

Всероссийская конференция

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ В XXI ВЕКЕ

Инновационное развитие и управление

Иркутск

2015

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ИНСТИТУТ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ им. Л.А. МЕЛЕНТЬЕВА

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ В XXI ВЕКЕ.

Инновационное развитие и управление

Всероссийская конференция
1–3 сентября 2015 г.

Иркутск
2015

УДК 621.311.1
ББК 31
Э 65

Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление // Сб. статей всероссийской конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление», 1-3 сентября 2015 г., Иркутск, Россия. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2015. – 591 с.

ISBN 978-5-93908-138-2

В сборник включены статьи, представленные на конференции «Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление». Конференция состоялась в г. Иркутске (Россия) 1–3 сентября 2015 года. Организована Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ) и ПАО «Иркутскэнерго».

В статьях сборника рассматриваются фундаментальные и прикладные проблемы, связанные с развитием энергетики России и ее восточных регионов в мировом контексте. Обсуждаются кардинальные изменения в облике энергетики, которые вызваны как внутренними для энергетики инновационными процессами - такими как интенсивное развитие энергетических технологий, качественный сдвиг в масштабах применения интеллектуальных информационно-коммуникационных технологий и средств для управления энергетическими объектами и системами (распространением в «умном энергоснабжении» киберфизических систем, включенных в развитых странах в приоритетный список инноваций и считающихся критически важными для защиты национальных интересов), так и принципиальным изменением парадигмы развития и функционирования энергетических систем как клиентоориентированных инфраструктурных систем для надежного и эффективного обслуживания отраслей экономики и социальной сферы.

Сборник может быть полезен широкому кругу специалистов в области энергетики и экономики.

ISBN 978-5-93908-074-3

© ИСЭМ СО РАН, 2015

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ …… 3

ПРЕДИСЛОВИЕ …….. 8

Пленарная сессия …… 9

Воропай Н.И., Санеев Б.Г., Сендеров С.М., Стенников В.А.,Новицкий Н.Н., Илькевич Н.И., Клер А.М. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Энергетика будущего: комплексные проблемы инновационного развития и управления ……. 10

Мастепанов А.М. (Институт проблем нефти и газа РАН). Энергетическая безопасность на пространстве Евразии: новые вызовы и меры по её обеспечению …….. 22

Сафронов А.Ф. (Институт проблем нефти и газа РАН). Сланцевые нефть и газ – вызов энергетической безопасности России?……... 30

Санеев Б.Г. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Смена парадигмы в энергетическом сотрудничестве России и стран Северо-Восточной Азии в условиях новых глобальных и региональных вызовов: переход от преимущественной торговли энергоресурсами к инновационно-технологическому сотрудничеству …… 35

Батхуяг С. (Институт энергетики Монгольского университета науки и технологий). Энергетическая стратегия Монголии: возможные направления электроэнергетического сотрудничества с Россией …… 43

Воропай Н.И., Стенников В.А., Барахтенко Е.А. и др. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего …… 47

Кононов Ю.Д. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Проблемы и нерешенные задачи в прогнозных исследованиях долгосрочного развития ТЭК …. 56

Сессия 1. Тенденции развития энергетики ……...……... 62

Сендеров С.М., Рабчук В.И. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Доминирование газовой отрасли в ТЭК России и связанные с этим проблемы энергетической безопасности на период до 2030 г. …… 63

Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Развитие газового рынка России в долгосрочной перспективе: роль азиатских регионов …… 71

Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В., Окунева С.Т. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Вопросы ценообразования при развитии систем газоснабжения ……. 79

Савельев В.А., Чудинова Л. Ю. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Современные тенденции и проблемы российской гидроэнергетики …… 87

Беляев Л С., Ковалёв Г. Ф. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Проблемы ценообразования на энергоносители и их влияние на экономику России …….. 94

Корнеев А.Г., Агафонов Г.В., Цапах А.С. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Методические подходы к долгосрочному прогнозированию электропотребления восточных регионов России …….. 101

Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Мазурова О.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Долгосрочное прогнозирование спроса на топливо на региональных энергетических рынках с учетом неопределенности …… 108

Ступин П.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Методический подход к анализу прогнозной области долгосрочного развития ТЭК ……. 115

Сессия 2. Международное энергетическое сотрудничество ……. 120

Беляев Л.С., Волкова Е.Д., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Межгосударственное энергообъединение в Северо-Восточной Азии: исследование системной эффективности …….. 121

Попов С. П., Корнеев К.А., Ершова Е.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Долгосрочные тенденции на рынках энергоносителей Восточной Азии …….. 130

Дёмина О.В., Огнев А. Ю. (Институт экономических исследований ДВО РАН). Развитие энергетического сотрудничества России и Китая: декларации и практика …….. 141

Пляскина Н.И., Харитонова В.Н., Вижина И.А. (Институт экономики и организации промышленного производства СО РАН). Интересы Востока России в реализации российско-китайского газового контракта «Сила Сибири» …….. 148

Ижбулдин А.К., Платонов Л.А. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Анализ маршрутов поставок российского трубопроводного газа в Китай …… 156

Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Оценка экспортного потенциала угля востока России …… 162

Трофимов Л.Н., Трофимов И.Л. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Интернет-сервис для анализа статистических данных в области энергетики на примере мирового рынка нефти …… 170

Жилкина Ю.В. (ОАО «ФСК ЕЭС). Международная энергетическая безопасность в условиях глобализации мировой экономики …….. 175

Сессия 3. Качество электроснабжения ……. 182

Харлов Н.Н., Боровиков В.С. (Томский политехнический университет). Итоги обследования режимов распределительных электрических сетей Сибири и юга России …… 183

Силаев М. А., Тульский В. Н., Шамонов Р. Г. (ОАО «ФСК ЕЭС). Влияние режимов работы энергосистем на несинусоидальность и несимметрию напряжений в магистральных электрических сетях …… 189

Романова В.В., Хромов С.В. (Забайкальский государственный университет). Исследование несимметрии напряжений в узлах присоединения тяговых подстанций к питающей сети на участках Забайкальской железной дороги …….. 195

Смирнов С.С., Осак А.Б. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Статистические свойства частоты в 2013–2014 годах …… 203

Никифоров В.В. (ООО «Линвит»). Нормативно-техническое обеспечение и правовое регулирование в области качества электрической энергии. Современное состояние и проблемы ……. 209

Суднова В.В., Козлов В.В. (АНО «ЭлектроСертификация»). Техническое регулирование в электроэнергетике. Обязательная сертификация электрической энергии …….. 217

Чернышов М. О., Довгун В. П., Новиков В. В., Бруцкий С. В. (Сибирский федеральный университет). Проблемы обеспечения качества электроэнергии в сетях коммерческих и офисных потребителей ……... 225

Боровиков В.С., Харлов Н.Н. (Томский политехнический университет). Моделирование установившихся режимов сложных электрических сетей с нелинейными и несимметричными нагрузками …….. 229

Романова В.В., Хромов С.В. (Забайкальский государственный университет). Моделирование несимметричных режимов работы асинхронного двигателя ……. 237

Довгун В. П., Чернышов М. О., Новиков В. В. (Сибирский федеральный университет). Анализ и оптимизация характеристик гибридных фильтрокомпенсирующих устройств 244

Лисицкий К.Е., Дружинина Д.С., Файзулин Э.Ф. (Братский государственный университет). Определение параметров снижения колебаний напряжения в электрической сети для борьбы с фликером …….. 251

Коверникова Л. И. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). О комплексном подходе к управлению качеством электрической энергии …… 256

Сессия 4. Управление развитием систем энергетики …… 265

Брусницын А. Н., Журавлев В. С., Осика Л. К. (Фонд поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности «Энергия без границ», группа «Интер РАО»). О прогнозировании предельных мощностей энергоблоков и электростанций при проектировании развития ЕЭС России ……. 266

Чжан А.Ю. (ООО «Электрические системы). Интеллектуальные технологии при обосновании развития и управлении энергетическими системами. Использование NIS/GIS, как инструмента планирования развития электрических сетей. Опыт применения в городском округе «Южно-Сахалинск» …….. 277

Массель Л. В., Пяткова Н. И. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Методы ситуационного управления в задачах оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности …… 280

Арендарчук А.В. (Департамент топливно-энергетического хозяйства города Москвы). Формирование концептуальной модели предметной области «ресурсоснабжение потребителей мегаполиса» …….. 287

Скрипкин С.К. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Информационные инновации: семиотические метасистемы в исследованиях систем энергетики 291

Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В., Сурнин Н.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Многоуровневое моделирование оптимального развития систем газоснабжения с учетом надежности …….. 298

Подковальников С.В., Семенов К.А., Хамисов О.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Рыночные структуры в электроэнергетике: моделирование и исследование ……. 306

Айзенберг Н.И., Зоркальцев В.И., Мокрый И.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Исследования нестационарных олигопольных рынков …… 315

Сессия 5. Управление функционированием систем энергетики ……. 324

Зиновьев Г.С., Лопаткин Н.Н., Сидоров А.В. (Новосибирский государственный технический университет). Анализ структур силовых электронных трансформаторов …….. 325

Жилкина Ю.В. (ОАО «ФСК ЕЭС). Организация сервисного обслуживания в электроэнергетике …… 332

Глазунова А.М., Колосок И.Н. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Решение задач диспетчерского управления интеллектуальными электроэнергетическими системами на базе методов оценивания состояния ……. 337

Войтов О.Н., Гамм А. З., Голуб И.И. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Управление потокораспределением в ЭЭС при вероятностном характере информации ……. 345

Висящев А.Н., Тигунцев С.Г., Федчишин В.В. (Иркутский национальный исследовательский технический университет). Снижение наведенного напряжения в месте производства работ на отключенной воздушной линии электропередачи при коротком замыкании в сети …… 353

Тигунцев С.Г. (Иркутский национальный исследовательский технический университет). Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения …….. 357

Грунин О.М., Пушков К.А. (Забайкальский государственный университет). Совершенствование моделей и методов анализа установившихся режимов электрических систем 361

Смирнов С.С., Осак А.Б. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Управляемый подмагничиванием трансформатор …….. 366

Попова Е.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Расчеты потокораспределения в ЭЭС с учетом габаритов ВЛ ……..... 372

Новицкий Н.Н. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Интеллектуальные трубопроводные системы как новый объект приложения теории гидравлических цепей …… 378

Шалагинова З.И., Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Гребнева О.А. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Многоуровневое моделирование теплогидравлических режимов больших систем теплоснабжения …… 389

Алексеев А.В., Михайловский Е.А., Новицкий Н.Н., Токарев В.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Универсальные информационно-вычислительные технологии для компьютерного моделирования трубопроводных и гидравлических систем ……..... 399

Стенников В.А., Пеньковский А.В., Хамисов О.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Моделирование теплоснабжающих систем в условиях «Единой теплоснабжающей организации» ……. 408

Игнатьев В.С., Кобылин В.П., Шадрин А.П. (Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН). Тепловая жесткость климата и его влияние на теплопотребление зданий и сооружений ……. 419

Стенников В.А., Постников И.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Управление функциональным резервированием теплоснабжающих систем … 424

Возисова О.С., Кокшарова Е.Ю., Егоров А.О., Кузнецов К.А. (Уральский федеральный университет им. В.Н. Ельцина, Уральский энергетический институт). Конструктор электроэнергетических систем …….. 432

Кокшарова Е.Ю., Возисова О.С., Кузнецов К.А., Егоров А.О. (Уральский федеральный университет им. В.Н. Ельцина, Уральский энергетический институт). Конструктор автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА …….. 439

Тохтибакиев К.К., Дидоренко Е.В., Нуртаза Н.Н, Шубекова К.К., Саухимов А.А. (Алматинский университет энергетики и связи). Активно-адаптивная система контроля пропускной способности транзита «Север-Юг» 500 кВ ЕЭС Казахстана на базе WAMS технологий ……... 444

Сессия 6. Комплексные и региональные аспекты развития энергетики …….. 448

Петров Н.А. (Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН). Прошлое и настоящее энергетики Севера с высоты целей будущего …… 449

*Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН).*Приоритеты развития локальной энергетики арктической зоны на востоке РФ ……..... 456

Захаров В.Е. (Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН). Метасистемный подход к обоснованию направлений развития энергетической системы региона ……. 463

Зоркальцев В.И., Хажеев И.И. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Климат и экономика ……... 470

Абасов Н.В., Осипчук Е.Н., Бережных Т.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Моделирование потенциальных гидроэнергоресурсов Сибири и Дальнего Востока ……..... 479

Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Музычук Р.И. (ИСЭМ СО РАН). Оценка энергоэффективности экономики Байкальского региона …….. 484

Филиппов А.Е., Филиппов С.А. (ИСЭМ СО РАН). Газовый импульс инновационного развития Иркутской области ……. 490

Абасов Н.В., Бережных Т.В., Никитин В.М., Осипчук Е.Н. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Моделирование режимов функционирующих и проектируемых ГЭС Ангарского каскада …… 499

Ларионов А.В., Павлов Н.В. (Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН). О необходимости стратегического планирования развития гелиевой промышленности ……. 506

Павлов Н. В., Пинигин Д.Д. (Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН). Особенности освоения и техногенное воздействие Эльгинского угольного комплекса на природную среду …….. 511

Майсюк Е.П., Иванова И.Ю. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Роль энергетики в воздействии на природную среду центральной экологической зоны Байкальской природной территории …….. 516

Сессия 7. Перспективные энергетические технологии, нетрадиционная энергетика, распределенная генерация …… 523

Каганович Б.М, Зароднюк М.С., Якшин С.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Термодинамика, энергетика и информационные технологии … 524

Стенников В.А., Жарков С.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). О технической политике в энергоснабжении ……. 531

Сорокин А.П., Рождествина В.И., Савченко И.Ф. (Амурский научный центр ДВО РАН). Инновационно-технологический подход к эффективному использованию низкокалорийных углей Приамурья ……... 539

Э.А. Тюрина, А.С. Медников (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Повышение экологической, экономической эффективности ПГУ на угле ……. 547

Кочетков Л.А., Баранаев Ю.Д. (АО «Государственный научный центр Российской Федерации - Физико-энергетический институт им. А.И. Лейпунского). Малая атомная энергетика, прошедшее и будущее ……... 553

Клер А.М., Захаров Ю.Б., Епишкин Н.О. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Согласованная оптимизация параметров цикла паротурбинного энергоблока и проточной части паровой турбины ……. 559

Клер А. М., Жарков П.В. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Разработка методов оптимизации схем и параметров локальных электроэнергетических систем …….. 568

Аржанов К.В. (Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники). Фотоэлектрическая энергетическая установка с наведением на Солнце … 579

Карамов Д.Н. (Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН). Комплексная оптимизация автономной системы электроснабжения, использующей возобновляемые источники энергии и аккумуляторные устройства на примере п. «Батамай» Кобяйского района Якутии …… 582

ПРЕДИСЛОВИЕ

В основе сборника лежат материалы всероссийской научной конференции **«Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление».** Конференция проведена Институтом систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ), грант № 15-08-20656-г и ПАО «Иркутскэнерго».

Основная цель конференции – это комплексное обсуждение ведущими учеными и специалистами фундаментальных проблем, связанных с развитием энергетики России в мировом контексте. Такая конференция, проводимая раз в пять лет, продолжает традицию симпозиумов ИСЭМ СО РАН по системным энергетическим исследованиям и играет важную роль в определении путей стратегического развития топливно-энергетического комплекса России с учетом энергетической безопасности и эффективного энергетического сотрудничества на Евразийском пространстве. Особое внимание участников конференции было уделено проблемам развития интеллектуальных энергосистем, перспективным технологиям генерации, новым подходам в управлении, повышению надежности и качества электроснабжения, а также комплексным проблемам развития энергетики регионов Сибири и Дальнего Востока.

В конференции приняли участие около 150 человек из более 40 организаций из городов России - Москва, Санкт-Петербург, Иркутск, Новосибирск, Томск, Красноярск, Екатеринбург, Хабаровск, Якутск, Улан-Удэ, Чита, Благовещенск, а также из Монголии. Участниками представлено более 80 докладов. 5 статей представлены заочно.

Помимо основной пленарной сессии конференции прошли специализированные сессии по следующим темам:

- Тенденции развития энергетики;
- Международное энергетическое сотрудничество;
- Качество электроснабжения;
- Управление развитием систем энергетики;
- Управление функционированием систем энергетики;
- Комплексные и региональные проблемы развития энергетики;
- Перспективные энергетические технологии, нетрадиционная энергетика, распределенная генерация.

Электронные версии статей данного сборника доступны на сайте конференции: http://isem.irk.ru/energy21.

Оргкомитет конференции
Энергетика России в XXI веке

ПЛЕНАРНАЯ СЕССИЯ

Энергетика будущего: комплексные проблемы инновационного развития и управления

Воропай Н.И., Санеев Б.Г., Сендеров С.М., Стенников В.А.,
Новицкий Н.Н., Илькевич Н.И., Клер А.М

Рассматриваются ключевые факторы, определяющие облик энергетики будущего. Анализируются инновационные тенденции развития и особенности функционирования энергетических систем будущего. Показано, что имеет место ряд характерных тенденций и свойств, общих для инфраструктурных систем электро-, тепло-/хладо, газо- и водоснабжения. На этой базе формулируются основные направления системных исследований будущих энергетических объектов и систем и ТЭК в целом. Обсуждаются условия выполнения и реализации результатов исследований.

Ключевые слова: **энергетика будущего, инновационное развитие и управление, комплексные проблемы, направления системных исследований.**

1. МОТИВАЦИЯ

К середине XXI века следует ожидать кардинальных изменений в облике энергетики. Эти изменения связаны не только с внутренними для энергетики процессами (интенсивное развитие энергетических технологий, качественный сдвиг в масштабах применения интеллектуальных информационно-коммуникационных технологий и средств для управления энергетическими объектами и системами), но и с принципиальным изменением парадигмы развития и функционирования энергетических систем как клиентоориентированных инфраструктурных систем для надежного и эффективного обслуживания отраслей экономики и социальной сферы. К инфраструктурным энергетическим системам относятся прежде всего системы электро-, тепло- и газоснабжения, имеющие развитую транспортную и распределительную сетевую инфраструктуру. В определенном смысле к инфраструктурным можно отнести системы нефте- и нефтепродуктоснабжения, хотя они не имеют развитых распределительных сетей. К инфраструктурным относятся также системы водоснабжения.

Закономерности изменения условий развития и функционирования энергетических систем приводят к существенным трансформациям в структуре систем и режимах их работы.

Продолжаются увеличение масштабов энергетических систем, расширение обслуживаемых ими территорий.

Продолжается развитие агломераций вокруг крупных городов, обусловленное формированием в них центров государственного и хозяйственного управления, сосредоточением в них высокотехнологичных производств, финансовых ресурсов, креативных групп населения, научно-образовательного кластера. Одновременно с этим продолжается тенденция деурбанизации городских поселений, включая вынос за пределы городской застройки промышленного производства и развитие индивидуального малоэтажного строительства. В дополнение к предыдущему будет продолжаться повышение статуса и жизненного уровня в средних и небольших городах. Все это приведет ко все большему рассредоточению энергопотребления по территории при глубокой электрификации и газификации промышленности и быта для обеспечения роста качества жизни и производительности труда [1, 2].

Тенденция децентрализации энергоснабжения развивается и со стороны производства энергии в связи с расширением использования источников распределенной генерации, подключаемых к узлам распределительных электрических и тепловых сетей. Эта тенденция обусловлена появлением новых высокоэффективных технологий производства энергии, гибко адаптирующих систем энергоснабжения к неопределенности спроса на

энергию. Свой вклад в распределенную генерацию вносят источники энергии, использующие возобновляемые энергетические ресурсы.

Новые высокоэффективные технологии получают все большее использование и для крупных источников энергии. Реально структура генерации будущих систем энергоснабжения должна включать относительно крупные генерирующие источники для снабжения энергией крупных энергоемких потребителей и достаточно высокую долю распределенной генерации энергии.

2. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ БУДУЩЕГО НА ИННОВАЦИОННОЙ ОСНОВЕ

Широкое распространение в электроэнергетических системах (ЭЭС) установок распределенной генерации порождает несколько особенностей. Многие малые генерирующие установки, использующие газотурбинные технологии, работают на более высокой по сравнению с промышленной частоте и подключаются к системе через выпрямительно-инверторные блоки. Аналогичное подключение имеют ветроагрегаты, отличающиеся к тому же стохастическим характером генерируемой мощности. В результате существенно изменяются частотные характеристики генерации в ЭЭС, снижается регулирующий эффект генерации по частоте. Установки распределенной генерации имеют малые по сравнению с традиционными генераторами большой мощности постоянные инерции ротора и упрощенные системы регулирования, что создает проблемы с обеспечением устойчивости ЭЭС. Подключение установок распределенной генерации к распределительной электрической сети радикально изменяет ее свойства, создавая проблемы устойчивости, формируя необходимость существенного развития и принципиальной реконструкции систем релейной защиты и автоматики на этом уровне [3].

В связи с тенденциями развития и размещения генерации и потребления электроэнергии существенно изменится в будущем и электрическая сеть. С учетом новых технологий в преобразовательной технике на основе силовой электроники, снижения стоимости, повышения надежности и обеспечения высокой управляемости электропередач постоянного тока они получат существенное развитие в передающей электрической сети. Одновременно широкое применение устройств, формирующих на основе использования силовой электроники гибкие электропередачи переменного тока (FACTS), радикальным образом повысит управляемость передающей сети переменного тока [4]. Новые технологии, включая использование устройств FACTS, существенно повысят надежность и управляемость распределительной электрической сети.

Рост электропотребления при рассредоточении генерирующих источников и потребителей по территории приводит к увеличению плотности передающих и распределительных электрических сетей. В целом с учетом указанных факторов электроэнергетические системы будущего все в большей мере будут приобретать функции и свойства инфраструктурных систем (своего рода «электрического интернета»), которые теоретически будут в состоянии предоставлять потребителю электроэнергию в требуемом месте, необходимых качества и надежности электроснабжения и по приемлемой цене.

Наблюдается тенденция роста доли новых электроприемников с новыми нагрузочными характеристиками. К таким электроприемникам относятся все электроустановки, запитанные через современные блоки питания − выпрямители плюс стабилизаторы и выпрямители плюс инверторы. Это частотно-регулируемый электропривод, вся компьютерная, офисная и бытовая техника с импульсными источниками питания, светодиодное освещение и т.п. Отличительной их особенностью является неизменная величина потребляемой активной мощности при изменении в широком диапазоне величины и частоты напряжения в питающей сети (некоторые электроприемники обеспечивают неизменность нагрузки даже при снижении уровня напряжения до 30 % от номи-

нального). Если традиционные потребители при снижении величины питающего напряжения снижают свое потребление, тем самым обеспечивая регулирующий эффект нагрузки, то новые потребители при снижении величины питающего напряжения увеличивают потребляемый ток при сохранении неизменной активной мощности, а с учетом потерь в распределительной электрической сети это приводит к росту активной и реактивной мощности нагрузки. Соответственно, при росте общей доли новых электроприемников будет снижаться регулирующий эффект нагрузки по напряжению в ЭЭС.

Ситуация усугубляется широким применением современных устройств регулирования под нагрузкой (РПН) трансформаторов, в том числе в распределительной электрической сети, в результате чего уровни напряжения на шинах потребителей становятся относительно стабильными и соответствуют нормативным требованиям, но при аварийных условиях в магистральных и распределительных электрических сетях вместо снижения напряжения на шинах потребителей (и, как следствие, снижения активной и реактивной нагрузки) имеет место неизменность нагрузки, увеличение потерь в сети и существенный рост потребляемой из питающей электрической сети реактивной мощности.

Еще одной проблемой является то, что все большее число электроприемников сохраняют неизменной потребляемую мощность при изменении частоты в питающей сети. К таким электроприемникам относятся не только упомянутые выше новые потребители, но и большинство нагревательных элементов, используемых для электроотопления. При этом снижается как суммарная мощность, так и общая доля нагрузки, напрямую подключенной к электрической сети переменного тока (без частотных преобразователей), которая обеспечивала бы регулирующий эффект нагрузки по частоте для всей ЭЭС.

Еще один важный новый фактор для будущих ЭЭС – появление активных потребителей, самостоятельно управляющих собственным электропотреблением в зависимости от ценовых условий на розничном рынке электроэнергии путем переноса потребления электроэнергии некоторыми электроприемниками с периодов с высокой ценой электроэнергии на периоды с низкой ценой. Такое независимое от диспетчерского графика управление нагрузкой активных потребителей создает проблемы для управления режимами ЭЭС вследствие неопределенности электропотребления активных потребителей. Поэтому перспективным является взаимодействие ЭЭС и потребителей по совместному управлению режимами системы с использованием регулировочных возможностей потребителей.

Существенное изменение свойств будущих ЭЭС произойдет в результате массового распространения систем хранения электрической энергии, технологии которого уже сейчас имеют промышленное применение [5]. Характерно то, что системные накопители электрической энергии имеют высокоэффективные быстродействующие системы управления на базе силовой электроники, могущие внести свой вклад в обеспечение управляемости ЭЭС. Большая доля накопителей электрической энергии ожидается на базе электромобилей, которые при массовом их использовании существенно изменят облик и режимы работы будущих ЭЭС.

С учетом указанных тенденций все большего распространения электроприемников и систем хранения электроэнергии, питающихся на постоянном токе через преобразовательные элементы, можно ожидать переход к формированию питающих распределительных электрических сетей на постоянном токе при размещении общих преобразовательных установок с переменного тока на постоянный на питающих подстанциях [6,7].

Перечисленные новые нагрузочные характеристики потребителей, накопителей и генерации будущих ЭЭС существенно изменят свойства и управляемость систем. Существующие принципы управления режимами в традиционных ЭЭС основываются

на использовании регулирующего эффекта нагрузки и частотных характеристиках генерации. За счет указанных эффектов современные ЭЭС обладают внутренней самоустойчивостью, а системы управления воздействуют при выходе режимных параметров за определенные границы. В связи с изменением свойств будущих ЭЭС их внутренняя самоустойчивость во многом трансформируется, вследствие чего традиционные принципы управления режимами ЭЭС потребуют существенной модификации и развития.

Практически во всех странах мира в качестве государственной политики технологического развития электроэнергетики и ЭЭС будущего объявлена концепция интеллектуальной энергосистемы (Smart Grid). Эта концепция базируется на интеграции нескольких инновационных направлений во всех звеньях от производства до потребления электроэнергии, а именно [8 и др.]:

- инновационные технологии и установки для производства, хранения, передачи, распределения и потребления электроэнергии;
- высокоэффективные средства и технологии измерения, сбора, обработки, хранения, передачи и представления (визуализации) информации;
- прогрессивные информационные и компьютерные технологии, в том числе интернет;
- высокоэффективные методы мониторинга и управления на базе современных подходов теории управления;
- активные потребители.

Развитие будущих ЭЭС на технологической базе интеллектуальной энергосистемы позволит во многом нивелировать перечисленные выше потенциально негативные тенденции в изменении свойств ЭЭС. В то же время уже сейчас возникают, а в будущем будут обостряться новые проблемы, связанные с необходимостью усиления координации управления режимами ЭЭС на различных уровнях, повышения эффективности управления, обеспечения надежности самой системы управления режимами ЭЭС. Особую остроту приобретают вопросы информационной и кибер-безопасности при мониторинге и управлении ЭЭС [9, 10 и др.].

3. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ БУДУЩИХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМ

Важными условиями, определяющими развитие теплоснабжения на современном этапе и в предстоящей перспективе, являются следующие [11]:

- возросщие требования к комфорту в помещениях и качеству теплоснабжения, направленные на расширение комплекса услуг, включая тепло-, хладоснабжение, вентиляцию, кондиционирование, горячее водоснабжение;
- структурные преобразования в экономике, рост уровня благоустройства в жилищном комплексе, изменение территориального размещения промышленного производства и переход его на собственные энергоисточники значительно повлияют на структуру и потребность в тепловой энергии, а также на структуру генерирующей мощности.
- энергосбережение, применение энергоэффективных технологий в производстве, изменение структуры промышленного производства, использование теплосберегающих конструкций зданий, внедрение систем учета и регулирования отпуска и потребления тепловой энергии, способствуют значительному снижению теплоемкости промышленной продукции и общего теплопотребления в целом;
- уменьшение плотности застройки, преимущественное ее развитие на свободной территории, появление на рынке эффективного теплогенерирующего оборудования небольшой мощности повышают роль децентрализованных (распределенных) систем:
- рост стоимости электроэнергии, повышение цен на топливо и его перевозку, удорожание оборудования и материалов и, как следствие, повышение тарифов на тепловую энергию способствуют внедрению энергосберегающих мероприятий в процессы производства, транспорта и по-

требления тепла, а также повышают долю использования вторичных и возобновляемых энергоресурсов;

- структурные изменения в топливно-энергетическом комплексе, увеличивающие использование газа на цели теплоснабжения в результате газификации регионов, способствуют развитию распределенных высокоэффективных и конкурентоспособных источников тепла на газе;
- повышение требований к надежности и безопасности теплоснабжения и необходимость их выполнения в условиях договорных отношений ведут к увеличению затрат в тепловые сети, что снижает экономическую эффективность крупных источников тепла, ограничивает радиусы теплоснабжения и увеличивает необходимое число источников;
- возросшая социальная активность населения в отношении решения экологических проблем также будет поддерживать тенденцию разукрупнения систем и способствовать их технологическому совершенствованию;
- изменение инвестиционной политики, отсутствие крупных государственных вложений в теплоснабжение, незаинтересованность частных инвесторов в финансировании строительства теплоснабжающих объектов и фактически переход теплоснабжающих предприятий на самофинансирование и ограниченные субсидии из местных бюджетов, создание и усиление конкурентной среды во всех сферах экономики, развитие свободного рынка технологий и оборудования значительно ослабляют позиции централизованного теплоснабжения и приводят к сдвигу конъюнктуры инвестиций в сторону распределенной генерации, но не лишают его лидирующего положения;
- разнообразие форм собственности в сфере теплоснабжения и неизбежное изменение взаимоотношений сторон с преобладанием экономических интересов исключает меры внеэкономического принуждения потребителей к использованию тех или иных типов теплоснабжения и стимулирует их к активному поведению.

Перечисленные условия приводят:

1) к снижению конкурентоспособности крупных централизованных систем теплоснабжения и к уменьшению единичных мощностей источников тепла;
2) к более широкому применению малой распределенной генерации тепловой энергии;
3) к заинтересованности потребителей в энергосбережении;
4) к более полному использованию вторичных энергоресурсов и отходов производства, пригодных для получения тепловой энергии;
5) к увеличению масштабов использования возобновляемых источников тепловой энергии;
6) к заинтересованности в принятии действительно оптимальных решений по развитию теплоснабжения.

Задача управления развитием и функционированием теплоснабжающих систем (ТСС) будет заключаться в том, чтобы своевременно адаптироваться и адекватно реагировать на изменение спроса на тепловую энергию и другие внешние вызовы.

Формирующиеся в теплоснабжении новые тенденции будут определять технологическое преобразование теплоснабжающих систем. С одной стороны, это становится востребованным, а, с другой стороны, это обеспечивается формирующимся рынком доступных инновационных технологий и оборудования.

Доступность мини- и микроисточников тепла, оснащение систем теплопотребления приборами «умного» учета, автоматического регулирования и управления обеспечивают необходимые условия для активного поведения потребителя. Такой потребитель существенно повлияет на технологию функционирования ТСС и будет способствовать переходу от качественного к количественному регулированию и дифференцированному управлению.

Техническое перевооружение теплоснабжающих систем формируется и развивается в трех основных направлениях: изменение структуры систем, системно-технологические преобразования, технические меры по переоборудованию систем.

Основными направления изменения структуры ТСС являются:

а) ориентация на иерархические принципы построения систем с разделением кольцевых магистральных и тупиковых распределительных сетей узлами управления;
б) применение, как правило, независимых схем присоединения потребителей и закрытых систем горячего водоснабжения;
в) разделение источников тепла, тепловых сетей и теплопотребляющих установок на независимые контуры с помощью теплообменников, автоматики и средств регулирования;
г) создание автоматизированной системы управления технологическими процессами производства, транспорта и потребления тепловой энергии.

Системно-технологические преобразования ориентированы на новые технологии эксплуатации теплоснабжающих систем:

– совместную работу теплоисточников, фактически реализующую основное предназначение крупных ТСС и обеспечивающую эффективное снабжение потребителей тепловой энергией;
– количественно-качественное и количественное регулирование отпуска и потребления тепловой энергии, способствующее организации совместной работы источников, обеспечению соответствия количества подаваемого тепла и его потребностей в режиме реального времени;
– относительно низкие температуры теплоносителя, обеспечивающие широкие возможности вовлечения в совместную работу на единые тепловые сети теплоисточников разных типов и мощностей, таких как котельные, когенерационные установки, источники, работающие на вторичных энергоресурсах и другие нетрадиционные источники тепла, кроме того, это делает возможным применение новых материалов в теплоснабжении и обеспечит продление рабочего ресурса оборудования;
– пониженное давление теплоносителя, обусловленное тем, что в независимых контурах элементов ТСС необходимо создать лишь циркуляцию теплоносителя, при этом сокращаются утечки теплоносителя, а также продлевается рабочий ресурс оборудования.

Техническое переоборудование систем включает комплекс мероприятий, без которых невозможна реализация перечисленных выше направлений. Среди них следующие:

- применение в тепловых сетях системы оперативного контроля, управления и диагностики состояния оборудования и теплопроводов, использование шаровой, дисковой и другой запорно-регулирующей арматуры с электроприводом и дистанционным управлением;
- внедрение систем автоматики и регулирования, приборов учета и измерения и создание на их базе автоматизированной системы диспетчерского управления;
- широкое применение на источниках, в тепловых сетях и на тепловых вводах потребителей автоматизированных тепловых пунктов с пластинчатыми теплообменниками, системами управления и регулирования.

Перспективной технологической платформой будущего теплоснабжения, учитывающий перечисленные выше изменения принципов построения и структуры ТСС, является создание «интеллектуальной» теплоснабжающей системы, объединяющей на новом технологическом уровне источники, сети и потребителей в единую автоматизированную систему [12]. Это обеспечит ей необходимую гибкость и адаптивность к изменяющимся условиям функционирования, повысит эффективность, надежность, качество теплоснабжения, будет способствовать уменьшению тепловых потерь, сглаживанию неравномерности графиков

теплопотребления и т.п.. Наличие возможности в реальном времени отслеживать и контролировать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления тепла, в автоматическом режиме оперативно реагировать на изменения различных параметров в ТСС позволит осуществить интерактивное («здесь и сейчас») поведение потребителей на тепловом рынке. Этим будет обеспечено двустороннее взаимосогласованное взаимодействие потребителя и ТСС.

4. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ГАЗОСНАБЖАЮЩИХ СИСТЕМАХ

Продолжается рост масштабов и сложности газоснабжающих систем (ГСС). Удаление месторождений газа от мест его потребления, стремление к диверсификации транспортных коридоров и повышению возможности маневрирования потоками приводят к увеличению общей протяженности и усложнению конфигурации систем магистральных газопроводов. Активная газификация регионов, дальнейшая урбанизация страны, "обрастание" городов коттеджными и дачными поселками высокой степени благоустройства приводят к необходимости развития систем централизованного газоснабжения и газовых распределительных сетей, росту охватываемой ими территории.

Совершенствуется и расширяется ассортимент применяемой в ГСС элементной базы:

- трубопроводы из новых материалов, включая полимерные;
- новые материалы и технологии для тепло- и гидроизоляции, минимизации процессов коррозии, появления отложений на внутренних поверхностях труб и др.;
- энергоэффективное, компактное и малошумное компрессорное оборудование с высоким КПД в широкой области производительностей;
- надежная и качественная запорно-регулирующая арматура.

Возможности мониторинга и выявления нерационального использования газа в свою очередь активизирует процессы массового применения более эффективной и качественной газоразборной арматуры, газопотребляющих приборов, автоматических средств регулирования в местах потребления. Нарастающее активное поведение потребителей приводит к существенному усложнению процессов функционирования ГСС, усилению нестационарности режимов работы ГСС, росту вероятности реализации непроектных и даже нештатных режимов.

Это в свою очередь стимулирует:

- внедрение в ГСС нового высокоманевренного энергосберегающего компрессорно-силового оборудования с регулируемой скоростью вращения;
- более широкое применение средств регулирования и локальной автоматики на основных объектах, автоматических регуляторов давления, расхода и др. в газотранспортных и газораспределительных сетях;
- развертывание масштабных систем телеметрии и коммерческого учета для мониторинга режимов и процессов потребления;
- применение дифференцированных тарифов для потребителей в суточном разрезе.

В мире и в России газовая отрасль идет по стопам электроэнергетики в обновлении сетей, коммуникаций, приборов учета, создавая разнообразные пилотные проекты, и все эти действия направлены в конечном итоге на развертывание удаленного сбора данных с использованием M2M (Machine-to-Machine) технологии.

Уже к 2016 году Европа может стать одним из крупнейших региональных рынков сбыта для приборов, использующих технологию M2M, выйдя на уровень 13,5 млн. установленных устройств. Согласно прогнозу «Pike Research» [13] общее количество установленных в мире приборов для мониторинга в газовой отрасли с использованием M2M технологии будет быстро расти в течение ближайших нескольких лет, увеличившись с 8,5 млн. в 2009 году до 36,3 млн. к 2016 году. Технология M2M предполагает оснащение узлов учета газа (УУГ) системами

телеметрии. В состав оборудования, как правило, входят коммерческие измерительные комплексы УУГ и шкаф автоматизации с системой телеметрии. Главной задачей системы телеметрии газораспределительных объектов является контроль технологических параметров: давление газа на входе и выходе, перепады давлений на фильтрах, срабатывание запорной арматуры и т.д. Формирование аварийных сигналов должно осуществляться с минимальными задержками с целью непрерывного контроля состояния объекта и оперативного реагирования в случае возникновения каких-либо неисправностей. По некоторым оценкам, система телеметрии позволит контролировать около 80% поставляемого природного газа. Передача данных возможна по одному из четырех каналов связи: GSM, выделенной физической линии, коммутируемой телефонной линии или радиоканалу. Чаще остальных используется GSM из-за неоспоримых преимуществ – стоимости и быстроты развертывания при удовлетворительных показателях качества.

Сегодня стало насущной необходимостью создание так называемых интеллектуальных распределительных сетей газа. Под интеллектуальной системой в данном случае понимается такая система передачи и распределения газовых потоков, которая сочетает в себе традиционные элементы и новейшие технологии, комплексные инструменты контроля и мониторинга, а также информационные технологии и средства коммуникации, обеспечивающие более высокую эффективность газораспределительной сети и управление ресурсами газоснабжения.

Неотъемлемые части такой газовой сети:

- автоматика и управление (интеллектуальные измерительные комплексы – счетчики газа и электронные устройства управления)
- сетевая коммуникационная инфраструктура (технологические, измерительные и локальные сети)
- специализированный ситуационный центр с применением методов искусственного интеллекта.

Создание интеллектуальной сети предполагает установку интеллектуальных узлов учета, которые позволяют создать первичное информационное поле.

Главный модуль, влияющий на режимы газоснабжения региона - подсистема контроля за работой узлов учета газораспределительных станций (ГРС). Эта подсистема позволяет видеть состояние основных параметров ГРС, таких как давление газа на выходе, часовой расход газа, расход газа с начала контрактных суток, расход газа за предыдущие сутки с передачей соответствующих данных в специализированный ситуационный центр в режиме периодического автоматического опроса.

Следующей по ходу транспортировки газа в газораспределительной системе служит подсистема контроля за газорегуляторными пунктами (ГРП) предприятия. Эта подсистема построена на основе программно-технического комплекса, позволяющего по каналам радиосвязи в режиме онлайн контролировать следующие параметры работы ГРП:

- входное и выходное давление газа;
- температуру внутри помещения ГРП;
- уровень загазованности в технологических помещениях ГРП и потребителей в зоне обслуживания данного ГРП.

Таким образом, применение аппарата интеллектуальной поддержки или smart технологий в газовой отрасли непосредственно связано с газораспределительными сетями, приближено к потребителю и позволяет в режиме онлайн перераспределять потоки газа в газораспределительной сети, оптимизируя (в необходимой и возможной степени) потоки газа по ее дугам.

5. ОБОБЩЕНИЕ ТЕНДЕНЦИЙ

Рассмотренные инновационные тенденции в электроэнергетических, теплоснабжающих и газоснабжающих системах во многом характерны для систем водоснабжения, а также, в части производственно-транспортной инфраструктуры, – для нефтеснабжающих систем. Обобщение этих тенденций позво-

ляет сформулировать ряд общих для этих систем положений.

1. Увеличение масштабов рассматриваемых энергетических систем, расширение обслуживаемых ими территорий.
2. Усложнение структуры энергетических систем вследствие увеличения многообразия силовых элементов в больших диапазонах технологий и мощностей, включая распределенную генерацию, и усложнения конфигурации сетевой инфраструктуры.
3. Широкое использование инновационных технологий при производстве, транспорте, распределении и потреблении энергоресурсов и конечных видов энергии.
4. Активность поведения потребителей в плане управления собственным энергопотреблением в темпе процесса при использовании дифференцированных по времени цен на потребляемые энергоресурсы.
5. Широкое использование информационно-коммуникационных технологий для измерения параметров состояния энергетических систем, передачи, обработки и представления текущей информации для мониторинга режимов и управления ими.
6. Повсеместное активное применения идеологии интеллектуальных энергетических систем как технологической платформы будущих энергетических систем.
7. Существенное изменение свойств будущих интеллектуальных энергетических систем как объектов мониторинга их состояния и управления их режимами.
8. Создание условий для формирования интегрированных интеллектуальных энергетических систем как единых технологических комплексов с общей системой управления благодаря не только традиционным факторам интеграции на уровне производства энергии (например, ТЭЦ, производящих электроэнергию и тепло при применении газа в качестве топлива), но и в связи с наличием альтернативных технологий использования разных видов энергии для одной и той же цели у потребителей (например, отопление от централизованной теплоснабжающей системы либо за счет электрообогревателей) [14].

Перечисленные общие тенденции развития и функционирования будущих энергетических систем предопределяют направления их исследований.

6. ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Целями программы системных исследований энергетики будущего являются:

– разработка высокоэффективных инновационных технологий для производства, транспорта, распределения и потребления энергии, обеспечивающих технологический прорыв России в этой области;
– системное сопоставление инновационных энергетических технологий и определение рациональных сфер и объемов их использования;
– формирование рациональных направлений инновационного развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны и ее регионов, составляющих этот комплекс энергетических систем, межгосударственных энергообъединений;
– разработка интеллектуальных информационно-коммуникационных технологий и методов управления режимами работы инновационных энергетических объектов и систем;
– обоснование рекомендаций для государственных органов и энергетических компаний по приоритетам инновационного развития энергетики России и ее регионов, межгосударственных энергообъединений.

Основные направления исследований концентрируются в следующих трех группах проблем.

Инновационные энергетические технологии. В части технологий производства энергии исследования должны быть направлены на разработку термодинамических и теплофизических основ создания нового поколения энергетических энергосберегающих технологий и установок, а также перспективных схем и параметров теплоэнергети-

ческих и энерготехнологических установок широкого диапазона и различного назначения с технико-экономическим обоснованием их применения на новых и существующих объектах и системах. Особое внимание должно быть уделено исследованиям по созданию установок распределенной генерации энергии и возобновляемых источников энергии.

В части технологий транспорта и распределения энергии исследования должны быть направлены на разработку инновационных элементов и устройств, в том числе на основе применения силовой электроники для различного назначения.

В плане инновационных технологий использования энергии у потребителей исследования должны быть направлены на разработку теплофизических основ энергоэффективных технологий в различных отраслях промышленности. Должны быть разработаны эффективные технологии и устройства использования электрической и тепловой энергии, газа и др. потребителями.

Важной составляющей этой группы проблем является системное сопоставление инновационных энергетических технологий и технологических структур и определение рациональных сфер и масштабов их использования в энергетических системах и у потребителей в зависимости от внешних требований и ограничений.

Информационно-коммуникационные технологии и управление. Проведение исследований в данной области предполагает создание архитектуры, концептуальных системных решений, интеллектуализацию моделей, вычислительных методов и программно-алгоритмического обеспечения для информационно-вычислительных комплексов по мониторингу состояния и режимов работы энергетических объектов и систем и управлению ими. Полученные результаты будут использованы в первую очередь в системах управления сложными динамическими процессами в энергетических объектах и системах для отображения, восприятия, анализа информации, для формирования интеллектуальных управляющих воздействий, включая создание высокоэффективных систем адаптивного интеллектуального управления.

Комплексные проблемы энергетики. Инновационные энергетические технологии и новые технологии и средства интеллектуального мониторинга состояния энергетических объектов и систем, их анализа и управления ими радикально изменят облик и технологическую структуру энергетики, сформируют интеллектуальные энергетические системы с новыми свойствами. С учетом этого получат развитие новые принципы и математические модели и методы (технологии) обоснования развития и управления функционированием ТЭК страны и ее регионов и составляющих ТЭК энергетических систем с учетом взаимодействия и взаимовлияния этих систем, взаимодействия энергетики с отраслями экономики, энергетических систем с потребителями, требований энергоэффективности и энергосбережения, энергетической безопасности страны и регионов, мировой энергетической конъюнктуры и экологических ограничений.

С учетом инновационных технологий в производстве, транспорте, распределении и потреблении энергии, а также прогрессивных информационно-коммуникационных технологий и новых методов управления должны быть разработаны теоретические основы, модели и методы создания интегрированных интеллектуальных энергетических систем и комплексного управления ими, прежде всего применительно к интеграции инфраструктурных систем электро-, тепло-/хладо- и газоснабжения на уровнях производственно-транспортного и распределительного сегментов, а также потребителей.

Должны быть разработаны основы энергетической политики государства и механизмы ее реализации в областях развития и использования инновационных энергетических технологий и устройств, направлений и пропорций развития ТЭК и энергетических систем в стране в целом и в различных ее регионах, а также на межгосударствен-

ном уровне, правовые и институциональные принципы и механизмы координации различных субъектов отношений в энергетике.

7. УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

Выполнение исследований должно быть основано на координации работ с рядом других программ в тесной кооперации с академическими институтами, отраслевыми организациями и вузами, а также при широком сотрудничестве с ведущими зарубежными, в том числе международными организациями.

Реализация результатов исследований должна осуществляться в интересах ведущих энергетических компаний (Газпром, Российские сети, Роснефть, Транснефть, Росэнергоатом, ИнтерРАО ЕЭС и другие) при тесном сотрудничестве с ними, а также для государственных структур (Администрация Президента РФ, Правительство РФ, Совет безопасности РФ, Минэнерго РФ, органы власти регионов и другие).

Реализация результатов исследований позволит сформировать в России, прежде всего в ее восточных регионах, передовую энергетическую инфраструктуру, обеспечивающую эффективное и надежное снабжение качественной энергией потребителей экономики и социальной сферы, являющуюся базой для инновационного развития страны. Россия, ее восточные регионы смогут играть ведущую роль на мировых энергетических рынках и в обеспечении глобальной энергетической безопасности.

8. ЛИТЕРАТУРА

[1] Воропай Н.И., Стенников В.А. Энергетическая стратегия России: изменяющийся взгляд на развитие электроэнергетики // Энергетическая политика, 2013, вып. 2, с. 66-70.

[2] Воропай Н.И., Осак А.Б. Электроэнергетические системы будущего // Энергетическая политика, 2014, вып. 5, с. 60-63.

[3] Бушуев В.В. Электроэнергетика в энергетической стратегии России // Электричество, 2014, № 8, с. 4-8.

[4] Zhang X.-P., Rehtanz Ch., Pal B. Flexible AC Transmission Systems: Modelling and Control. Berlin – Heidelberg: Springer-Verlag, 2006, 383 p.

[5] Electric Energy Storage Systems / Styczynski Z.A., Adamek F., Voropai N.I. e.a. CIGRE: Paris, 2011, 95 p.

[6] Allee G., Tschudi W. Edison Redux: 380 V DC Brings Reliability and Efficiency to Sustainable Data Centers // IEEE Power and Energy Magazine, 2012, Vol. 10, No. 6, P. 50-59.

[7] Patterson B.T. DC, Come Home: DC Microgrids and the Birth of the “Enernet” // IEEE Power and Energy Magazine, 2012, Vol. 10, No. 6, P. 60-69.

[8] Воропай Н.И. Smart Grid: мифы, реальность, перспективы // Энергетическая политика, 2010, вып. 2, с. 9-14.

[9] Yin Wei, Kundur D. Two-Tier Hierarchical Cyber-Physical Security Analysis Framework for Smart Grid // IEEE PES General Meeting, San Diego, USA, July 22-27, 2012, 5 p.

[10] Осак А.Б., Панасецкий Д.А., Бузина Е.Я. Аспекты надежности и безопасности при проектировании цифровых подстанций // Междунар. н.-т. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». Екатеринбург, Россия, 3-7 июня 2013 г., 7 с.

[11] Стенников В.А. О реформировании теплоснабжения России // Энергосбережение, 2015, № 5, с.63-66, № 6, с.62-67.

[12] Новицкий Н.Н. Методические проблемы интеллектуализации трубопроводных систем и направления развития теории гидравлических цепей для их решения // Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014, с.301-318.

[13] Pike Research: Smart Energy Revenue $420 Billion by 2015 // http://www.environ-

mentalleader.com/2012/06/11/pike-research-smart-energy-revenue-420-billion-by-2015/#ixzz3dCj1XlPd

[14] Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Изв. РАН. Энергетика, 2014, № 1, с.64-78.

9. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Воропай Николай Иванович — директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, член-корреспондент РАН, профессор, заслуженный деятель науки РФ. Специалист в областях исследования фундаментальных свойств больших электроэнергетических систем (ЭЭС), моделирования и методов анализа устойчивости, живучести и надежности ЭЭС и других систем энергетики, обоснования развития ЕЭС России, региональных и межнациональных ЭЭС, энергетической безопасности страны и ее регионов



Санеев Борис Григорьевич – доктор технических наук, профессор, заведующий отделом комплексных и региональных проблем энергетики, заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН. Основные научные интересы: экономика региональной энергетики, методология моделирования и прогнозирования развития региональных
топливно-энергетических комплексов, разработка региональных энергетических стратегий и программ.



Стенников Валерий Алексеевич – заместитель директора по научной работе Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, заведующий отделом трубопроводных систем, доктор технических наук, профессор. Основные научные интересы: методы и модели теории гидравлических цепей, оптимальное управление развитием трубопроводных систем, системные исследования в области теплоэнергетики и теплоснабжения, энергосбережение, тарифообразование.



Сендеров Сергей Михайлович - заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, заведующий отделом энергетической безопасности, доктор технических наук. Область научных интересов: энергетическая безопасность, надежность систем газо- и нефтеснабжения, проблемы развития газового и нефтяного секторов.



Новицкий Николай Николаевич – заведующий лабораторией трубопроводных и гидравлических систем, главный научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доктор технических наук. Основные научные интересы**:** теория гидравлических цепей, теория и методы анализа, управления, оптимизации и идентификации трубопроводных систем, математическое моделирование, компьютерное моделирование, информационно-вычислительные технологии, программно-вычислительные комплексы.



Илькевич Николай Иванович – заведующий лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доктор технических наук. Основные научные интересы: многоуровневое моделирование развития ГСС с учетом народнохозяйственных, региональных интересов инвесторов.



Клер Александр Матвеевич - заведующий отделом теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доктор технических наук, профессор,. Основные научные интересы – энергетические и энерготехнологические установки и системы, оптимизация их параметров и структуры.

Энергетическая безопасность на пространстве Евразии: новые вызовы и меры по её обеспечению

А.М. Мастепанов

В докладе рассматриваются современные проблемы энергетической безопасности на примере Евразии. Показано, что в разных частях Евразии (в ЕС, странах ОЭСР Азии и государствах Ближнего Востока, Китае, Индии) энергобезопасность понимается и трактуется по-разному. Исследуются причины подобных различий. Приведена позиция России по этим вопросам. Подчёркнуто, что в условиях глобальной турбулентности и меняющихся вызовов и угроз в мире особенно возрастает значимость стратегического партнёрства России и Китая, которое даст дополнительный импульс и их энергетическому сотрудничеству, способствуя надёжному обеспечению энергобезопасности обеих стран и Евразии в целом. Предложен ряд инициатив, направленных на обеспечение энергетической безопасности Евразии.

Ключевые слова: **Евразия, энергетическая безопасность, вызовы, геополитика, санкции, мировая экономика и энергетика, энергоресурсы, разделение рисков, партнёрство, сотрудничество, ЕС, Россия, Китай.**

1.ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение энергетической безопасности относится к числу тех ключевых проблем, которые в последние десятилетия в той или иной мере обсуждаются практически на каждом международном форуме, связанном с развитием мировой экономики и энергетики, поскольку тематика «энергетическая безопасность» включает в себя почти всю сферу мирового взаимодействия, связанного с производством, транспортировкой и потреблением энергоносителей, особенно нефти и газа. Более того, ряд специалистов в этой области считает, что в современных условиях понятие «энергетическая безопасность» существенно расширилось и включает в себя безопасность в политической, экологической и инфраструктурной областях, и даже проблемы терроризма и изменений климата, являясь «общественным благом» [1,2].

Особую актуальность надёжности и эффективности энергоснабжения придают новые вызовы, с которыми столкнулось человечество в начале XXI века. Эти вызовы – геополитические, ресурсные, макроэкономические, экологические, технологические, социальные – являются, на мой взгляд, объективным отражением того, что мир стоит на пороге глобального системного кризиса, на пороге смены не только технологических, но и цивилизационных укладов.

В этих условиях задача обеспечения устойчивого роста мировой экономики и благосостояния населения приобретает особое звучание. А ключевым элементом решения этой задачи как раз и являются надёжные поставки энергоресурсов в районы их потребления, обеспечение энергетической безопасности в целом.

2. СИТУАЦИЯ С ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ В ЕВРАЗИИ

В полной мере сказанное относится и к Евразии. Евразия – колыбель многих народов и цивилизаций, место зарождения и триумфа многих великих империй. Однако, как отмечается в одном из аналитических докладов Международного клуба «Валдай» [3], в XXI веке Евразия не является целостным политико-экономическим образованием, она «разрывается» между Европой и Азией, не имеет собственной идентичности и воспринимается извне как пространство конкуренции

великих держав[1]. Тем не менее, Евразия сохраняет своё геополитическое значение. Не только её западная часть – Европа – остаётся местом сосредоточения значительной части мировой политической и экономической мощи, но и её восточная часть — Азия — в последнее время стала жизненно важным центром экономического развития и растущего политического влияния [4]. А между ними – вернее, частично в Европе, частично в Азии, – простирается Россия, которая является третьим в мире (после Китая и США) крупнейшим производителем энергоресурсов и четвёртым их крупнейшим потребителем (после Китая, США и Европейского Союза) [5,6]. Россия обеспечивает 10% мирового производства и 5% мирового потребления энергоресурсов и занимает первое место по экспорту газа, второе место – по экспорту нефти и третье – по экспорту угля, являясь абсолютным лидером по экспорту энергоресурсов, покрывая 16% мировой межрегиональной торговли энергией. Но Россия не только ведущая энергетическая держава на евразийском континенте. Не менее важна её роль в качестве транспортного энергетического моста между Востоком и Западом. Охватывая огромную часть евразийского континента и соседствуя с Южной Азией, Россия может стать прочным логистическим звеном между странами и регионами, насыщенными энергетическими ресурсами[2].

В новых геополитических реалиях, которые начали складываться в мире в последние годы, вектор энергетических взаимоотношений России практически по всем направлениям стали определять так называемые геополитические факторы (и, прежде всего, факторы «большой политики»). Под их воздействием формируется новая архитектура мировой экономики и международных отношений, начинается возврат к политике баланса сил и силового давления. При этом огромное значение энергоресурсов в мировой политике вызывает обострение как скрытого, так и открытого противоборства между ведущими державами за контроль над ними.

Тем не менее, мы исходим из того, что и в новых геополитических условиях взаимовыгодное энергетическое сотрудничество остаётся магистральным путём решения проблем экономического развития и обеспечения энергетической безопасности как отдельных стран и регионов, так и во всемирном измерении. И особую роль в этих процессах играет сотрудничество между глобальными игроками, та-кими как Китай, Соединённые Штаты, Евросоюз, Россия, Индия, Бразилия и другими.

Конечно же, различия между странами, культурами, мировоззренческими позициями были и остаются. Но задача не в том, чтобы их педалировать, доводя ситуацию до абсурда. Задача, образно говоря, в том, чтобы, принимая как объективную реальность различия во вкусах и способностях владельцев обставить по своему усмотрению собственные квартиры в мировом доме, добиваться развития и благополучия всего дома и всей прилегающей к нему территории [8].

Естественно, что в полной мере все происходящие в мире изменения затронули и Евразию. Именно сюда перемещается центр мирового развития, именно здесь сосредоточена основная часть населения нашей планеты. Евразия в настоящее время вступает в новый период своего энергетического развития. Соответственно, как отметил Министр энергетики России Александр Новак 13 апреля этого года на конференции в Берлине, организованной Дискуссионным клубом «Валдай», на повестке дня стоит вопрос формирования новой конфигурации энергетической безопасности, нового баланса интересов производителей и потребителей, обеспечивающего справедливое распределение

[1] Как отметил Збигнев Бжезинский, Евразия является "шахматной доской", на которой продолжается борьба за мировое господство, и такая борьба затрагивает геостратегию — стратегическое управление геополитическими интересами [4].

[2] Подробнее см., напр., [7]

рисков и устойчивость долгосрочных инвестиционных процессов.

В настоящее время в разных частях Евразии проблема энергетической безопасности понимается и трактуется по-разному. И отличия эти вызваны не только тем, что по отношению к энергетическим ресурсам одни страны выступают как их экспортёры, а другие – как импортёры. На характер понимания проблемы влияет множество факторов, поскольку, как уже было отмечено выше, в современных условиях понятие «энергетическая безопасность» существенно расширилось.

В западной части Евразии, в развитых странах – импортёрах энергоресурсов, под энергетической безопасностью, прежде всего, понимают бесперебойные и устойчивые поставки энергоресурсов для нужд их экономик[3]. Страны ЕС основными угрозами своей энергетической безопас-ности традиционно считали значительную зависимость от импорта энергоресурсов, а также высокие цены на нефть и их колебания. Соответственно, необходимы-ми условиями обеспечения энергобезопас-ности назывались "предсказуемые и стабильные [политические] режимы, устойчивая и понятная система налого-обложения", отсутствие "несправедливых административных барьеров". Из подобного понимания вытекали и меры обеспечения безопасности: открыть рынки ресурсных стран для инвестиций, снять любые ограничения на экспорт энергоресурсов, предоставить полную информацию о запасах нефти, сделать прозрачным процесс управления государственными доходами от продажи энергоресурсов [9].

Отметим также, что уже в начале 90-х гг. прошлого века понятие «энергетическая безопасность» в странах ЕС всё чаще связывалось не столько с политикой всесторонней защиты национальной экономики от возможных перебоев в поставках топлива и энергии, сколько с гарантиями получения их из зарубежных источников в обмен на предоставление экспортёрам доступа на свои энергетические рынки. Иными словами, росло понимание того, что проблему энергетической безопасности нельзя решить усилием лишь одной, даже самой крупной, страны, что решение проблемы энергетической безопасности находится на путях экономического сотрудничества[4]. В этой связи уместно привести слова бывшего председателя Европейской комиссии Жозе-Мануэль Баррозу, сказанные им в

[3] С точки зрения общих концептуальных подходов американские и европейские взгляды на энергетическую безопасность похожи. В американских и европейских документах формулируется амбициозная задача кардинального сокращения зависимости от углеводородов и построения в долгосрочной перспективе безуглеводородной экономики. На среднесрочную перспективу ставится решение следующих задач: расширять доступ к углеводородам и географию их поставок; способствовать увеличению добычи углеводородов и выводу на рынок максимального их количества; распространять в мире энергосберегающие технологии. Исходная посылка американских и европейских политиков - снизить зависимость от поставщиков углеводородов и иметь широкую географию поставок [1].

[4] Ещё в 1996 г., в ходе работы Международного консультативного совещания «Энергетическая безопасность Содружества Независимых Государств», проведенного в Москве, сложилось понимание того, что процесс формирования энергетической безопасности является длительным и непрерывным, что он вызывает необходимость укрепления взаимного доверия, развития партнёрства среди заинтересованных стран, усиления межгосударственных энергетических связей, углубления интеграции в области топливо- и энергоснабжения, развития научно-технического сотрудничества в сфере производства энергоресурсов и достижения сбалансированности между центрами производства и потребления топлива и энергии на национальном уровне и в рамках всего Содружества [10]. Подобное понимание сути процесса формирования энергетической безопасности не только не потеряло своей актуальности спустя почти 20 лет, но и в условиях ускоряющейся глобализации стало ещё более востребованным, чем прежде. Причём, понимание, сделанное в Москве в 1996 г. для СНГ, становится сейчас однозначно справедливым для всей планеты. Подробнее как об эволюции самого понятия «энергетическая безопасность», так и подходов к её обеспечению, см., напр., в [9].

июле 2006 года: «Энергетическая безопасность – это всемирная проблема, которая требует глобального решения». В том же году Даниел Ергин (Daniel Yergin) отмечал: «Реальная энергетическая безопасность требует отказаться от несбыточной мечты об энергетической независимости и примириться с взаимозависимостью» [11].

В целом же в течение последних 20 лет основными направлениями стратегии энергобезопасности ЕС были развитие внутреннего энергетического рынка и рост энергоэффективности, увеличение национального производства возобновляемых видов энергии (ВИЭ) и диверсификация поставок энергоносителей [12].

Однако в последние десять лет (после «первой российско-украинской газовой войны» 2006 г.) основной угрозой энергетической безопасности ЕС всё больше и больше стала считаться зависимость от поставок российских энергоресурсов, особенно природного газа. После же прошлогоднего кризиса на Украине и нового витка напряжённости в отношениях с Россией тезис о необходимости диверсификации поставок газа и снижения зависимости от России зазвучал с новой силой. Причём речь уже идёт о трёх стратегиях диверсификации: диверсификации импортных источников природного газа, диверсификации маршрутов поставок природного газа и диверсификации источников энергоресурсов как таковых [13]. В развитие тезиса о диверсификации была выдвинута и идея создания Энергетического союза ЕС, подразумевающего, что его члены (страны ЕС) будут вести переговоры с поставщиками энергии единым блоком[5] [12-15].

В восточной части Евразии картина с энергобезопасностью неоднородна. Так, страны-члены ОЭСР (в частности, Р. Корея и Япония) в основном трактуют проблемы энергобезопасности и меры по её обеспечению таким же образом, как ЕС и США. Однако в качестве основного энергоресурса, который может обеспечить их энергонезависимость, в Корее и Японии рассматриваются не ВИЭ, а газогидраты.

Развивающимся странам Азии – потребителям энергоресурсов, особенно самым бедным, необходим доступ к относительно дешёвой энергии, нужна уверенность в том, что добыча нефти и газа в мире будет расти, и они смогут всегда приобретать их в необходимых количествах. Более того, для тех из них, которые вступили в фазу догоняющего развития, в первую очередь для Китая и Индии, дефицит энергоресурсов может перечеркнуть саму перспективу экономического роста и достижение хотя бы минимального уровня благосостояния для своего населения. Отсюда их стремление быстро приспосабливаться к новой зависимости от мировых энергетических рынков, что свидетельствует об отходе от прежнего стремления к самообеспеченности. Растёт также понимание того, что глобальной угрозой энергетической безопасности является низкая энергоэффективность их экономик. Соответственно, решение проблем своей энергобезопасности такие страны видят, прежде всего, в международном энергетическом сотрудничестве, которое открывает им не только доступ непосредственно к энергоресурсам, но и к технологиям, позволяющим вовлекать в эксплуатацию местные нетрадиционные источники энергии[6].

[5] Инициативы Евросоюза о создание странами-потребителями института Единого закупщика газа и о согласовании покупателями контрактов на покупку газа с Еврокомиссией Министр энергетики РФ А. Новак назвал «откровенно антирыночными» [16].

[6] Интересна также оценка газетой "The Washington Post" стремления Китая обеспечить свою энергобезопасность путём приобретения зарубежных нефтяных активов: «Если разразится геополитический кризис, китайские танкеры могут оказаться заблокированными в открытом море - и при этом владение какой-то частью африканских месторождений Китаю никак не поможет. При отсутствии кризисов инвестиции в Африку имеют ненамного больший смысл - ведь Китай может покупать нефть и на мировом рынке» [11].

В росте добычи нефти и газа и высоких ценах на них заинтересованы страны-экспортёры энергоресурсов, прежде всего – страны Ближнего Востока, которым нужны также стабильные и предсказуемые энергетические рынки, нужны стабильные и/или предсказуемые цены на энергоресурсы, обеспечивающие их эффективный экспорт.

В России исходят из того, что энергетическая безопасность является важнейшей составной частью всей энергетической политики и национальной безопасности ведущих государств мира и разделяют общепринятое понимание энергетической безопасности как надёжного и бесперебойного снабжения потребителей топливом и энергией в необходимых объёмах и требуемого качества по экономически приемлемым ценам. В то же время, мы в России считаем, что одной из важнейших составляющих энергобезопасности является справедливое разделение рисков между всеми участниками энергетической цепочки, баланс интересов не только производителей и потребителей энергоресурсов, но и транзитных стран. Такой баланс интересов обеспечивает модель энергобезопасности, основанная на принципах взаимозависимости и взаимопроникновения. Эта модель, реализуемая путём взаимного обмена активами, неплохо зарекомендовала себя в наших взаимоотношениях с европейскими, особенно немецкими, партнёрами в газовой отрасли, с которыми Россию связывает стратегическое сотрудничество уже в течение многих десятилетий.

Долгосрочной целью энергетической политики России является соблюдение баланса со всеми главными геополитическими центрами силы: Европой, Китаем и США, развитие сотрудничества с ними. Такой принцип энергетической политики России отражает её роль как центральной евразийской державы на субконтиненте, влияющей, не в последнюю очередь, на устойчивое развитие человечества. Россия видит свою задачу не в противопоставлении сотрудничества с Европой сотрудничеству с Азией, а в проявлении своей особой роли на континенте, обусловленной её географическим положением и энергетическим потенциалом, исторически сложившимся менталитетом населяющих страну народов.

Мы исходим из того, что и в новых геополитических условиях взаимовыгодное энергетическое сотрудничество остаётся магистральным путём решения проблем экономического развития и обеспечения энергетической безопасности как отдельных стран и регионов, так и во всемирном измерении. И особую роль в этих процессах играет сотрудничество между глобальными игроками, такими как Китай, Соединённые Штаты, Евросоюз, Россия, Индия, Бразилия и другими.

3. ПАРТНЁРСТВО РОССИИ И КИТАЯ КАК БАЗА ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ

В условиях глобальной турбулентности и меняющихся вызовов и угроз в мире особенно возрастает значимость российско-китайского стратегического партнёрства. Оба государства, как отметил президент России В.В. Путин, испытывают «дефицит безопасности» на фоне обострения «системных дисбалансов в мировой экономике, в финансах, в торговле… размывания традиционных нравственных и духовных ценностей» [17].

Между Россией и Китаем в настоящее время складывается **НОВОЕ** (*деидеологизированное,* по утверждениям официальных лиц обеих стран) **партнёрство,** когда нет ведущего и ведомого (так называемых «старшего» брата и «младшего»). Когда базовым принципом является невмешательство во внутренние дела друг друга, признание их такими, какие они есть, а союз 2-х государств не направлен против третьих стран, партнёрство, в котором участвуют и госструктуры, и бизнес (частный сектор), и институты гражданского общества [18,19].

Основу этого партнёрства, как его понимаем мы в России, и как, по нашему мнению,

понимают его и наши китайские друзья, составляет совпадение коренных интересов двух наших стран, понимание того, что эпоха гегемонизма отдельных стран и их союзов окончательно ушла в прошлое, а развитие мира требует нового мышления [20]. Причём, мы хорошо понимаем, что становление такого нового партнёрства – это длительный, сложный, противоречивый процесс (и явление). Но это начало новой геополитики, направленной на укрепление мира и сотрудничества и в Евразии, и во всём мире.

Стратегическое партнёрство – наилучшая форма отношений России и Китая. Она впитала в себя опыт и исторические уроки, наиболее близка к их нынешнему уровню и состоянию, а также в полной мере соответствует внутренней политике двух стран. Сложившийся формат полностью принимают и поддерживают элиты и народы России и Китая.

Важную роль становление этого нового партнёрства должно сыграть и в реализации трёх крупнейших проектов на континенте – Евразийского экономического союза (ЕАЭС), Шанхайской организации сотрудничества (ШОС) и китайского сухопутного проекта «Экономический пояс Великого шёлкового пути» (или «Нового шёлкового пути»). Пока эти три проекта развиваются параллельно, независимо друг от друга, создавая даже определённую конкуренцию в транспортной, энергетической и торгово-экономической сферах. Но уже сегодня просматривается сценарий создания структуры взаимодействия, в которой бы ШОС играла центральную (связующую) роль «евразийского моста» между «Новым шёлковым путём» и Евразийским экономическим союзом [7,21]. Кстати, 10 июля 2015 г. членами ШОС стали Индия и Пакистан, и теперь эта организация включает в себя большинство великих держав Азии. ШОС может дать «Большой Азии» механизм для консультаций и координации политики, совместного экономического развития, финансовой поддержки и сотрудничества в сфере безопасности.

Конечно же, здесь ещё много нерешённых вопросов, много неясного. Более того, мы прекрасно понимаем, что российское и китайское видение развития Евразии в ряде вопросов не совпадает, что «евразийский компромисс» двух стран должен строиться на учёте взаимных интересов и взаимных уступках в данных сферах.

Стратегическое партнёрство России и Китая даст дополнительный импульс и российско-китайскому энергетическому сотрудничеству, способствуя надёжному обеспечению энергетической безопасности обеих стран и Евразии в целом, где на повестке дня стоит вопрос формирования новой конфигурации энергетической безопасности, нового баланса интересов производителей и потребителей, обеспечивающего справедливое распределение рисков и устойчивость долгосрочных инвестиционных процессов [16].

Из понимания подобной конфигурации энергобезопасности вытекает и принцип разумной достаточности диверсификации источников энергоснабжения и рынков энергоресурсов, тем более что набирает обороты опасная тенденция политизации энергетических рынков с целью их использования как инструмента геополитики. Красивый в теории принцип диверсификации источников и маршрутов поставок энергоносителей, который лежит в основе многих энергетических стратегий, в реальной жизни провоцирует усиление геополитического соперничества между странами, распыление средств и потерю времени, необходимых для решения насущных задач энергообеспечения и борьбы с энергетической бедностью. Диверсификация поставок, безусловно, нужна. Но новые источники должны дополнять существующие, а не заменять их без особых на то причин. Кроме того, надо понимать, что подобная диверсификация требует дополнительных

инвестиций, которые будут окупаться ростом цен для конечных потребителей.

Успешное российско-китайское сотрудничество могло бы стать примером и для других стран, в первую очередь – стран СВА, примером того, как, диверсифицируя рынки, и, соответственно, источники поставок, можно концентрировать усилия на нескольких масштабных проектах, обеспечивающих достижение поставленных целей. Совместные инвестиции в энергетические проекты на территории России и долгосрочные контракты для обеспечения надёжных и стабильных поставок углеводородов из РФ в страны СВА могут стать реальным инструментом повышения энергетической безопасности как этого региона, так и всей Евразии на длительную перспективу.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Как мы уже отмечали [22], казалось бы, что сложившаяся в настоящее время внешнеполитическая ситуация вокруг России, включая экономические санкции, не способствует выдвижению нашей страной каких-бы то ни было инициатив, направленных на обеспечение глобальной энергетической безопасности или же энергетической безопасности такого региона, как Евразия. Тем не менее, мы считаем возможным предложить для обсуждения нашим зарубежным партнёрам, в частности, из стран СВА, такие вопросы, как разработка ряда рамочных международных соглашений, которые регулировали бы заключение контрактов на поставку энергоносителей с учётом специфики отдельных стран. В качестве одного из принципов, закладываемых в основу документов такого рода, должна фигурировать гарантия свободного транзита энергоносителей газа по магистральным системам через территории стран-подписантов. Далее, имеет смысл закрепить на договорном уровне транспарентность функционирования энергетического сектора при строгом соблюдении коммерческой тайны. Необходимо нормативно закрепить единообразные правила формирования тарифов на энергоносители и принцип государственного регулирования этих тарифов с исчерпывающим перечислением оснований. Возможно, заслуживает внимания и идея создания Евразийского энергетического агентства. Разумеется, не в противовес, а скорее в дополнение к уже существующему МЭА, но со своей, специфической именно для этого региона, повесткой дня.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Денчев К. Мировая энергетическая безопасность: история и перспективы. – URL: http://www. hist.msu.ru/Journals/ NNI/pdfs/ Denchev_ 2010.pdf

[2] Mandil Cl. Energy Security: the IEA's Perspective. New Orleans, 2007, p.18; –URL: http:// www.iea.org/rextbase/speech/2007/ mandil/NewOrleans.pdf.

[3] К Великому океану - 3. Экономический пояс Шёлкового пути и приоритеты совместного развития евразийских государств. Аналитический доклад Клуба «Валдай». Москва, июнь 2015

[4] Збигнев Бжезинский. Великая шахматная доска (Господство Америки и его геостратегические императивы). М.: Международные отношения, 1998.

[5] Key World Energy Statistics 2014. OECD/IEA, 2014

[6] BP Statistical Review of World Energy. June 2015. 64th edition.

[7] Глобальная энергетика и геополитика (Россия и мир)/Под ред. Ю.К. Шафраника. М.: ИД «Энергия», 2015, 88 с.

[8] Мастепанов А.М., Шафраник Ю.К. Российская энергетика: выбор развития в новых условиях // Энергетическая политика. Выпуск 5, 2014

[9] Энергетические приоритеты и безопасность России (нефтегазовый комплекс)/Под общ. ред. А.М. Мастепанова. М: ООО «Газпром экспо», 2013, 336 с.

[10] Энергетическая безопасность Содружества Независимых Государств. Материалы Международного консультативного совещания. – М., 1996

[11] Что реально означает "энергетическая безопасность" ("The Washington Post", США) // inoСМИ.Ru – URL: http://apn-nn.ru/contex_s /16437.html

[12] Marie-Claire Aoun. European Energy Security Challenges and Global Energy Trends: Old Wine in New Bottles? // IAI Working Papers 15 | 03 - January 2015

[13] Hard Truths, Difficult Choices. Recommendations to the G-7 on bolstering Energy Security. Institute for the Analysis of Global Security,

MAY 2014
[14] Marco Siddi. The EU'S Energy Union. Towards an integrated European Energy Market? // FIIA Briefing Paper 172 • March 2015
[15] Fabio Genoese et al. Energy Union: Can Europe learn from Japan's joint gas purchasing? // CEPS Commentary, December 2014, pp. 1–2.
[16] Новак А. Энергетика Евразии: путь в будущее (тезисы выступления – Берлин, 13 апреля 2015 г.) – URL:http://www.minenergo.gov.ru/ press/ doklady/2216.html
[17] Выступление Президента Российской Федерации В.В. Путина на Совещании послов и постоянных представителей России. М., МИД, 1 июля 2014 г. – URL: http://www.mid.ru/brp_4.nsf/ 0/793F91B02AEF462844257D080050E43B
[18] Иванов И.С. Выступление на открытии Международной конференции «Россия и Китай: новое партнёрство в меняющемся мире». Москва, 29 мая 2015 г. – URL: http://www.youtube.com/watch?v=rwqI7OwjjpY&list=PLVsJ4XAR8N3f53-4WtoH--4fFJbSlc_-x&index=1
[19] Янь Сюэтун. Выступление на Сессии 1 Международной конференции «Россия и Китай: новое партнёрство в меняющемся мире». Москва, 29 мая 2015 г. – URL: http://www.youtube.com/watch?v=rwqI7OwjjpY&list=PLVsJ4XAR8N3f53-4WtoH--4fFJbSlc_-x&index=1
[20] Российско-китайский диалог: модель 2015. РСМД. Доклад №18/2015. М.: Спецкнига, 2015, 32 с.
[21] Глава МИД КНР Ван И рассказал о результатах поездки Си Цзиньпина по Казахстану, России и Беларуси. Журнал «Россия и Китай». – URL: http://ruchina.org/china- article/china /800.html
[22] Мастепанов А.М. Энергетическое сотрудничество в новых геополитических условиях: некоторые оценки и перспективы // Энергетическая политика. Выпуск 1, 2015

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Мастепанов Алексей Михайлович – доктор экономических наук, академик Российской академии естественных наук (РАЕН), руководитель Аналитического центра энергетической политики и энергетической безопасности – заместитель директора Институт проблем нефти и газа РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии. Область профессиональных интересов – энергетическая политика и безопасность, долгосрочное прогнозирование развития и размещения отраслей ТЭК, глобальные изменения климата, крупные международные энергетические проекты. Один из руководителей и основных разработчиков Энергетической стратегии Российской Федерации (1995–2003 гг.).

Сланцевые нефть и газ – вызов энергетической безопасности России?

А.Ф. Сафронов

В начале XXI-го века в мировой нефтегазовой геологии произошло событие, которое в течение нынешнего столетия и в более отдаленной перспективе будет играть важнейшую роль в топливно-энергетическом балансе мирового хозяйства.

В США был осуществлен инновационный прорыв – создана технология извлечения углеводородов (УВ) из глинистых пород (сланцев). Газоносность глинистых пород, на долю которых приходится 40% всех осадочных пород, слагающих литосферу Земли, была известна давно. Однако, только в наши дни была создана технология, сделавшая добычу газа из сланцевых плеев экономически рентабельной. Суть технологии – осуществление в горизонтальных скважинах мультипликативных гидроразрывов с целью создания в породах искусственных трещин, которые закрепляются закачиваемым в пласт зерен преимущественно кварца (фрекинг). В эти полости закачивается вода с биоцидами (американское ноу-хау). Объем инвестиций в разработку этой технологии составил один триллион долларов. Эта же технология была использована и в добыче нефти из сланцевых пород.

В англоязычной литературе существует большое количество определений сланцевой нефти, которые, на наш взгляд, отражают только физические свойства пород, из которых извлекаются УВ.

С позиций генезиса нефти и газа мы выделяем *УВ, добываемые из сланцев, и нефтяную смолу (масло),* получаемую из горючих сланцев. В первом случае, исходя из постулатов осадочно-миграционной теории происхождения нефти и газа, это УВ оптимальной зрелости, утратившие структурные связи с материнским веществом, способные мигрировать в пласты-коллекторы, однако, в силу отсутствия оптимальных условий, не вовлеченных в процесс первичной миграции. Во втором случае, УВ не достигли оптимальной зрелости и находятся в структурной связи с материнским веществом и могут быть извлечены в процессе переработки (например, ретортинг).

В силу слабой изученности большинства потенциально продуктивных бассейнов приводится большое количество разных оценок ресурсов УВ из сланцев и горючесланцевых формаций. *Но в любом случае, эти ресурсы сопоставимы с ресурсами традиционных УВ (только в горючесланцевых формациях Грин-Ривер и Ирати ресурсы сланцевой смолы составляют 332 млрд. т).*

Первое место в мире по ресурсам этих видов нефти занимают США – порядка 600 млрд. т (по большей части в виде нефти низкопроницаемых пород). Второе место у Бразилии (за счет нефтяной смолы горючесланцевой формации Ирати). Далее КНР с потенциальными ресурсами в 46,7 млрд. т.н.э. Высоки перспективы и у Израиля – 35 млрд.т.н.э. и Демократической республики Конго – 14 млрд. т. Заметны запасы в Иордании, Италии – в каждой более 10 млрд. т.н.э.

Толчком к резкому увеличению инвестиций в добычу сланцевого газа послужили высокие цены на природный газ в США в начале этого века. Осенью 2005 г. средняя стоимость газа в США достигла исторического максимума – примерно 480 долл. за 1 тыс. $м^3$. В том же году был достигнут среднегодовой рекорд – 325 долл. за 1 тыс. $м^3$. Именно на 2005-2006 гг. пришлась основная масса инвестиционных решений по разработке новых участков сланцевых плеев. В 2009 г. объем добычи сланцевого газа в США составил 51 млрд. $м^3$, а в 2013 г. – уже 320. Соответственно цена на газ в США 2011 г. уже составила 148 долл. за тысячу кубометров, а в апреле 2012 г. она упала до 70 долл. В 2009 г. США вышли на первое место в мире по добыче газа, именно за счет газа из сланцев (рис. 1). А в октябре 2014 г. США за счет сланцевой нефти опередили Саудовскую Аравию в суточной добыче нефти.

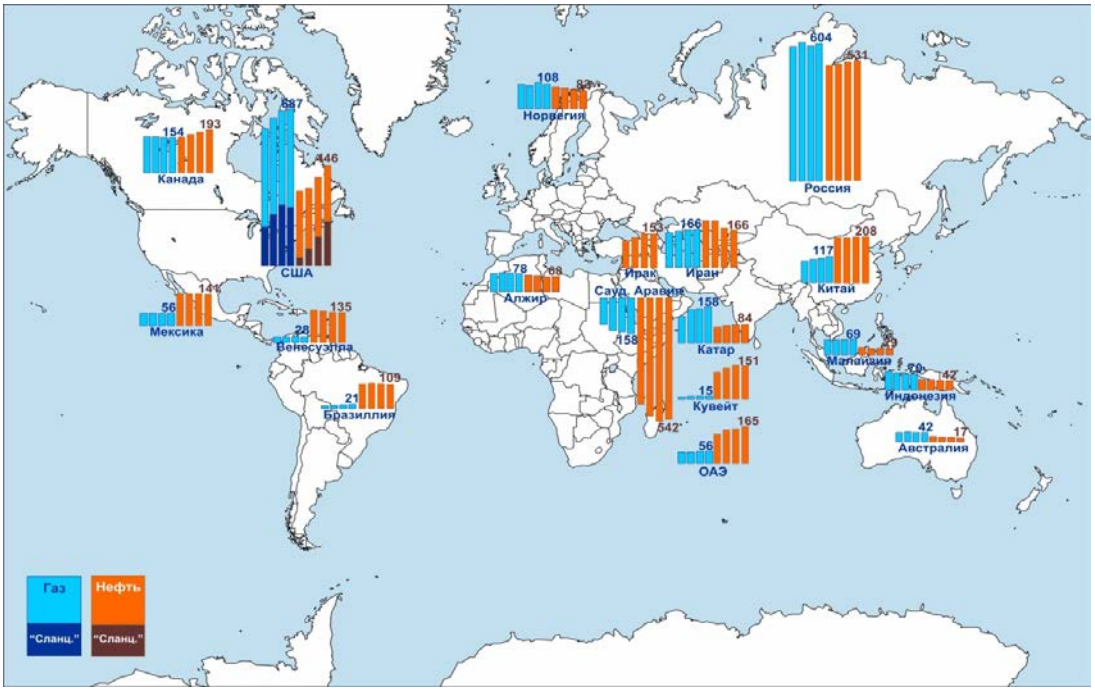


Рис. 1. Динамика добычи нефти и газа, в том числе из сланцев, в основных добывающих странах (по данным EIA)

Газ из сланцев, в первую очередь, может внести структурные изменения в мировой рынок СПГ. В настоящее время наиболее емким рынком СПГ являются страны АТР – Япония, Южная Корея, Китай. Основные поставщики СПГ Катар, Австралия (рис. 2). Общий объем мирового рынка СПГ около 150 млн. т. в 2013 г. Канада, экспортировавшая газ в США был вынуждена, в связи ростом добычи газа в США, 5 млрд. долл. на строительство СПГ-терминала в Британской Колумбии для экспорта газа в страны АТР. В США заявлено о планах строительства 20 СПГ заводов с суммарной мощностью 200 млн. т. Ожидается, что к 2020 г. на рынке появятся 60 млн. т. законтрактованного североамериканского СПГ за счет добычи сланцевого газа. В настоящее время цена природного газа на внутреннем рынке США в 4-6 раз ниже, чем СПГ на азиатском. С началом экспорта СПГ с североамериканского континента в страны АТР там неизбежно снижение цены. Австралия предполагает, что в этом случае поставки австралийского СПГ в страны АТР могут стать нерентабельными.

А в Европу США планируют начало поставок СПГ уже в 2016 г. Законтрактованные объемы СПГ составили: американского – 43 млн. т. и канадского - 15 млн. т. Германия с 2020 года планирует экспортировать СПГ из Канады. Предполагается, что СПГ будет преобладать в межрегиональной торговле газом при одновременном наращивании объемов поставок трубопроводного газа в страны ЕС из центральноазиатских стран и Ближнего Востока (надо заметить, что катарский и африканский СПГ в Европе по цене неконкурентноспособны трубопроводному).

И так, факт наличия в сланцевых толщах огромных запасов углеводородов, сопоставимых с запасами традиционных нефти и газа, бурный рост их добычи, в первую очередь в США, позволяют говорить о появлении на мировом рынке энергоносителей нового сегмента – ***сегмента сланцевых нефти и газа.***

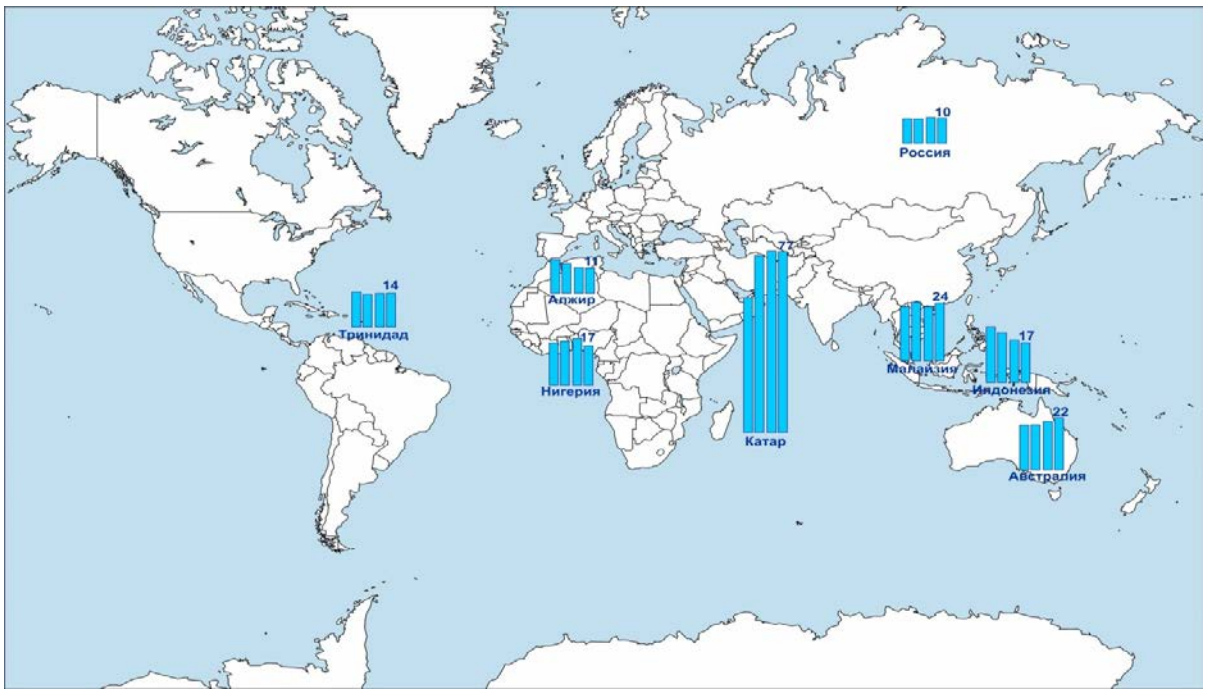


Рис. 2. Динамика производства СПГ основными газодобывающими странами в 2010-2013 гг. (по данным EIA, 2014)

Вместе с тем, широко развит и тезис о кратковременности влияния «сланцевой революции» на мировой энергетический рынок. Особенно большой скепсис наблюдается в России, но если в отношении сланцевого газа на современном этапе это еще объяснимо – наличие существенных запасов традиционного газа, то в отношении добычи сланцевой нефти ситуация иная. Известно, что в России ухудшается структура запасов по нефти: - снижение доли легко извлекаемой нефти и увеличение доли тяжело извлекаемой; - освоение месторождений в сложных природно-климатических условиях и на арктическом шельфе. Следовательно, уже в среднесрочной перспективе, по мере истощения традиционных запасов нефти, придется обратиться к добыче сланцевой нефти. Поскольку, нельзя исключить, что добыча сланцевой нефти может оказаться более рентабельной, чем добыча углеводородов на шельфе арктических морей России.

И так, какова же роль сланцевых нефти и газа в мировом топливно-энергетическом балансе в долгосрочной перспективе?

История активного использования нефти началась примерно 200 лет назад. На долю УВ в топливно-энергетическом балансе в настоящее время приходится более 60% . По разным оценкам традиционных нефти и газа хватит на 40-60 лет. Даже в случае развития водородной энергетики и альтернативных источников энергии, УВ будут востребованы как сырье для производства широкой линейки материалов и веществ. Через определенный отрезок времени начнется постепенное снижение объемов добычи традиционных УВ и для восполнения образовывающегося дефицита, будет возрастать роль нефти и газа из сланцев и УВ, извлекаемых из горючих сланцев процессом, например, ретортинга.

Ресурсы технологически используемых нефти и газа из сланцев приведены в таблицах 1 и 2.

К 2035 г., по прогнозу BP (рис. 3), объем добычи нефти из сланцев приблизится к 500 млн. т. с дальнейшим ростом в связи необходимостью компенсации падения добычи традиционной нефти. Примерно такая же динамика будет наблюдаться и по объемам добычи природного газа (рис. 4).

ТАБЛИЦА 1. Ресурсы технологически извлекаемой нефти из сланцев (по данным EIA, 2013 г.)

Страна	Нефть, трлн. барр.
Россия	75
США	58
Китай	52
Аргентина	27
Ливия	26
Австралия	18
Венесуэла	13
Мексика	13
Пакистан	9
Канада	9
Всего	345

ТАБЛИЦА 2. Ресурсы технически извлекаемых природного газа из сланцев (по данным EIA, 2013)

Страна	Газ, трлн. м^3
Китай	41
Аргентина	29
Алжир	26
США	24
Канада	21
Мексика	20
Австралия	16
ЮАР	14
Россия	10
Бразилия	8
Всего	270

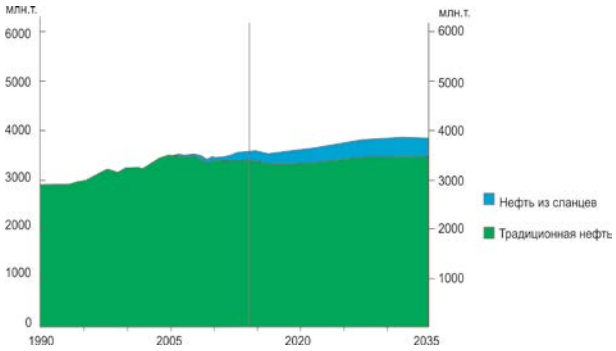


Рис. 3 Прогноз добычи нефти в мире
(по BP Energy Outlook, 2014)

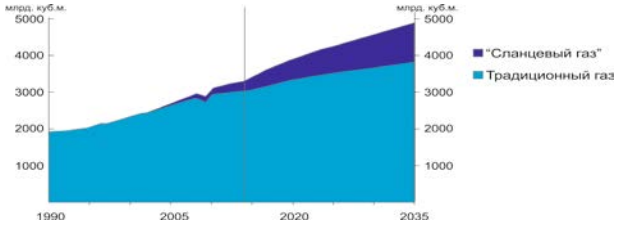


Рис. 4. Прогноз добычи газа в мире
(по BP Energy Outlook, 2013)

И совсем еще недолгая история добычи нефти и газа из сланцев оказала заметную роль в определенной трансформации мирового рынка углеводородного сырья.

Превышение предложения над спросом на нефть, приведшее к снижению цены на нефть до 50-60 долл. за баррель, обусловлено сочетанием ряда факторов – признаками мирового экономического кризиса, спадом производства в Китае, нежеланием стран ОПЕК снизить уровень добычи нефти. Не последнюю роль сыграла и нефть из сланцев – с одной стороны, США резко сократили объемы импорта нефти и увеличили собственные резервы (величина последних традиционно оказывает давление на мировой рынок нефти), с другой стороны, Саудовская Аравия в конце 2014 г., когда США обогнали саудовцев по суточной добыче нефти, стала снижать цену на нефть, экспортируемую в страны юго-восточной Азии, препятствуя поставкам американцами туда нефти. В настоящее время мировой рынок нефти находится в стадии большой неопределенности, обусловленной ожидаемым появлением к концу текущего года на мировом рынке иранской нефти. В этом случае возможно падение цены на нефть ниже 40 долл. за баррель.

Уже в настоящее время РФ будет испытывать ухудшение позиций экспорта газа в Европу. Ситуация на европейском энергетическом рынке в последние годы во многом определяется политическими мотивами: это стремление ЕС обеспечить свою энергобезопасность за счет снижения зависимости от традиционных поставщиков, в первую очередь от России, и диверсификации источников; - желание создания единого европейского рынка природного газа, который должен усилить политическое давление на Россию. Как известно, на Россию приходится почти 40% поставок газа в ЕС, а 6 из 28 членов ЕС зависят от российского газа на 100%. Введение норм Третьего энергетического пакета создает значительные трудности для экспортной модели «Газпрома». В частности, в настоящее время рынок газа в ЕС отличается высокой ценовой дифференциацией (от 564 долл. в Македонии до 379

долл. за тыс. $м^3$ – в Германии), который должен трансформироваться в систему зон по принципу «вход-выход», в так называемую Целевую модель газового рынка Европы. Симптоматично решение в феврале 2015 г. ЕС о создании Европейского энергетического союза, стратегическими партнерами которого названы Алжир, Турция, Азербайджан, Туркмения и страны Ближнего Востока (возможно с далеко идущими последствиями для российского газа).

Напомним, что в начале 2014 г. Обама заявил о необходимости замещения российского газа в Европе. В Северной Америке заявлено о планах строительства 20 СПГ заводов с суммарной мощностью 200 млн. т. Ожидается, что к 2020 г. на рынке появятся 60 млн. т законтрактованного североамериканского СПГ (надо заметить, что в настоящее время в США один завод СПГ, расположенный на Аляске). США планируют начало поставок СПГ в Европу в 2016 г., а Германия с 2020 г. планирует экспортировать СПГ из Канады. В Центре глобальной энергетической политики (Centeron Global Energy Policy) пришли к выводу, что выход США на рынок СПГ может стоить «Газпрому» до 20% выручки.

В случае расширения объемов поставки СПГ из Северной Америки в Европу «ГАЗПРОМ» вынужден будет идти на ценовые уступки, а также отказаться от принципа «бери или плати».

Что должна предпринять РФ в связи с неизбежным в ближайшем будущем возрастанием роли в мировой экономике сегмента сланцевых нефти и газа?

В складывающейся ситуации России необходимо активизировать реализацию проектов СПГ на востоке страны, которые могут быть конкурентно способными по сравнению с австралийским и северо-американским СПГ в юго-восточном азиатском секторе. Настойчивое желание ГАЗПРОМА строительства газопроводов в Западную Европу не представляется бесспорным в силу, главным образом, из-за противодействия ЕС России (проекты строительства газопроводов из стран центральной Азии и Ирана, отказ от «Южного потока», явно политические интриги вокруг «Турецкого потока»), неполная загруженность газопровода ОПАЛ и, соответственно, снижение объема поставок газа в страны ЕС.

Наличие реального объекта для организации добычи сланцевой нефти (баженовская свита Западной Сибири) обусловливает необходимость реализации проектов по её добыче с целью поддержания в среднесрочной перспективе уровня добычи нефти в РФ в случае высокой себестоимости добычи нефти в арктическом секторе России.

В условиях неизбежной ограниченности (дороговизны) доступа к зарубежным технологиям добычи сланцевой нефти необходимо уже в настоящее время, время непростых отношений с высокоразвитыми странами, сложной экономической ситуации в стране, необходимо не заимствовать, а разрабатывать технологии адаптированные к условиям реальных объектов разработки, что бы не «наступить на грабли» тучных годов, когда действовала доктрина – зачем производить, когда можно купить.

Добыча сланцевого газа в России в ближайшие 40-50 лет вряд ли будет актуальной, но уже сейчас необходимо начинать планомерные исследования потенциально перспективных объектов (куонамская формация Сибирской платформы, глинистые толщи Предкавказья и др.).

В целом, появление на мировом топливно-энергетическом рынке сегмента сланцевых нефти и газа является не краткосрочным эпизодом, а реальной инновацией глобального масштаба, которая будет играть в будущем все возрастающую роль. Россия не должна игнорировать этот вызов, а должна предпринять необходимые действия в организации добычи в среднесрочной перспективе, в первую очередь, сланцевой нефти. Однако, даже на директивном уровне Россия до сих пор не определилась со стратегией развития нефтяной и газовой отраслей – каким путем идти – или продолжать ориентироваться на освоение месторождений шельфа и Восточной Сибири, или одновременно обратить внимание на проекты разработки сланцевых и трудноизвлекаемых ресурсов.

Смена парадигмы в энергетическом сотрудничестве России и стран Северо-Восточной Азии в условиях новых глобальных и региональных вызовов: переход от преимущественной торговли энергоресурсами к инновационно-технологическому сотрудничеству

Б.Г. Санеев

В статье на основе стратегических направлений реализации Восточной энергетической политики России и с учетом новых глобальных и региональных вызовов в развитии энергетики страны, мира, стран Северо-Восточной Азии рассматриваются возможные направления инновационно-технологического сотрудничества России и Стран Северо-Восточной Азии в энергетической сфер, некоторые важные необходимые условия их практической реализации.

Ключевые слова: **Восточный вектор энергетической политики России, страны Северо-Восточной Азии, энергетическое сотрудничество, механизмы реализации.**

1. ВОСТОЧНЫЙ ВЕКТОР - ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЕ 21-ГО ВЕКА (ОСНОВНЫЕ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ)

Особенности развития экономики России в новых условиях хозяйствования вызвали необходимость пересмотра ранее принимавшихся приоритетов в ее экономической и энергетической политике.

Национальные интересы России требуют активизации ее взаимовыгодного энергетического сотрудничества с Китаем, Японией, Кореей и другими странами Северо-Восточной Азии*.

Б.Г.Санеев, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: saneev@isem.irk.ru).

* К странам Северо-Восточной Азии (СВА) зарубежные публикации и некоторые официальные документы относят Монголию, Китай, Северную и Южную Корею, Японию.

Это приоритетное направление развития энергетики страны получило в официальных документах название «Восточный вектор энергетической политики России», суть которого в концептуальном плане кратко можно сформулировать следующим образом:

– создание новых энергетических центров на Востоке страны будет способствовать повышению энергетической безопасности России, восстановлению и усилению нарушенных топливно-энергетических связей между регионами, решению многих важных задач федерального, межрегионального и регионального уровней;

– создание на Востоке России и в Северо-Восточной Азии развитой энергетической инфраструктуры в виде межгосударственных газо-, нефтепроводов, ЛЭП позволит снизить стоимость энергоносителей, повысит надежность энерго-, топливоснабжения потребителей разных стран, облегчит решение экологических проблем.

Восточная энергетическая политика России, являясь частью экономической политики, – не самоцель, а инструмент решения многих принципиально важных задач федерального, межрегионального и регионального уровней.

1. Социально-экономические и геополитические задачи:

– ***социальные*** – повышение комфортности, стиля, качества жизни населения восточных регионов России;

– ***экономические*** – повышение эффективности функционирования и конкурентоспособности хозяйственного комплекса Восто-

ка России, повышения уровня ресурсообеспеченности страны и доступности глубинных территорий, расширение активного экономического пространства России, создание условий для привлечения иностранных капиталов и передовых технологий;

– ***политические*** – консолидация и интеграция субъектов Федерации, укрепление единства экономического энергетического пространства страны;

– ***геополитические*** – укрепление позиций в России в мирохозяйственной системе, в сообществе государств Центральной и Северо-Восточной Азии.

2. Энергетические задачи:

– повышение энергетической безопасности страны и регионов;

– повышение адаптивности и надежности энерго- и топливообеспечения потребителей;

– совершенствование территориально-производственной структуры ТЭК страны и особенно ее восточных районов;

– формирование транспортно-энергетической инфраструктуры на Востоке России (систем нефте- и газопроводов, ЛЭП) и создание в России единого транспортно-энергетического пространства.

Есть все основания полагать, что в первой четверти 21 века на Востоке России будет сформирована уникальная транспортно-энергетическая инфраструктура в виде магистральных и экспортных нефте-, газопроводов, линий электропередач и тем самым в России будет создано единое транспортно-энергетическое пространство.

России необходима взвешенная, хорошо продуманная и научно-обоснованная стратегия экономического и энергетического сотрудничества со странами Северо-Восточной Азии.

Восточные регионы страны – Восточная Сибирь и Дальний Восток – с их мощным экономическим и энергетическим потенциалом являются форпостом в реализации национальных интересов России в этом стратегически важном регионе мира.

2. ИСХОДНЫЕ УСЛОВИЯ, ЦЕЛЕВЫЕ ОРИЕНТИРЫ И ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ВОСТОКА РОССИИ

Восточная Сибирь и Дальний Восток обладают уникальным топливно-энергетическим потенциалом.

Гидроэнергетический потенциал оценивается в 81 % от гидроэнергетического потенциала страны, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточено 46 % разведанных ресурсов угля, 15 % нефти, 12 % природного газа.

В восточных регионах (Восточная Сибирь и Дальний Восток) создана крупная топливно-энергетическая база страны. Здесь добывается (состояние 2013 г.) более 35 % угля страны, производится 19,6 % электроэнергии, 13,5 % тепловой энергии, перерабатывается около 11 % нефти, добывается 10,5 % нефти и более 5 % природного газа.

Хотя эти регионы обладают уникальными запасами углеводородных ресурсов, крупномасштабная добыча нефти и природного газа здесь только началась: в 2013 г. добыча нефти составила 54,6 млн. т, природного газа –35,5 млрд. м^3, или 5,3 % и 10,8 % от их российской добычи соответственно.

В настоящее время в России завершен сложный и трудоемкий этап работ по формированию большого числа программных документов, определяющих стратегическое развитие экономики и энергетики на Востоке страны до 2030 г. с учетом энергетической кооперации России со странами Северо-Восточной Азии: «Энергетическая стратегия России на период до 2030 г.», Восточная газовая программа – «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи и транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР», «Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона до 2025 г.», «Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 г.» и др.

В формировании Восточной энергетической стратегии России определенный вклад вносит и Институт систем энергетики СО РАН: в 2007-2014 гг. Институтом в рамках работ по обоснованию Энергетической стратегии России-2030 и по заказу региональных органов власти был выполнен большой цикл работ по обоснованию долгосрочных направлений развития ТЭК страны и ее восточных регионов и некоторых субъектов РФ на их территории.

При разработке стратегии долгосрочного развития топливно-энергетического комплекса Восточной Сибири и Дальнего Востока во внимание был принят ряд исходных условий и целевых ориентиров, главными среди которых являются следующие два.

1. В ближайшие 15-20 лет Россия не в состоянии осуществить фронтальное наступление на неосвоенные пространства Восточной Сибири и Дальнего Востока. Поэтому главное состоит в том, чтобы сохранить и упрочить базу будущего развития.

Это можно обеспечить, реализовав так называемый стратегический сценарий развития экономики этих регионов.

Стратегический сценарий развития экономики восточных регионов предполагает, что экономика России и восточных регионов в качественном и количественном отношении должна приблизиться современному среднеевропейскому уровню. При этом темпы экономического роста в рассматриваемых регионах должны быть выше, чем в среднем по России. Предусматривается также увеличение доли этих регионов в общей численности населения страны.

2. Развитие энергетики Восточной Сибири и Дальнего Востока в рассматриваемой перспективе будет ориентировано не только на удовлетворение собственной потребности в энергоносителях, но и на обеспечение экспортных поставок российских топливно-энергетических ресурсов на энергетические рынки стран Северо-Восточной Азии.

Страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР) в экспорте российских топливно-энергетических ресурсов в прошлые годы занимали незначительное место: экспорт топлива (уголь, нефть) в 2010 г. составил 24% и 17 % от общего количества их экспорта, а доля экспорта электроэнергии и природного газа – 6% и 8 %.

Справочно: в 2013 г. Россия экспортировала 913 млн. т у.т топливно-энергетических ресурсов, в том числе в восточном направлении – 136 млн. т у.т. Из них: нефть и нефтепродукты, млн. т – 381/54, природный газ, млрд. $м^3$– 234/15, уголь, млн. т – 140/56, электроэнергия, млрд. кВт·ч –15,5/3,9.

Анализ конъюнктуры энергетических рынков Китая, Кореи, Японии и др. стран Северо-Восточной и Восточной Азии показывает, что в этих странах имеется ниша для российских энергоресурсов, а Россия готова на взаимоприемлемых условиях поставить из восточных регионов в эти страны следующие объемы топливно-энергетических ресурсов: *нефть – с 38 млн. т в 2010 г. до 59-60 млн. т в 2020 г. и до 68-73 млн. т в 2030 г.; природный газ – с 13 млрд. $м^3$ в 2010 г. до 50-70 млрд. $м^3$ в 2020 г. и до 75-80 млрд. $м^3$ в 2030 г.; уголь – с 28 млн. т в 2010 г. до 60-70 млн. т в 2020 г. и до 75-85 млн. т в 2030 г.; электроэнергия – с 1,1 млрд. кВт·ч в 2010 г. до 50-60 млрд. кВт·ч в 2020 г. и до 80-85 млрд. кВт·ч в 2030 г.*

Намечаемые планы развития энергетики на Востоке России требуют огромных капитальных вложений: затраты в реализацию такой стратегии развития энергетики оцениваются в 200-250 млрд. долл. только для сооружения новых топливно-энергетических объектов, а 80-85 млрд. долл. должны быть инвестированы в строительство новых нефте-, газопроводов.

Такая стратегия развития энергетики на Востоке страны не может быть реализована без привлечения иностранных инвестиций, что предполагает тесное энергетическое международное сотрудничество России и стран СВА.

3. ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ СТРАН СВА

3.1. Сотрудничество в газовой сфере

Широкомасштабное вовлечение в хозяйственный оборот природного газа в восточных регионах является стратегическим приоритетом их социально-экономического развития.

Рынок природного газа будет определяться, в основном, платежеспособным спросом и необходимостью решения экологических проблем. Ежегодная потребность восточных регионов в природном газе как котельно-печного топлива в 2020-2025 гг. оценивается в 20-25 млрд. $м^3$.

Поскольку возможности по добыче природного газа на Востоке России существенно превышают внутренние потребности, то с большой вероятностью можно говорить о надежной поставке российского природного газа на энергетические рынки стран Северо-Восточной Азии.

Говоря о газовом сотрудничестве России и стран СВА, необходимо принимать во внимание следующие факторы.

1. Существенным моментом в переговорных процессах является вопрос о цене на поставляемые энергетические ресурсы. Надо исходить из того, что дешевого газа в России не будет – в стране проводится политика выравнивания на энергоносители и приведения структуры цен на отдельные виды топлива к мировым соотношениям, что может выступать сдерживающим фактором в использовании природного газа взамен традиционных видов топлива, например, угля.

2. Как известно, нефтегазовые месторождения Сибирской платформы уникальны своим содержанием гелия и этана. Так в природном газе месторождений Сибирской платформы содержится 0,3-0,5 % гелия и 4,6-7,2 % этана. Запасы гелия (категории С1+С2) на Сибирской платформе оцениваются в 8,5 млрд. $м^3$, или около 30 % мировых запасов.

В перспективе Россия может стать крупнейшим экспортером гелия.

При этом необходимо иметь в виду, что выделение гелия и его хранение естественно приведет к удорожанию проектов освоения газовых месторождений и как следствие к росту цен на природный газ.

3. В настоящее время в России на всех уровнях отчетливо осознается необходимость поставок на международные рынки не только углеводородного сырья, но и продукции глубоких степеней переработки, с высокой добавленной стоимостью. Для этого в восточных регионах России предлагается увеличить производство нефтепродуктов, создать новую отрасль специализации – газохимическую промышленность, спрос на продукцию которой в России, в мире и в странах Северо-Восточной Азии достаточно велик. В перспективе Россия может стать крупнейшим экспортером полимерной продукции.

Россия заинтересована в плодотворном сотрудничестве с зарубежными компаниями в формировании новых нефте-, газохимических кластеров на Востоке страны и в совместном сбыте выпускаемой полимерной продукции на российском и зарубежном рынках.

3.2. Участие в формировании межгосударственных электроэнергетических объединений (МГО) в СВА

(1) Общий взгляд на проблему

Межгосударственная интеграция и кооперации России со странами Северо-Восточной Азии в области электроэнергетики является одной из составляющих Восточной энергетической стратегии РФ.

Эта кооперация предполагает развитие межгосударственных электрических связей восточных районов России с «соседними» странами: Монголией, Китаем, Японией, Северной и Южной Кореей.

Речь идет о возможном объединении на параллельную работу энергосистем Востока России (Восточная Сибирь и Дальний Восток), Монголии, Китайской Народной Республики, Северной и Южной Кореи, Японии.

В зоне действия такого межгосударственного электроэнергетического супер-объединения могут оказаться различные типы электростанций (тепловые, гидравлические, атомные,

ветровые и т.д.) суммарной установленной мощностью более 450-500 млн кВт.

(2) Формирование МГО в СВА: перспективы России

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке создана крупная электроэнергетическая база страны: в этих регионах установлено свыше 20% мощности всех электростанций России. Достаточно быстро реализуемый экспортный электроэнергетический потенциал восточных регионов по разным оценкам составляет 10-15 млн. кВт, в том числе в Восточной Сибири –6-7 млн кВт, на Дальнем Востоке – 4-8 млн. кВт.

Расчеты показывают, что реконструкция существующих, завершение строительства уже начатых и ввод намечаемых в ближайшее будущее к строительству новых электростанций только в Восточной Сибири позволит иметь большой избыток электроэнергии (по разным оценкам от 30 до 40 млрд. кВт·ч). Такой объем электроэнергии по ЛЭП высокого напряжения может быть передан как в юго-восточном направлении (Монголия, Китай), так и на российский Дальний Восток. Строительство ЛЭП высокого напряжения Восточная Сибирь – Дальний Восток позволит объединить на параллельную работу ОЭС Сибири и Дальнего Востока, что повысит надежность электроснабжения потребителей этих регионов и создаст необходимые предпосылки для формирования Восточного крыла глобальной мировой электроэнергетической системы.

В настоящее время российские компании изучают возможность совместного с иностранными компаниями строительство на территории России экспортно-ориентированных электростанций и линий электропередачи высокого напряжения для крупномасштабного экспорта электроэнергии (в объеме 60-70 млрд. кВт·ч) из восточных регионов России в Китайскую Народную Республику, 20-25 млрд. кВт·ч в Республику Корея, 20-23 млрд. кВт·ч – в Японию. Россия и Китай могут активно и плодотворно сотрудничать с Монголией в формировании межгосударственной электроэнергетической системы Россия-Монголия-Китай.

3.3. Сотрудничество в угольной сфере

Экспорт российского угля в страны СВА

Доказанные (proved) запасы угля в России оцениваются в 193 млрд. т, или более 17% от соответствующих мировых запасов угля, при этом только 10% запасов угля находится в европейской части страны, а 90% запасов сосредоточено в Сибири и на Дальнем Востоке.

Россия играет активную роль на европейских и азиатских угольных рынках: в 2010 г. Россия экспортировала около 116 млн. т угля, включая 28 млн. т в Японию, Республику Корея и другие страны Северо-Восточной и Восточной Азии.

Имеет место устойчивая тенденция роста поставок российского угля в страны Северо-Восточной и Восточной Азии. Китай занимает все большее место в поставках российского угля в эти страны.

Согласно имеющимся оценкам в 2030 г. г. экспорт российского угля может составить 170-180 млн. т, из которых 75-85 млн. т может быть поставлено потребителям стран Северо-Восточной и Восточной Азии.

В стратегии развития угольной промышленности РФ-2030 предусматривается создание новых угледобывающих предприятий на Востоке страны.

В этой связи особый интерес представляют 3 угледобывающих предприятия, отрабатывающие месторождения каменного угля с высокими экспортными качественными характеристиками. Это – Тугнуйский разрез в Республике Бурятия, Эльгинское месторождение коксующихся углей в Республике Саха (Якутия), Элегестское месторождение коксующихся углей в Республике Тыва, в разработке которых на определенных условиях взаимовыгодного сотрудничества могут приять участие иностранные компании.

Сотрудничество в комплексной и глубокой переработке бурых углей

Запасы бурых углей на территории Восточной Сибири и Дальнего Востока составляют более 85 млрд. т. К крупнейшим месторождениям бурых углей относятся:

– месторождения Канско-Ачинского бассейна в Красноярском крае;
– Свободнинское и Сергеевское месторождения в Амурской области:
– Кангаласское – в Республике Саха (Якутия);
– Ушумское – в Еврейской автономной области;
– Мухинское – в Хабаровском крае;
– Солнцевское – в Сахалинской области.

Учитывая относительно низкие затраты в добычу угля, на базе этих месторождений целесообразно организовать совместные с иностранными компаниями предприятия по комплексной глубокой переработке бурых углей.

Продукты глубокой переработки угля (прежде всего моторное топливо) могут поставляться российским и зарубежным потребителям.

3.4. Сотрудничество в обеспечении надежного энергоснабжения изолированных и труднодоступных потребителей восточных регионов России за счет строительства электростанций малой мощности и возобновляемых источников энергии

Энергетической стратегией России-2030 и Генеральной схемой развития электроэнергетики на этот период предусматривается масштабный ввод ВИЭ: прогнозируется увеличение доли ВИЭ в суммарном производстве электроэнергии с 0,4% в настоящее время до 4,5% в 2030 г. Особенно это важно для экономики восточных регионов.

Использование возобновляемых источников энергии (мини-ГЭС, ГеоТЭС, ветроэнергетических установок) является стратегическим приоритетом развития энергетики северных и труднодоступных территорий Востока России.

Расчеты показывают, что к 2030 г. суммарная установленная мощность ВИЭ может возрасти в 3,8 раза и составить более 350 МВт.

При этом суммарная установленная мощность ветровых электростанций в восточных регионах РФ может возрасти с 3 МВт в настоящее время до 56-60 МВт в 2020 г. и до 120-125 МВт – в 2030 г.

Наиболее перспективными для развития ветроэнергетики на территории Востока России являются Камчатский край, Курильские острова Сахалинской области, арктическое побережье Красноярского края и Республики Саха (Якутия), восточная часть Магаданской области, Хабаровского и Приморского краев, северо-восток Чукотского АО.

Можно ожидать плодотворного сотрудничества с иностранными компаниями в части сооружения возобновляемых источников энергии и создания совместных предприятий в восточных регионах России.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ. НЕОБХОДИМЫЕ УСЛОВИЯ И ИНИЦИАТИВЫ ДЛЯ УСПЕШНОЙ РЕАЛИЗАЦИИ ВЗАИМОВЫГОДНОГО СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ И СТРАН СВА В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СФЕРЕ

В настоящее время существует ряд очень интересных проектов поставки на энергетические рынки стран Северо-Восточной Азии российских энергетических ресурсов – природного газа, нефти и нефтепродуктов, угля, электроэнергии, которые находятся в стадии длительного обсуждения.

Естественно возникает вопрос: «Почему это происходит?»

По нашему мнению, для успешной реализации взаимовыгодного энергетического сотрудничества России и стран СВА необходимо выполнение как минимум следующих пяти условий:

1. Должна быть проявлена политическая воля, серьезность намерений участников реализовать взаимовыгодный для каж-

дой из стран конкретный энергетический проект.

2. *Должна быть* согласованна экономическая и энергетическая политика центральной, региональной органов власти и бизнеса стран при *формировании межстрановых проектов в энергетической сфере.*

3. *Должна быть* проведена комплексная, системная оценка последствий (эффектов) для стран, регионов, энергетических компаний от реализации крупных межстрановых энергетических проектов – особенно в условиях большой неопределенности будущего развития, *экономических рисков и глобальных вызовов.*

4. *Должны быть* разработаны взаимоприемлемые механизмы реализации межстрановых энергетических проектов (организационные, экономические, правовые и прочие механизмы).

5. Проекты, имеющие межстрановый характер, *должны разрабатываться и реализовываться* интернациональным коллективом (на всех стадиях: от технико-экономического обоснования, проведения проектных работ до их практической реализации).

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

В заключении хотелось бы обратить Ваше внимание на ряд важных моментов.

Реализация Восточной энергетической стратегии России является очень сложной проблемой. Ее сложность состоит в том, что она носит комплексный характер, реализуется на обширной территории, в ней задействовано большое количество российских и иностранных участников, программные мероприятия (особенно межстрановые топливно-энергетические проекты) очень капиталоемкие и их реализация предполагает тесное международное энергетическое сотрудничество стран на федеральном (государственном), региональном и межрегиональном уровнях.

1. Назрела необходимость в разработке научно-обоснованной стратегии (дорожной карты) энергетической кооперации в Северо-Восточной Азии, в которой должна быть показана очередность освоения топливно-энергетических ресурсов, очередность и временная этапность их поставок собственным потребителям, объемы экспорто-импортных поставок, дана оценка социально-экономических и прочих последствий от реализации конкретных межстрановых проектов не только для отдельных компаний, но и для регионов и страны в целом.

2. Такую стратегию (дорожную карту) можно разработать лишь на основе международной кооперации коллективов научно-исследовательских и проектных институтов, компаний, банков и т.п. заинтересованных стран при активной поддержке Правительств и региональных органов власти.

3. В настоящее время основные контуры энергетической кооперации в Северо-Восточной Азии достаточно ясны. Хорошо изучена сырьевая база стран-поставщиков энергетических ресурсов и энергетические рынки стран-потребителей. Необходимо усилить внимание к механизмам реализации скоординированных действий участников (стран, регионов, компаний), имея ввиду экономические механизмы, законодательные и прочие инициативы, связанные с реализацией крупных межстрановых топливно-энергетических проектов.

Особое внимание должно быть предъявлено к формулам образования цен на топливно-энергетическую продукцию.

4. Институт систем энергетики СО РАН – крупнейший энергетический центр РАН на Востоке страны – готов принять самое активное участие в решении этой сложной и очень важной для России и всего сообщества стран Северо-Восточной Азии проблемы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Энергетическая стратегия России на период до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 28 августа 2003 г. №1234-р. – Москва, сентябрь 2003. – 118 с.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 г. Утверждена распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. №1715-р. – http://www.energystrategy.ru/projects/es-2030.htm
3. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи,

транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Утверждена приказом Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 г. №340.
4. Стратегия социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года (утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 декабря 2009 г. № 2094-р) – http://www.minregion.ru/activities/territorial_planning/strategy/federal_development/346/
5. Стратегия социально-экономического развития Сибири до 2020 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 5 июля 2010 г. № 1120-р.
6. Топливно-энергетический комплекс Сахалинской области: современное состояние и перспективы развития / Под ред. Б.Г. Санеева, В.Н. Тихоньких – Москва: Энергия, 2010, 240 с.
7. Топливно-энергетический комплекс Амурской области: современное состояние и перспективы развития / Под ред. Б.Г. Санеева, В.Е. Пескова – Москва: Энергия, 2010, 240 с.
8. Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 года / Под ред. Г.Ф. Алексеева, В.И. Кондратьевой, А.А. Стручкова, Н.А. Петрова, Б.Г. Санеева, А.Ф. Сафронова – Якутск-Иркутск: Медиа-холдинг «Якутия», 2010, 328 с.
9. Топливно-энергетический комплекс Иркутской области. Современное состояние, перспективы развития / Под ред. Б.Г. Санеева, П.А. Воронина – Москва: Энергия, 2013, 230 с.
10. Энергетика Байкальского региона: современное состояние, стратегия развития, механизмы реализации / Под ред. Б.Г. Санеева - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2011, 103 с.
11. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. – Новосибирск: Академическое изд-во «Гео», 2011. – 368 с.
12. Макаров А.А., Воропай Н.И., Саенко В.В, Санеев Б.Г. и др. Региональные особенности топливно-энергетического комплекса // В кн.: Энергетика России: взгляд в будущее. Обосновывающие материалы к Энергетической стратегии России на период до 2030 года / Под ред. А.Б. Яновского и др. – М.: Издательский дом «Энергия», 2010, с. 435-460.
13. Кулешов В.В., Коржубаев А.Г., Малов В.Ю., Санеев Б.Г. и др. Российско-китайское сотрудничество: перспективные направления и подводные камни – Наука в Сибири, № 19 (13 мая 2010 г.).
14. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Санеев Б.Г. Межгосударственная кооперация в Северо-Восточной Азии: состояние, потенциальные проекты, энергетическая инфраструктура. – Москва: Энергетическая политика, 2014, №2, с. 55-64.
15. Воропай Н.И., Санеев Б.Г., Батхуяг С., Энхжаргал Х. Энергетическое сотрудничество Монголии и России: современное состояние и стратегические направления. – Хабаровск: Пространственная экономика, 2013 г., №3, с. 108-122.
16. Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Возобновляемые источники энергии в региональных программах на Востоке России: предпосылки и рациональные масштабы-Москва: Энергетик, 2014, №3, с. 6-9.
17. Санеев Б.Г. Восточный вектор-приоритетное развитие энергетики России в первой половине XXI века – Новосибирск: Регион: экономика и социология. Специальный выпуск «Топливно-энергетический комплекс Востока России: приоритеты, проблемы и механизмы реализации направлений развития, 2010, с. 3-16.
18. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Музычук Р.И. Структурные изменения перспективных топливно-энергетических балансов на Востоке России. - Там же, что и 17, с.110-122.
19. Санеев Б.Г., Платонов Л.А., Майсюк Е.П., Ижбулдин А.К. Проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса на Востоке России. - Там же, что и 17, с. 168-183.
20. Попов С.П., Санеев Б.Г. Роль среднеазиатского газа в формировании газовых рынков Евразии.- Москва: Научный журнал российского газового общества, 2013, №3, с. 61-71.
21. B.Saneev, D.Sokolov. Russian energy development in Eastern Sideria and the Fast and relations with East Asian countries in the energy sector / Russia and East Asia. Informal and gradual integration / Edited by Tsuneo Araha and Anna Vassilieva, 2014, p. 181-199.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Санеев Борис Григорьевич, доктор технических наук, профессор, заведующий отделом комплексных и региональных проблем энергетики, заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, заслуженный деятель науки РФ, лауреат премии имени Г.М. Кржижановского РАН, лауреат премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники. Основные научные интересы: экономика региональной энергетики, методология моделирования и прогнозирования развития региональных топливно-энергетических комплексов, разработка региональных энергетических стратегий и программ.

Энергетическая стратегия Монголии: возможные направления электроэнергетического сотрудничества с Россией

С. Батхуяг

В статье анализируется существующее состояние энергетики Монголии, дальнейшие пути ее развития и возможные направления сотрудничества Монголии и России в электроэнергетической сфере.

Ключевые слова: **Энергетическая политика, энергетическое сотрудничество, крупные проекты, Россия, КНР, Корея, Япония.**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО РОССИИ И МОНГОЛИИ: ПРОШЛОЕ И НАСТОЯЩЕЕ

Хотя прошел более 25 лет со времени тесного сотрудничества МНР и Советского Союза в Монголии в настоящее время функционирует энергетика, созданная с технико-экономической помощью Советского Союза.

Имея огромные запасы энергетического угля, Монголия импортирует до 20% электрической мощности и энергии из КНР и РФ. Имеются серьезные проблемы, связанные с дефицитом мощности, отсутствием маневренных мощностей и плохой структурой электрических и тепловых мощностей.

Автор считает спорной существующую концепцию создания в стране «независимой» энергетики. В сегодняшнем глобализованном мире, еще в такой небольшой стране как Монголия, где не производится энергетическое оборудование и материалы, невозможно реализовать политику создания в стране «независимой» энергетики. По мнению автора, должна быть совершенно другая энергетическая политика – политика широчайшего международного сотрудничества, прежде всего, со своими великими соседями. При этом, пользуясь, расположением своей страны, соседствующего с громадным энергетическим рынком современного мира – КНР, следует стараться как можно быстрее выйти на этот рынок электроэнергии. Этому благоприятствует огромный запас энергетического угля Монголии, расположенный в Гобийской зоне страны, ближе к северной границе КНР.

Чтобы выйти на рынок электроэнергии КНР нам, прежде всего, необходимо договориться с китайской стороной о ценах экспортируемый Китаем из Монголии электроэнергии.

Следующим шагом важным шагом для выхода на китайский рынок электроэнергии является переговоры и договоренности с северным нашим соседом – Россией. Россия, видимо, заинтересована и сможет при желании самостоятельно выйти как на угольный, так и на рынок электроэнергии КНР. Но нам, по ряду причин, как политическим, так и по экономическим – весьма желательно, даже необходимо, в сфере энергетики сотрудничество с Россией. Что касается политических причин, то это, прежде всего, сохранение или поддержание паритета в экономических отношениях Монголии с южным и северным соседями.

Основными отличиями такой стратегии от стратегии сторонников «независимой» энергетики являются:

– прежде всего, широкое энергетическое сотрудничество с соседями и экспорт электроэнергии;

– если сторонники «независимой» энергетики предлагают строить угольные ТЭС, для обеспечения потребности Монголии, с маломощными блоками, с единичной мощностью 150–200 МВт, то в альтернативной стратегии предлагается строить ТЭС с мощными блоками, единичной мощностью 500–800 МВт, что даст возможность существенного снижения как общего, так и единичного капиталовложения, а так же и себестоимость вырабатываемой электроэнергии, предполагаемых к строительству электростанций;

– вторым, немаловажным, фактором является фактор источника капиталовложения для сооружения крупных электростанций. Внутренние финансовые источники в стране весьма ограниченны. Если судить по информации, появляющейся в СМИ, правительство нашей страны надеется на прямые капиталовложения зарубежных компании на условиях Build – Operation – Transfer (BOT) в соответствии с законом «О концессиях», принятого Парламентом страны в начале 2000 г. Однако, если исходить из того, что иностранные компании не участвуют даже в концессионных договорах по сооружению асфальтированных автодорог, стоимостью десятки миллионов американских долларов, то надеяться на то, что они будут участвовать в концессионных договорах по сооружению крупных ТЭС, работающих на угле, стоимостью на сотни миллионов долларов, является маловероятным.

И все же при достаточно упорной и умной работе с монгольской стороны по вопросам сотрудничества в области энергетики с нашими соседями имеются возможности как выхода на рынок электроэнергии КНР, так и восстановления и расширения энергетического сотрудничества с РФ. Этими возможностями являются:

– в КНР имеются необходимость импорта значительного количества электрической мощности и энергии из соседних стран. Они связаны с такими факторами, как:

- необходимостью снижения процента угля в производстве электроэнергии;
- перегруженностью железной дороги, связанного с расхождением места расположения крупных потребителей электроэнергии и крупных источников угля;
- ограниченностью установленных запасав природного газа и т.д.

– в РФ также имеются заинтересованность сотрудничества с Монголией в китайском направлений в области энергетики, заключающихся в следующих моментах:

- Россия, как великая страна, имеющая огромные и разнообразные запасы топливно-энергетических ресурсов, заинтересована к выходу на выше упомянутый «бездонный» рынок топлива и энергии КНР. Россия не считает Монголию конкурентом на этом рынке. Но в тоже время она, скорее всего, не будет возражать, если монгольская сторона выйдет с предложением о совместной работе на этом рынке. Здесь положительную роль будет играть такие факторы, как близость Монголии к концентрированным потребителям топлива и электроэнергии на территории КНР; возможность экспорта значительного количества энергетического оборудования и материалов российского производства;
- монгольским инженерно-техническим работникам и рабочим-энергетикам будет существенно легче освоить монтаж, наладку и эксплуатации российского мощного энергетического оборудования, т.к. мы имеем многодесятилетний опыт эксплуатации этого оборудования, правда по существенно меньшей мощности.

НОВЫЙ УРОВЕНЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

На этот раз сотрудничество монгольских и российских энергетиков будет иметь существенное отличие от того, что было до 1990-х годов, т.е. во времена «социализма». Этими отличиями являются:

– в прошлые годы Советский Союз выделял кредиты, строил электростанции, обучал монгольский эксплуатационный персонал, потом в течении многих лет их консультировал. В новых условиях обе страны будут участвовать в совместном строительстве электростанции: Россия будет поставлять энергетическое оборудование и материалы, Монголия строить «кемп» для строителей, выделяет ИТР и рабочих, а из российских заводов изготовителей основного оборудования электростанции будут приглашать немногочисленный персонал «шефмонтажников» на контрактной основе, а когда завершится монтаж и наладка оборудования, приглашать такой же немногочисленный персонал эксплуатационников, тоже на контрактной основе, на несколько месяцев;

– для сооружения ЛЭП постоянного и переменного тока сверхвысокого напряжения (500-750 и 1150 кВ., переменного ± 800 и ±

1000 кВ постоянного тока) и подстанции, для передачи в КНР электроэнергии, вырабатываемых на этих станциях, на первых порах Монголия также будет приглашать из России “шефмонтажников” и немногочисленного эксплуатационного персонала на краткие сроки на контрактной основе;

– эксплуатация угольного разреза и обеспечение топливом электростанции является обязанностью монгольской стороны. Можно сказать, что в течение последних пару десятилетии, в связи организацией экспорта десятки миллионов тонны угля в КНР, монгольские специалисты-угольщики достаточно хорошо освоили строительства и эксплуатацию крупных угольных разрезов;

– величину распределения прибыли и прочие условия, связанные с возмещением расходов сторон будут решены во время переговоров, соответствующих организации до начала строительства.

ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ, ВНЕДРЕНИЯ ПЕРЕДОВОЙ И БЕЗОТХОДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ.

Наряду с использованием передовой технологии, таких, как сухие градирни для ряда крупных ТЭС, появляется необходимость реализации разработку и предложение наших специалистов-водников, связанных с обеспечением водой, промышленных и прочих объектов, планируемых строить в Гобийской зоне Монголии. Это проекты Хэрлэн-Гоби и Орхон-Гоби, т.е. создание водохранилищ на избыточных (воды во время весеннего наводнения и излишки воды дождевых годов) водах рек Хэрлэн и Орхон, по примеру многих стран мира, с последующей передачей ее по трубам в Гобийскую зону для обеспечения водных нужд этого региона.

Поскольку Гобийская зона Монголии очень чувствительна к внешним воздействиям и легко ранима будем просить российских проектантов (поскольку у монгольских проектных организации нет достаточного опыта проектирования крупных ТЭС, проектирование первых станций предполагается заказывать в проектных организациях России) подобрать самые передовые технологии и оборудование, «дружественные» к природе, не выбрасывающих золы, пыли и ядовитых газов в атмосферу и по мере необходимости использовать безотходную технологии, таких как полного использования золы, которые будут выходить от этих станции.

ДАЛЬНЕЙШИЕ ЭТАПЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА

В дальнейшем это сотрудничество должно выйти на уровень стран Северо-восточной Азии (СВА). В течение последних несколько лет ведутся разговоры о строительстве Азиатских суперсетях и проекта Мобитек, о строительстве крупных солнечных электростанций в Гоби Монголии и КНР с передачей выработанных электроэнергии в страны СВА. Реализация этого проекта тесно связана с появлением надежной и дешевой технологией аккумулирования большого количества электроэнергии. Пока нет такой технологии, вопрос создания Азиатской суперсети и Мобитека откладываются. Если совместный проект экспорта большого количества электроэнергии России и Монголии от крупных ТЭС в КНР пойдет успешно, можно было бы его продолжать экспортом электроэнергии в Японию, в Северную и Южную Корею, путем сооружения подводного сверхвысоковольтного кабеля.

КРАТКИЕ ВЫВОДЫ:

1. В КНР из-за ряда объективных причин, таких как необходимость снижения величины угля в производстве электроэнергии, транспортных и прочих проблем, а в Японии и КНДР из-за отсутствия энергетических ресурсов, имеется необходимость в импорте большого количества электрической мощности и энергии.
2. Монголия богата энергетическим углём. В Монголии имеется большая заинтересованность и, в какой-то степени, и необходимость к выходу на энергетический рынок КНР и ряда других стран СВА.
3. У Монголии имеется желание сотрудничать с Россией, чтобы выйти на рынок электроэнергии КНР, в дальнейшем на рынок электроэнергии Японии и КНДР.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Батхуяг Содовын. Доктор технических наук. В 1965 г. окончил Киевский политехнический институт по специальности электропривод и автоматизация производственных процессов. Инженер-электромеханик. С июня 1976 г. по октябрь 1990 г. работал Заместителем и Министром топливно-энергетической промышленности МНР. В настоящее время профессор Энергетического института Монгольского университета науки и технологий.

Интегрированные энергетические системы как инновационное направление энергетики будущего[1]

Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко и др.

Существующая технологическая инфраструктура в электроэнергетике, теплоснабжении, хладоснабжении, газоснабжении, как правило, формируется и управляется разрозненно по отдельным системам и задачам. Новые вызовы времени делают актуальными вопросы создания самоорганизующихся взаимосвязанных энергетических систем с несколькими видами энергоносителей для обеспечения качественного соответствия потребительских услуг в области энергоснабжения, существенного расширения их сферы согласно возросшим и постоянно трансформирующимся требованиям потребителей (уровень комфорта, технологические инновации в производственной сфере и в быту, повышение разнообразия и мощности энергоприемников, радикальные изменения их свойств и др.). Они представляют интегрированные энергетические системы, имеющие многомерную структуру функциональных особенностей и свойств развития, сочетающих многокомпонентность, интеллект, эффективность, надежность, управляемость, гибкое использование технологий преобразования, транспорта, хранения энергии и активного потребителя.

Ключевые слова: **интегрированные энергетические системы, интеллектуальное управление, инновационные технологии**

1. ВВЕДЕНИЕ.

Энергетика является инфраструктурной метасистемой, представленной, прежде всего, системами электро-, тепло-, хладо-, газоснабжения. Их инфраструктурная роль заключается в качественном, надежном и доступном энергоснабжении потребителей различных видов деятельности. Каждая из этих отдельных систем имеет свои функциональные задачи, структурные и технологические особенности, однако их объединяет единая конечная цель, ориентированная на устойчивое жизнеобеспечение экономики и социальной сферы. Они, как правило, имеют разнотипную генерирующую (производственную) структуру, развитую транспортно-распределительную сеть, соединяющую источники с потребителями.

Каждая из этих систем полностью самостоятельна и даже может конкурировать с другими за исходные ресурсы и рынок сбыта. Вместе с тем, они обладают определенной интеграцией в плане функционального взаимовлияния друг на друга, использования энергоносителя одной системы в другой, взаимозаменяемости энергоносителей, особенно в аварийных условиях, комплексного использования первичного энергоносителя для производства нескольких конечных энергоносителей. Указанная интеграция предопределяет ведущую роль рассматриваемых энергетических систем в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), при этом в результате оптимизации ТЭК определяются рациональные масштабы взаимодействия и взаимовлияния энергетических систем, а далее их развитие, функционирование и управление ими исследуются независимо. Энергетические системы в силу их масштабности имеют повышенное внимание в смысле обеспечения эффективности, надежности и качества их функционирования, рациональности развития. Для обеспечения эффективности и надежности этих систем, а также качества энергоснабжения используются развитые технологии и средства регулирования и автоматики для управления их функционированием [1, 2]. Интегрирующие свойства энергосистем проявляются на разных уровнях. На верхнем национальном уровне, это характерно для электроснабжающей и газоснабжающей систем, на межрегиональном уровне к ним

1 Работа выполнена в соответствии с совместными планами Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и Центра энергетических систем Сколковского института науки и технологий

Н.И. Воропай, В.А. Стенников, Е.А. Барахтенко Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: Voropai@isem.sei.irk.ru, SVA@isem.sei.irk.ru, Barakhtenko@isem.sei.irk.ru).

примыкают теплоснабжающие системы, в частности в составе ТЭЦ, на уровне городов и производственных агломераций могут быть представлены все перечисленные выше системы. Такая дифференциация позволяет рассматривать иерархическую интеграцию энергосистем. Наиболее сильно она проявляется на нижнем городском уровне. Тем более, что это связано с повышением в перспективе роли розничных рынков энергоносителей.

2. ОСОБЕННОСТИ СИТУАЦИИ.

Энергетическая инфраструктура современных городов и промышленных центров представлена, как правило, централизованными системами либо на базе ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, либо на базе котельных и загородных электростанций с раздельным производством этих видов энергии. Она включает также газораспределительные сети, доводящие газ до конкретных потребителей. Эти системы нередко отличаются большими масштабами, значительной мощностью и объединяют десятки и даже сотни тысяч потребителей. В то же время, они имеют упрощенные схемы распределения энергоносителей, недостаточно оснащены средствами регулирования и автоматики, что не позволяет осуществлять управление ими в режиме реального времени и приводит к повышенным финансовым и материальным затратам, а также к значительным потерям энергии [1, 2].

Задачи управления развитием и функционированием систем энергоснабжения городов и промышленных центров решаются раздельно по типам систем, зачастую без увязки между собой получаемых решений [3]. Имеющее место комплексное рассмотрение проблем энергоснабжения регионов [4] ограничивается оптимизацией проектных решений в рамках региональных ТЭК без их дооптимизации на уровне систем энергоснабжения городов и промышленных центров и без исследования режимов работы этих систем и управления ими. В связи с этим организация скоординированного процесса развития и эксплуатации данных систем, а также рассмотрение разнотипных энергетических систем в виде единой интегрированной системы энергоснабжения позволит значительно повысить их безопасность, надежность, экономичность и экологичность. Неизбежное развитие распределенной генерации на базе нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, как на уровне систем энергоснабжения, так и непосредственно у потребителей, и их интеграция в централизованные системы требуют реализации новых принципов построения этих систем и создания интеллектуальных систем управления ими с развитым информационно-коммуникационным обеспечением. Объединение разрозненных систем разного уровня в единый технологический комплекс обеспечит реализацию новых функциональных возможностей, применение более совершенных технологий в эксплуатации и создание интегрированных централизованно-распределенных систем с координированным управлением их режимами и активным участием потребителей в процессе энергоснабжения.

Увеличение масштабов распределенной генерации и расширение использования когенерации приведет к возрастанию роли распределительных электрических и трубопроводных сетей по сравнению с транспортными сетями вследствие приближения выработки электроэнергии и тепла к их потреблению. Функционирование рынков газа, электроэнергии и тепла и активность потребителей в управлении собственным энергопотреблением вызывают существенную неопределенность в режимах транспортных электрической, газовой и тепловой сетей. Высокая доля распределенной генерации электроэнергии и тепла, прежде всего на базе возобновляемых источников энергии, в том числе непосредственно у потребителей, приведет к существенному изменению свойств энергетических систем. Эти факторы требуют пересмотра принципов построения энергетических систем и систем энергоснабжения, в том числе на уровне потребителей, а также управления их режимами на основе интеграции этих систем.

3. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ.

Энергетика развитых стран мира переживает в настоящее время смену технологической парадигмы. Она предполагает повышение роли потребителей, снижение приоритета централизованного управления и поиск компромиссных решений. Этому способствует развиваемый рынок доступных по стоимости современных технологий интеллектуализации оборудования, систем управления и учёта энергии, телекоммуникаций и информационного обеспечения, малой генерации и др. Они обеспечивают потребителям электроэнергии и тепла возможность активного поведения и организации собственного производства энергии. С увеличением количественного состава технологий (отопление, кондиционирование, электричество, системы охраны и безопасности, водоснабжение, рольставни, электрифицированные шторы и приводы окон, современное аудио- и видеооборудование, системы доставки информации, охранно-пожарный сигнализации и многое другое) усиливается взаимосвязь отдельных систем, растет объем обмениваемой информацией, усложняется управление системами, возрастает риск проявления анормальных ситуаций, поэтому для преодоления этих проблем в передовых странах начался процесс интеграции и интеллектуализации энергетических систем. Этому же способствует стремление потребителей создать не только максимальный комфорт в помещении, но и получить ощущение своего присутствия в другом времени и пространстве (месте) с помощью умных систем.

Масштабный пилотный проект «Объединенные эффективные крупномасштабные интегрированные городские системы» (ОЭКИГС) по созданию интеллектуальных систем электро-, тепло- и холодоснабжения реализуется в пяти крупных городах Европы: Гетеборг, Женева, Кельн, Лондон, Роттердам. Наибольшие успехи достигнуты в Гетеборге, где применяются не только новые технологии при производстве и потреблении энергии, но и интегрированные технологии ее транспорта в виде конструкции для одновременной передачи электроэнергии, тепла и газа.

Первые шаги по формированию интегрированных интеллектуальных систем энергоснабжения (ИИЭС) сделаны в ряде других городов Европы, среди них:

1.Марсталь (Дания) – ИИЭС включает ТЭЦ, тепловые насосы, солнечные панели, использование биомассы, других возобновляемых источников энергии (ВИЭ), накопители тепловой энергии с активными потребителями.

2. Крайльсхайм (Германия) – основу ИИЭС составляют интегрированные источники на базе ВИЭ, накопители тепловой энергии и активные потребители.

3. Барселона (Испания) – сооружается централизованная интегрированная система энерго-, холодоснабжения на базе ВИЭ, вторичной энергии и с включением активных потребителей.

4. Битигхайм-Биссинген (Германия) – создается интегрированная система электро-, теплоснабжения с использованием ВИЭ и включением активных потребителей.

5. Копенгаген (Дания) – формируются интегрированные централизованные системы электро-, тепло, холодоснабжения и кондиционирования, объединяющие различные технологии: ТЭЦ, вторичные источники, геотермальные, гелиоисточники и т.д.

6. Мальмё (Швеция) – сооружается интегрированная система с использованием промышленного избыточного тепла, высокоэффективных ТЭЦ, в том числе со сжиганием мусора и применением ВИЭ на базе энергии солнца, воды, ветра.

7. Оломоуц (Чешская республика) – создается интеллектуальная интегрированная система энергоснабжения на основе новых бизнес-моделей взаимоотношения потребителей и поставщиков энергии.

8. Делфт (Нидерланды) – создается интегрированная энергетическая система города на основе интеллектуального согласования режимов работы потребителей и поставщиков энергии, система включает ТЭЦ, геотермальные источники, накопители тепловой энергии с использованием поверхностных подземных вод.

Моделированию и оптимизации интегриро-

ванных систем посвящена работа [5]. В ней предлагается оптимизационная модель, основанная на целочисленном линейном программировании, решение которой позволяет выбрать оптимальную конфигурацию и режим работы моделируемой системы. В качестве целевой функции используются минимизация суммарных годовых выбросов углекислого газа, минимальное общее негативное воздействие на окружающую среду и минимум ежегодных издержек.

Группа ученых из Китая предлагает многоцелевую модель для оптимизации работы тригенерационной системы, основанную на принципах эквивалентного воздействия (ПЭВ) на окружающую среду [6]. ПЭВ – это метод, исследующий преобразование вторичной энергии (включая холод, тепло, электроэнергию) путем сравнения различных способов получения энергии при равном количестве загрязняющих выбросов.

В работах [7,8] рассматриваются динамические математические модели для оптимизации систем газо-, электроснабжения с учетом различной природы газового потока (природный, синтетический, биогаз), газохранилищ, разнотипных энергоисточников. Оптимизация проводится из условия экономической эффективности.

Концепция энергетических хабов развивается в работах [9,10]. В них представлены математические модели для определения оптимальных мощностей потребления и производства энергоресурсов. Рассматриваются различные виды энергоносителей, типы преобразователей энергии, отмечается сложность проблемы управления энергетическими хабами во временном разрезе.

В работе [11] авторы моделируют энергетическую систему с накопителем энергии в виде мультиагентной системы (энергетических хабов). В работе рассматриваются потребители, подключенные к системе централизованного энергоснабжения с тепловыми насосами. В зависимости от тарифа на электроэнергию модель определяет индивидуальный или централизованный режим работы потребителей.

Большое число зарубежных работ посвящено обсуждению и развитию проблемы создания интеллектуальных электроэнергетических систем (ЭЭС) – Smart Grids, их обзор приведен в публикации [12]. Эта идеология в последнее время используется в системах газо- и теплоснабжения.

Для расчета и оптимизации в основном применяются сетевые модели потокораспределения, имеется также попытка применения фрактального подхода к моделированию больших интегрированных электротепловых сетей [13]. Для оптимизации режимов используются как классические методы математического программирования, так и эволюционные алгоритмы.

Наиболее развита интеграция энергетических систем на уровне ТЭЦ. Она является связующим звеном между системами электро-, тепло-, газоснабжения. Появление новых технологий и экономических механизмов их альтернативного использования для потребителей способствовало расширению интеграции в эту сферу. Собственно обобщением этих возможностей стало введение понятия энергетического хаба [13].

В результате такой интеграции систем энергоснабжения на уровнях производства и потребления энергоносителей возникла необходимость совместного рассмотрения электрических, тепловых и газовых распределительных сетей для решения общих задач оптимизации потокораспределения в таких интегрированных системах энергоснабжения [14-18], оптимизации суточных режимов при их диспетчировании [19-21], анализа надежности энергоснабжения при использовании интегрированных систем [22, 23] и т.д.

В связи с активизацией исследований в рамках концепции Smart Grid выполнены определенные проработки по анализу интегрированных систем энергоснабжения с учетом активности потребителей в управлении собственным энергоснабжением, использования накопителей энергии, современных информационно-телекоммуникационых технологий и др. [24- 30 и др.]. При этом рассматриваются конкретные приложения к различным интегрированным системам энергоснабжения: электроэнергией и теплом; электроэнергией, водой и газом;

электроэнергией и газом; электроэнергией, теплом и холодом; и т.п.

4. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Интегрированные интеллектуальные энергетические системы имеют многомерную структуру функциональных особенностей и свойств развития, сочетают многокомпонентность, интеллект, эффективность, надежность, управляемость, гибкое использование технологий преобразования, транспорта, хранения энергии и активного потребителя. Отмечая многослойность интегрированных интеллектуальных энергетических систем, структурно представляемую в виде кубика Рубика, можно выделить три наиболее ярко характеризующих их слоя.

1. Системный, характеризующий состав систем по их типам, включает системы электро-, тепло/хладо- и газоснабжения.
2. Масштабный, отражающий крупность систем в соответствии с дифференциацией на супер-, мини-, микро-системы.
3. Функциональный, определяющий вид деятельности системы (ее назначение) в их числе: энергетические (технологические) функции, функции коммуникаций и управления, функции выработки решений.

Слои систем представлены ключевыми инфраструктурными энергетическими системами, которые могут быть глубоко интегрированы по функциональным задачам, взаиморезервированию, наличию технологических взаимосвязей на разных иерархических уровнях и т.п.

Слои масштаба представляются в виде следующих взаимосвязанных систем:

● супер-системы включают крупные электростанции (конденсационные и теплоэлектроцентрали), крупные котельные, газовые месторождения, подземные хранилища газа, транспортные электрические, газовые и тепловые сети;

● мини-системы включают мини-источники энергии, подключаемые к распределительным электрическим, тепловым и газовым сетям (мини-ТЭЦ, пиковые котельные, ветропарки, мини-ГЭС, фотоэлектрические комплексы и др.), а также сами упомянутые распределительные сети;

● микро-системы включают одиночные ветроагрегаты, микротурбинные установки, солнечные коллекторы и фотопанели, микронакопители электроэнергии и тепла, и др.), а также внутридомовые электрические, тепловые и газовые сети.

Слои функций включают следующие составляющие функции:

● энергетические – производство, транспорт, распределение и потребление энергоресурсов (электроэнергии, тепла/холода, газа) на всех уровнях слоев систем и слоев масштаба;

● коммуникаций и управления – измерение (получение) информации, ее обработка, передача и представление, а также системы управления режимами и развитием интегрированных интеллектуальных энергетических систем;

● выработки решений включают модели и методы обоснования решений по развитию интегрированных энергетических систем, а также настроек систем управления ими.

Отметим достаточно сильные взаимосвязи между слоями функций: слой коммуникаций и управления использует информацию из слоя энергетических функций (текущие параметры структуры и режима систем, прогнозная информация на близкую и удаленную перспективу и др.), а также результаты работы моделей и методов слоя выработки решений; слой выработки решений использует информацию из слоя энергетических функций и слоя коммуникаций и управления и на этой основе вырабатывает решения для слоя коммуникаций и управления.

4. АРХИТЕКТУРА ИИЭС.

Объединение в единую платформу всех функциональных технологий обуславливает необходимость по новому взглянуть на построение как отдельных систем, так и на их интеграцию, переходя от жесткой сложившейся структуры «генерация — сети — потребитель» к более гибкой, в которой каждый узел сети может являться активным элементом (как потребителем, так и поставщиком энергии). При этом ИИЭС должна в автоматическом режиме произ-

водить переконфигурацию при изменении условий. Новой становится и технология функционирования такой метасистемы, так как в ней однонаправленное движение энергетических потоков (источник-потребитель) превращается в многонаправленное (например, источник-потребитель; потребитель-источник). При этом инфраструктура ИИЭС должна обеспечивать поставку, транспорт и потребление различных по видам энергетических потоков (энергоносителей).

В связи со сложной структурой, возможным проявлением конфликтов, конкуренции в ИИЭС классическая иерархическая схема построения и управления отдельными системами не может выполнить общие целевые установки. Новая системная конструкция должна сочетать определенную самостоятельность множества центров принятия решений и их скоординированность в обеспечении устойчивого энергоснабжения потребителей. Она должна строиться по принципу субсидарности и саморегуляции, в соответствии с которыми управление осуществляется не путем воздействия на регулируемую систему извне, а формируется в ней самой. Реализация этого принципа возможна с помощью мультиагентного подхода, предполагающего организацию взаимодействия агентов друг с другом, в результате чего и возникают внутренние управляющие факторы. При этом системы имеют свое собственное управление, цели, задачи и работают независимо, координируясь с другими системами в рамках выполнения единых целевых установок.

Координация систем осуществляется единым центром через логично выстраиваемые горизонтальные связи на принципах, аналогичных изложенным в [30].

Представленные концептуальные положения интегрированных интеллектуальных энергетических систем позволяют рассматривать проблему с разных позиций и более системно формулировать задачи исследований.

5. ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ.

В настоящее время, как было отмечено выше, имеется необходимый методический и вычислительный инструментарий, позволяющий оценивать интеграционные факторы вариантно в составе исходной информации для супер-систем.

Более существенные проблемы для исследований возникают на уровне мини-систем. Здесь определенную новизну в постановки вносит появление значительной доли распределенной генерации в распределительных электрических и трубопроводных сетях и альтернативных приборов потребления энергоресурсов у потребителей. Требуются соответствующие исследования не только на уровне источников (ТЭЦ), но и на уровне систем транспорта и активного потребителя. Принципиальный вопрос первого этапа таких исследований заключается в том, насколько, для каких условий и ситуаций необходимы комплексные модели для совместного исследования интегрированных энергетических систем.

Уровень микро-систем пока для условий России практически не исследован. Необходимо выполнить глубокий анализ и адаптацию к российским условиям международного опыта, на основе этого могут быть сформулированы актуальные задачи исследований.

При проведении отмеченных исследований на всех уровнях необходим учет интеллектуальных технологий и средств, использование которых может коренным образом изменить свойства энергетических систем и инициировать новые проблемы, требующие своего решения.

Рассмотрим теперь возможные проблемы, требующие интеграционных исследований с точки зрения взаимосвязей между супер-, мини- и микро-системами. В этом плане целесообразно отметить два соображения.

Первое связано с физическими взаимосвязями между энергетическими системами разного уровня. Эти физические связи определяются необходимой пропускной способностью интерфейса между уровнями систем для передачи энергоресурса от производства до потребителей с учетом требований надежности в плане необходимого уровня резервирования этой пропускной

способности. Требования к пропускной способности интерфейса между системами разного уровня определяются ординарными условиями и ситуациями и соответствуют традиционной парадигме построения энергетических систем. При реализации новой парадигмы, определяемой широким использованием интеллектуальных технологий и устройств на всех уровнях энергетических систем и принципиальным изменением их свойств, потребуется выполнение дополнительных исследований по необходимости корректировки требований к интерфейсу. Корректировка этих требований изменит взаимосвязи между слоями масштаба интегрированных энергетических систем.

Второе соображение в рассматриваемом плане связано с моделированием многоуровневых энергетических систем, представляемых совокупностью разных слоев масштаба. Здесь в настоящее время существуют два принципиально разных подхода. Первый состоит в совместном моделировании энергетических систем разных слоев масштаба (супер-, мини-, микро-системы) в исходном виде. Этот подход кажется не очень конструктивным вследствие необозримости сформированной таким образом модели, трудностей ее использования из-за разномасштабности параметров и др.

Более приемлемым представляется другой подход, использующий агрегирование моделей смежных уровней при рассмотрении модели исследуемого уровня. Это означает, что при рассмотрении супер-системы системы на уровне мини- и микро-систем учитываются в агрегированном виде, при рассмотрении мини-системы супер-система, с одной стороны, и микро-система, условно говоря домового уровня, с другой стороны, моделируются в агрегированном виде. Тем самым реализуется иерархический подход к моделированию исходной супер-, мини-, микро-системы, который в наибольшей мере соответствует представлению многоуровневых систем.

Существует ряд недостаточно изученных проблем интеграции в части слоев функций.

Что касается энергетических функций, этот слой обеспечивает получение необходимой информации. Основное требование состоит в том, чтобы она была доступной для получения (измерения, выявления и др.).

Принципиально важным является слой коммуникаций и управления, где реализуются интеллектуальные информационные и компьютерные технологии, быстродействующие и точные средства измерения, обработки и передачи и представления информации, интеллектуальные технологии и методы управления. Информационная обеспеченность соответствующих задач достигается целесообразным размещением измерительных устройств с необходимой избыточностью. Важно уметь их правильно расставить.

Отдельно необходимо сказать о системах управления интеллектуальными энергетическими системами. Эффективность управления достигается не только интеллектуальными информационными технологиями и компьютерными моделями. Не менее важное значение имеют современные высокоэффективные физические устройства, на которых интеллектуальные информационные технологии и модели реализуются. В целом эти два аспекта систем управления неразрывны и их необходимо рассматривать совместно.

Следует обратить внимание на то, что именно системы управления призваны обеспечить совместное эффективное функционирование интегрированных интеллектуальных энергетических систем. Разработка методологии и методов такого интегрированного управления режимами совместно работающих энергетических систем является важнейшей задачей исследований в рамках рассматриваемой проблемы.

Наконец, о функции выработки решений. Фактически это очень широкая область исследований, начиная от этапов создания интегрированных энергетических систем до выбора рациональных настроек их систем управления. На всех этих этапах возникают задачи адаптации существующих и разработки новых моделей и методов к интегрированным интеллектуальным энергетическим системам, приобретающим новые свойства, с учетом всех особенностей, свя-

занных с неопределенностью информации, многокритериальностью и несовпадением интересов субъектов отношений. Выстраивание новой методологии выработки решений для обоснования развития и управления функционированием интегрированных интеллектуальных энергетических систем, формирование соответствующей системы моделей и методов – это важные задачи дальнейших исследований.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Российская энергетика находится на этапе смены своей парадигмы развития. Новые вызовы времени ставят новые задачи, решить которые на базе сложившейся в энергетике структурно-технологической основы не представляется возможным. Необходим переход к новым структурам в виде интегрированных интеллектуальных систем энергоснабжения. Они предполагают интеграцию самоорганизующихся систем электро-, тепло-, хладо-, газоснабжения, построенных по мультиагентному принципу на интеллектуальной основе. Идеология, создание и управление такими системами является важнейшей проблемой, требующей проведения активных исследований.

7. ЛИТЕРАТУРА

1. Воропай Н.И., Беляев Л.С., Лагерев А.В., Посекалин В.В. и др. Энергетика XXI века: Условия развития, технологии, прогнозы. Новосибирск, Наука, 2004, 386 с.
2. Воропай Н.И., Подковальников С.В., Сендеров С.М., Стенников В.А. и др., Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими. Новосибирск, Наука, 2004, 364 с.
3. Системные исследования в энергетике: Ретроспектива научных исследований СЭИ-ИСЭМ/отв. Ред. Н.И. Воропай. - Новосибирск: Наука, 2010, 686 с.
4. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В. и др., Методы и модели разработки региональных энергетических программ. Новосибирск, Наука, 2003, 140 с.
5. Optimal synthesis of trigeneration systems subject to environmental constraints. M. Carvalho, L.M. Serra, M.A. Lozano // Energy, Vol. 36, No. 6, 2011, pp. 3779-3790.
6. The multi-objective optimization dispatch of combined cold heat and power based on the principle of equal emission. X. Ran, R. Zhou, Y. Yang, L. Lin // IEEE PES, 2012, 5 p.
7. Future possibilities – the gas system as flexibility provider for wind power production. A.B. Hansen, M.H. Nybroe // IEEE PES, 2012, 8 p..
8. Multi-time period combined gas and electricity network optimization. M. Chaudry, N. Jenkins, G. Strbac // Electric power system research, Vol. 78, No. 7, 2008, pp. 1265-1279.
9. Decomposed electricity and natural gas optimal power flow. M. Arnold, G. Andersson // PSCC, 2008, 7 p.
10. Optimal power flow of multiple energy carriers. M. Geild, G. Andersson // IEEE transactions on power systems, Vol. 22, No. 1, 2007, pp. 145-155.
11. Simulating demand response and energy storage in energy distribution systems. P. Ahcin, M. Sicic // International conference on power system technology, 2010, 7 p.
12. Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы // Известия Академии наук. Энергетика. № 1. 2014. С. 64-73.
13. Mancarella P., Chin Kim Gan, Strbac G., Fractal models for electro-thermal network studies // 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden, August 22-26, 2011, 7 p.
14. Geidl M.,Optimal power flow of multiple energy carriers // IEEE Transactions on Power Systems, 2007, Vol. 22, No. 1, pp. 145-155.
15. Arnold M., Andersson G., Decomposed electricity and natural gas optimal power flow // 16th Power System Computation Conference, Glasgow, Scottland, UK, July 26-30, 2008, 7 p.
16. Zkengyi Li, Zhaoui Huo, Hongchao Uin, Optimization and analysis of operation strategies for combined cooling, heating and power system // IEEE APPEE Conf., Wuhan, China, March 25-28, 2011, 4 p.
17. Rees M., Jianzhong Wu, Award B., Ekanayake J., Jenkins N., A modular approach to integrated energy distribution system analysis //17th Power System Computation Conference,

Stockholm, Sweden, August 22-26, 2011, 7 p.
18. Almassalkhi M., Hiskens I., Optimization framework for the analysis of large-scale networks of energy hubs // 17th Power System Computation Conference,Stockholm, Sweden, August 22-26, 2011, 7 p.
19. Vasebi A., Fesanghary M., Bathaee M.T., Combined heat and power economic dispatch by harmony search algorithm // Electrical Power and Energy Systems, 2007, Vol. 29, No. 4, pp. 713-719.
20. Chaudry M., Jenkins N., Strbac G., Multi-time period combined gas and electricity network optimization // Electric Power System Research, 2008, Vol. 78, No. 5, pp. 1265-1279.
21. Chiang Chao-Ling, Lin Shang Shi, Improved particle swarm optimization for economic dispatch of combined heat and power systems // Int. Conference on Power and Energy Systems. Lecture Notes in Information Technology, 2012, Vol. 13, pp. 133-139.
22. Koeppel G., Andersson G., The influence of combined power, gas and thermal networks on the reliability of supply // 6th World Energy System Conference, Torino, Italy, July 10-12, 2006, 7 p.
23. Haghifam M.R., Manbachi M., Reliability and availability modeling of combined heat and power (CHP) systems // Electrical Power and Energy Systems, 2011, Vol. 33, No. 3, pp. 385-393.
24. Le Blond S., Levis T., Sooriyabandara M., Towards an integrated approach to building energy efficiency: Drivers and enables // IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Int. Conference., Manchester, UK, December 5-7, 2011, 8 p.
25. Mancarella P., Chin Kim Gan, Strbac G., Fractal models for electro-thermal network studies // 17th Power System Computation Conference, Stockholm, Sweden, August 22-26, 20-11, 7 p.
26. Jiang Zhenhua, Li Fangxing, Qiao Wei, Sun Hongbin, e.a. A vision of Smart Transmission Grid // IEEE PES General Meeting, Calgary, Canada, July 26-30, 2009, 10 p.
27. XueYusheng, Some viewpoints and experiences on Wide Area Measurement Systems and Wide Area Control Systems // IEEE PES General Meeting, Pittsburgh, USA, Juky 20-24, 2008, 6 p.
28. Yuasa K., Fujii Y., Developing advanced metering (the ubiquitous metering system) // XXV World Gas Conference, June 4-8, 2012, 9 p., http://proceedings.wgc2012.com
29. Pionno M., Carretero T., Jane R., e.a., Smart gas meters and middleware for energy efficiency embedded // XXV World Gas Conference, June 4-8, 2012, 7 p., http://proceedings.wgc2012.com
30. Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» // Энергетическая политика. №5. 2012 С. 3-15.

8. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Воропай Николай Иванович - директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, член-корреспондент РАН, профессор. Основные научные интересы: системные исследования в энергетике, оптимальное развитие и функционирование сложных электроэнергетических систем (ЭЭС), устойчивость и надежность систем энергетики, энергетическая безопасность России и ее регионов



Стенников Валерий Алексеевич – заместитель директора по научной работе Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук, профессор. Основные научные интересы: методы и модели теории гидравлических цепей, оптимальное управление развитием трубопроводных систем, системные исследования в области теплоэнергетики и теплоснабжения, энергосбережение, тарифообразо-вание.



Барахтенко Евгений Алексеевич – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы:, информационные технологии, оптимальное управление развитием трубопроводных систем, системное программирование, интеллектуализация систем энергетики.

Проблемы и нерешенные задачи в прогнозных исследованиях долгосрочного развития ТЭК

Ю.Д. Кононов

Дана краткая характеристика способов повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК за счет поэтапного сужения и анализа области (конуса) неопределенности, количественной оценки ключевых факторов и стратегических угроз. Выделены некоторые методические задачи и проблемы в прогнозных исследованиях, не имеющие пока общепризнанных и удовлетворительных способов решения.

Ключевые слова: **энергетика, ТЭК, прогнозирование, неопределенность, задачи, методы, модели.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Основная проблема повышения качества и значимости долгосрочных прогнозов – объективный значительный рост неопределенности внешних и внутренних условий развития ТЭК.

Очевидно, что чем протяженнее рассматриваемая перспектива, тем больше неопределенность условий развития энергетики и неоднозначность прогнозных оценок. Поэтому результаты исследований долгосрочного развития ТЭК даются в виде расширяющейся во времени области (конуса) неопределенности прогнозируемых показателей. Сужение этой области и повышение качества прогнозных исследований – важная и сложная методическая проблема. Для ее решения отечественная и зарубежная наука и практика использует следующие подходы: привязка исследования перспектив развития ТЭК к задаваемым сценариям развития экономики и конъюнктуры мировых энергетических рынков; представление ТЭК как иерархически организованной системы; совершенствование методов моделирования и учета взаимосвязей энергетики, экономики и социальной сферы на разных иерархических уровнях; итерационные и многовариантные расчеты с анализом чувствительности получаемых решений к меняющимся условиям и разным критериям; усовершенствование математических методов сравнения вариантов и принятия решений в условиях неопределенности и рисков.

Все эти способы борьбы с неопределенностью являются важным атрибутом методологии прогнозирования и системных исследований энергетики. Однако, системный подход к природе, обществу и, в частности, к энергетике, доминировавшей в последней трети XX века, в новом столетии отступил в тень [1].

Развитию методологии и методов системных исследований в энергетике будут способствовать определение ключевых задач и проблем долгосрочного прогнозирования ТЭК и выявление узких мест в способах их решения.

2. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ОБОСНОВАННОСТИ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОГНОЗОВ

В международной практике прогнозных исследований прослеживается тенденция увеличения количества используемых сценариев. Например, в первых ежегодно публикуемых с 1979 г. Министерством энергетики США прогнозах рассматривались только три сценария и перспектива на 15 лет, а в настоящее время их количество возросло до 30 при горизонте прогнозирования 25 лет. Очевидно, что и прогнозы развития ТЭК России повысят свою обоснованность при увеличении количества рассматриваемых сценариев (сейчас практически используется не более 3–4 сценариев). Важно при этом, чтобы сценарии внешних условий не просто задавались экспертами, а базировались на специальных серьезных прогнозных исследованиях.

Кононов Ю.Д., Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: kononov@isem.irk.ru).

Другой способ повышения обоснованности прогнозов – развитие методов моделирования ТЭК с учетом его взаимосвязей с экономикой и внешней средой.

Современный уровень развития вычислительной техники позволяет конструировать модельно-информационные комплексы любой сложности. Однако в условиях большой и растущей неопределенности исходных данных целесообразности усложнения методического инструментария могут препятствовать следующие соображения: увеличение объектов прогнозирования, дезагрегирование моделей и связей требует дополнительной информации и вносит в расчеты дополнительную погрешность; чем сложнее модели или их комплексы, тем труднее анализировать и интерпретировать получаемые результаты расчетов; почтение к сложности используемых методов часто вызывает неоправданное доверие к долгосрочным прогнозам; несоблюдение известного (но редко реализуемого на практике) принципа соответствия используемого методического инструментария неопределенности исходных данных и требуемой точности прогноза (акад. Л.А. Мелентьев), а также пренебрежение возможной при долгосрочном прогнозировании угрозой: «чем больше строгости, тем меньше смысла» (акад. Н.Н. Моисеев, Р. Тома).

Этому принципу соответствует предлагаемый поэтапный подход к сужению области неопределенности условий и результатов прогнозных исследований путем итерационных расчетов моделей разного иерархического уровня на каждом временном этапе и согласования итоговых показателей во времени [2]. При этом на начальном этапе рассматриваются максимальный горизонт прогнозирования (более 25 лет) и минимальное количество уровней и моделей (рис. 1).

Предлагаемый поэтапный процесс от отдаленного к близкому будущему не исключает прогнозирования последующей обратной итерации прогнозных исследований – корректировки долгосрочных прогнозов по результатам углубленного анализа не столь отдаленной перспективы. На каждом из этих временны́х этапов итеративные расчеты («сверху вниз» и «снизу вверх») позволяют учесть особенности развития (возможности и требования) систем разного иерархического уровня, формирующих общеэнергетическую систему страны. При этом целесообразно в прогнозах на перспективу до 15–20 лет учитывать возможную реакцию потенциальных инвесторов на прогнозируемое изменение цен и спроса.

Многовариантные расчеты на каждом этапе предполагают разные по детализации сценарии развития экономики и мировых энергетических рынков с определением прогнозной области развития ТЭК и выделением в ней инвариантных решений и зоны нестабильности.

Одним из важных способов повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК – определение наиболее значимых для каждого временно́го этапа задач и их решение адекватными методами. К таким задачам относятся, например: количественная оценка стратегических угроз развитию ТЭК и национальной безопасности, прогноз взаимозависимой динамики цен и спроса на региональных энергетических рынках, принципиальные изменения в структуре и технологиях производства и потреблении топлива и энергии. Очевидна взаимосвязь этих задач (рис. 2). Ниже дается краткая характеристика возможных новых подходов к решению этих задач, а также возникающих при этом проблем.

3. ЗАДАЧА ДОЛГОСРОЧНОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЦЕН И СПРОСА НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ

Важным результатом исследований прогнозной области является определение вероятной динамики спроса и цен в ТЭК с учетом возможного влияния на нее научно-технического процесса в производстве и потреблении энергоносителей, ожидаемых изменений в экономике страны и качестве жизни. Без долгосрочных прогнозов цен и спроса на энергоносители трудно получить обоснованное представление об эффектив-

ности и о рискованности вариантов развития ТЭК и крупномасштабных проектов, определяемых на этапах разработки кратко- и среднесрочных прогнозов.

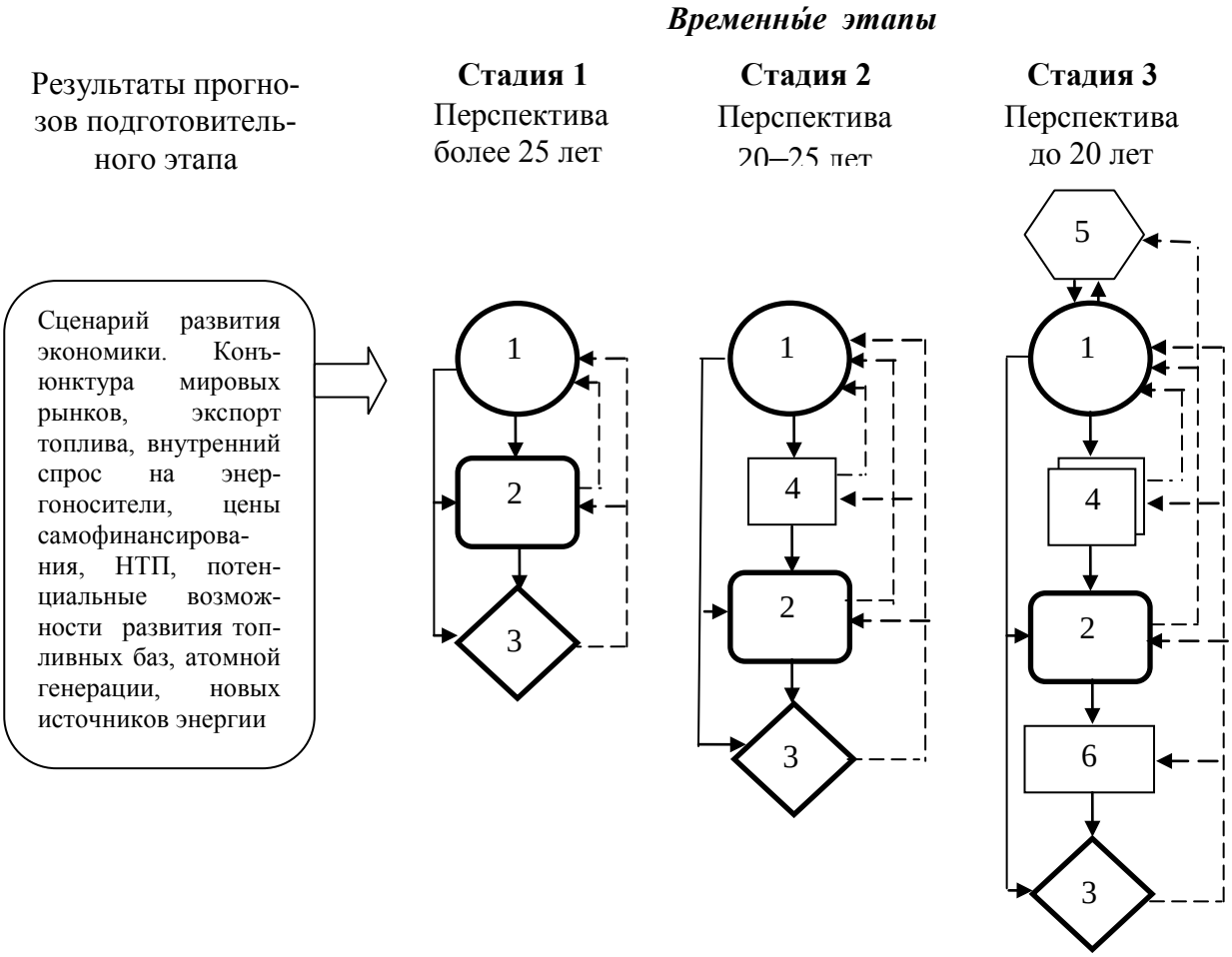


Рис. 1. Состав и взаимосвязи моделей на разных стадиях формирования и исследования вариантов долгосрочного развития ТЭК.
1 – ТЭК; 2 – конъюнктура региональных энергетических рынков (спрос и цены); 3 – барьеры и угрозы; 4 – отрасли ТЭК; 5 – макроэкономика; 6 – энергетические компании.

При решении этой задачи имитируется конкуренция энергоносителей и их поставщиков в рассматриваемом регионе в условиях неполноты информации. Для оценки возможной реакции потребителей и инвесторов на изменение стоимости энергоносителей в ИСЭМ разработаны оригинальные модели, объединяющие оптимизацию с методом статистических испытаний [3,4]. При этом определяется и учитывается ценовая эластичность спроса на топливо и энергию. Расчеты показали ее существенное различие по регионам и зависимость от характера неопределенных исходных данных [5].

Происходящая технологическая революция (умные системы, распределенная генерация, энергоположительные дома и другие) вносят кардинальные изменения в структуру и финансирование энергетических рынков, меняя систему распределения и потребления энергоносителей. Эти изменения не нашли еще должного отражения в методах долгосрочного прогнозирования спроса и цен на топливо и энергию.

4. ЗАДАЧИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ СТРАТЕГИЧЕСКИХ УГРОЗ И БАРЬЕРОВ РАЗВИТИЮ ТЭК

Множество стратегических угроз энергетической безопасности можно объединить в две основные группы: 1) угроза отставания ввода новых мощностей от возможной потребности в них; 2) угроза чрезмерного удо-

рожания энергоносителей. Предлагаемые способы приближенной количественной оценки этих взаимосвязанных угроз предусматривают определение времени и вероятности их появления, а также их значимости – величины возможного ущерба от реализации угроз и затрат на их предотвращение [6].

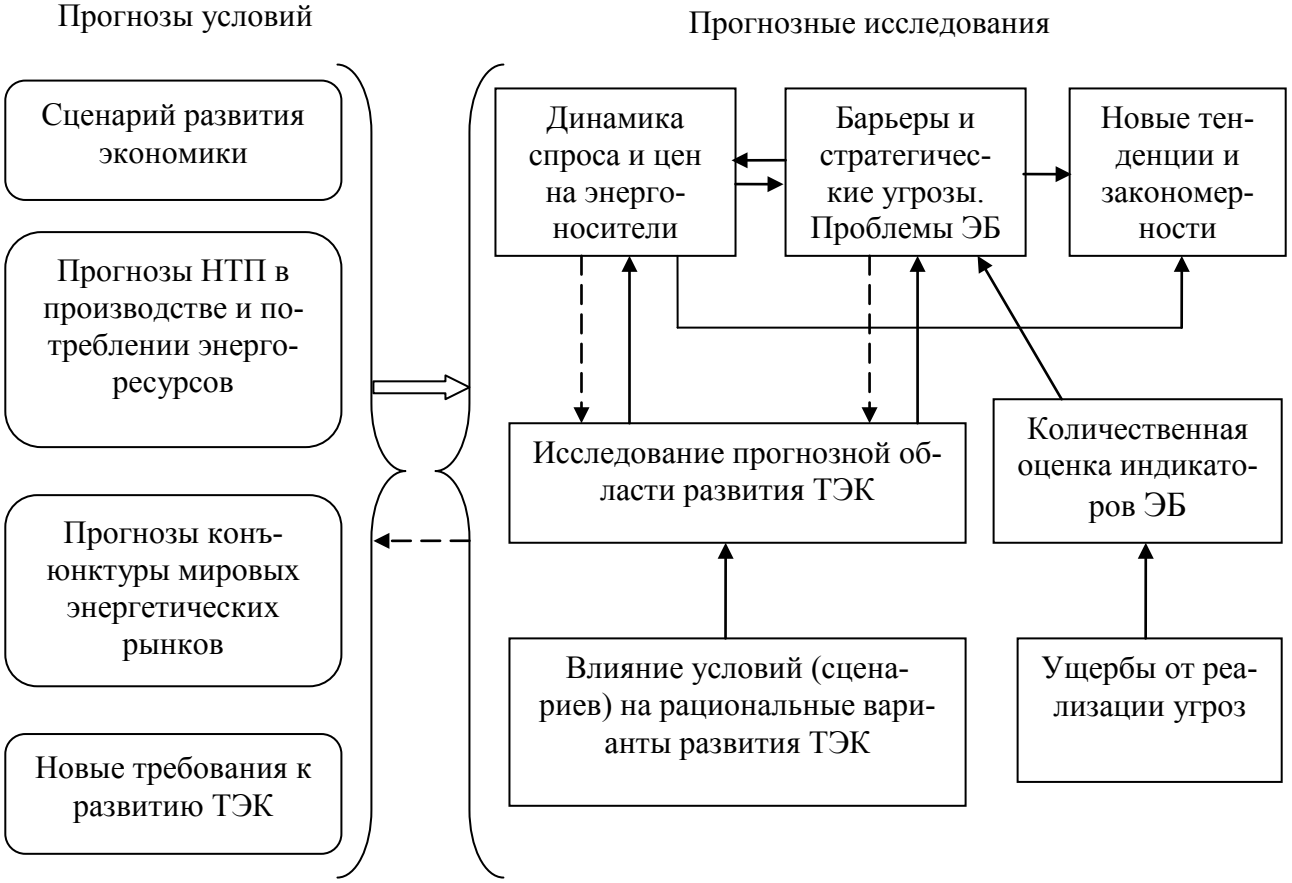


Рис. 2. Взаимосвязи основных задач прогнозных исследований ТЭК.

Предложен двухуровневый (страна и регионы) подход к оценке вероятности и серьезности угроз дефицита мощности. При этом задача формулируется как анализ возможных рисков энерго- и топливоснабжения рассматриваемой территории в условиях неопределенности.

Для приближенной оценки возможных макроэкономических последствий изменения (по сравнению с базовым сценарием) цен на топливо и электроэнергию может быть использован разработанный в ИСЭМ СО РАН комплекс экономико-математических моделей (ИНТЭК) [7].

Методы оценки возможных ущербов от реализации угроз энергетической безопасности требуют серьезного развития. Не разработаны и методы численной оценки пороговых значений индикаторов энергетической и национальной безопасности с учетом их функциональной зависимости от сценариев социально-экономического развития страны, прогнозов научно-технического прогресса в производстве и потреблении энергоносителей, от рассматриваемой перспективы и других факторов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие ТЭК происходит в условиях усложнения его внешних и внутренних взаимосвязей, принципиальных изменений в характере и структуре экономики, ускорения научно-технического прогресса, глоба-

лизации. Эти и другие факторы увеличивают неопределенность будущего и заставляют искать новые подходы к ее снижению и повышению обоснованности долгосрочных прогнозов.

Среди важных и не имеющих пока удовлетворительных методов решения задач в прогнозных исследованиях, помимо указанных выше, можно назвать следующие:

- Оценка адаптивности рассматриваемых вариантов развития ТЭК к разным прогнозам изменения внешних условий, включая определение возможностей требуемых затрат ресурсов и времени для перехода на новую траекторию.

- Способы оценки и согласования результатов прогнозных исследований, получаемых при решении оптимизационных задач на разных иерархических уровнях по разным критериям экономической эффективности (коммерческой, отраслевой, общенациональной), а также по критериям адаптивности, надежности и безопасности. Развитие методических подходов к выбору гарантированной стратегии и гибкой энергетической политики.

- Соответствие используемых методов и моделей неопределенности исходной информации и требуемому качеству результатов прогнозных исследований для разной перспективы. Определение минимально необходимой для решения поставленной задачи детализации описания элементов, внутренних и внешних связей рассматриваемой системы.

В условиях формирования нового технологического уклада усиливается важность оценки и учета при прогнозных исследованиях ТЭК его возможного корректирующего влияния на сценарии и прогнозы развития экономики страны, мировых энергетических рынков, научно-технического прогресса, изменения окружающей среды. Учет усиления этих обратных связей может внести коррективы в методологию и методический инструментарий системных исследований и прогнозирования развития энергетики.

Предпосылки для нового прорыва в методологии системных исследований, по крайней мере, в прогнозировании ее развития, существуют [8]. Важным условием реализации этих предпосылок и успешного решения перечисленных в данной статье задач является более тесное взаимодействие исследовательских групп и академических институтов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Макаров А.А. Системные исследования энергетики: 50-летие надежд и 20 лет в тени // Изв. АН. Энергетика, 2014, № 2, с. 3-15.

2. Кононов Ю.Д. Поэтапный подход к повышению обоснованности долгосрочных прогнозов и к оценке стратегических угроз // Изв. АН. Энергетика, 2014, № 2, с. 61-70.

3. Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Тыртышный В.Н. Комплекс моделей для долгосрочного прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков. В сб. трудов XIX Всероссийской Байкальской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Часть I. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 28 июня – 7 июля 2014, (175 с.), с. 14-21.

4. Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Долгосрочное прогнозирование динамики цен на российских энергетических рынках // Проблемы прогнозирования, 2005, № 6, с. 53-59.

5. Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Мазурова О.В. Оценка конкурентоспособности вариантов энергоснабжения крупных потребителей в условиях неопределенности // Энергетическая политика, 2015, № 2, с. 37-46.

6. Кононов Ю.Д. Оценка стратегических угроз в прогнозных исследованиях ТЭК // Проблемы прогнозирования, 2014, № 3, с. 46-52.

7. Кононов Ю.Д., Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю. и др. Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики. Новосибирск: Наука,2009, 178 с.

8. Макаров А.А. Системные исследования развития энергетики. М.: Издательский дом МЭИ, 2015, 280 с.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Кононов Юрий Дмитриевич – заведующий отдела «Взаимосвязей энергетики и экономики», г. Иркутск, ИСЭМ СО РАН, доктор экономических наук, профессор, засл. деятель науки РФ. Основные научные интересы – методы, модели и исследование взаимосвязей энергетики и экономики.

Сессия 1.

ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Доминирование газовой отрасли в ТЭК России и связанные с этим проблемы энергетической безопасности на период до 2030 г.

С.М. Сендеров, В.И. Рабчук

В статье показана роль газовой отрасли России в ее топливно-энергетическом балансе и перспективы на период до 2030 г. в условиях реализации основных стратегических угроз энергетической безопасности. Показаны основные проблемы газовой отрасли России непосредственно связанные с наличием субъективных и объективных факторах нарастания трудностей с инвестициями.

Ключевые слова: **газовая отрасль, топливно-энергетический баланс, проблемы энергетической безопасности**

1. ВВЕДЕНИЕ

На протяжении значительного ряда лет в ИСЭМ СО РАН исследуются вопросы обеспечения энергетической безопасности России [1, 2 и др.]. Сформулированы тактические угрозы энергетической безопасности различного плана и выделены стратегические угрозы, реализация которых чревата возможными долгосрочными крупномасштабными дефицитами ТЭР, способными в значительной степени негативно повлиять на условия функционирования и развития экономики страны. Среди важнейших стратегических угроз энергетической безопасности особо выделяются две взаимосвязанные [2]:

– снижение объемов добычи газа из-за экономического риска освоения газовых ресурсов Ямала и шельфа северных морей;

– доминирующая роль природного газа в ТЭБ европейских регионов России.

Доля газа в расходной части топливно-энергетическом баланса (ТЭБ) России уже долгое время колеблется на уровне 52–54%. Именно это и определило выбор темы для обсуждения в данной статье.

2. ВНУТРЕННИЕ ПОТРЕБНОСТИ В ПЕРВИЧНЫХ ТЭР И ВОЗМОЖНОСТИ ТЭК ПО ИХ УДОВЛЕТВОРЕНИЮ

Требуемые объемы газа для покрытия внутренних потребностей для рассматриваемой перспективы определяются разницей между внутренним спросом страны в первичных топливно-энергетических ресурсах (ТЭР) и суммарными возможностями всех отраслей ТЭК (кроме газовой отрасли) в покрытии этого спроса.

2.1. Внутренний спрос на первичные ТЭР

Внутренний спрос на первичные ТЭР оценивался, исходя из фактиче-ских объемов годового потребления этих ТЭР за последние пять лет (2010 г. – 1049, 2011 г. – 1020, 2012 г. – 1041, 2013 г. – 1060, 2014 г. – 1048 млн. т у.т.) с учетом средних ожидаемых годовых темпов прироста ВВП (КВВП) в России и средних годовых темпов снижения удельной энергоемкости ВВП (Куэ). С учетом условий развития экономики России сегодня и ожидаемых условий такого развития экономики страны до 2030 года, в т.ч. числе с учетом трудностей получения длинных дешевых заемных средств для крупного российского бизнеса в нефтегазовой сфере, значение КВВП до 2030 года вряд ли превысит величины 1,025-1,03, а Куэ – величину 1,02. Тогда для принятых условий внутренний годовой спрос на первичные ТЭР в стране должен составить 1080-1120 млн. т у.т. к 2022-2023 гг. и 1120-1160 млн. т у.т. – к 2030 году.

2.2. Возможности отраслей ТЭК (кроме газовой отрасли)

Суммарные возможности всех отраслей ТЭК (кроме газовой отрасли) по обеспечению внутренних потребностей страны в первичных ТЭР представлены в табл. 1. Основой таблицы послужили скорректированные с учетом ситуации сегодняшнего дня соответствующие показатели, количественно оцененные авторами чуть ранее [2].

ТАБЛИЦА 1. ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОТРАСЛЕЙ ТЭК ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ РОССИИ В ПЕРВИЧНЫХ ТЭР ДО 2030 ГОДА, млн. т у.т.

Отрасль ТЭК	**Годы**		
	2014 факт	**2022-2023**	**2030**
Нефтяная	169	170-180	180-200
Угольная	123	130-140	140-160
Атомная энергия, гидроэнергия, прочие ТЭР, всего	168	200-220	230-250
Возможности ТЭК (без газовой отрасли) по покрытию внутреннего спроса на первичные ТЭР			
Диапазоны возможных значений	500	520-540	550-610
Среднее значение	–	530	580

2.3. Требуемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей в первичных ТЭР

С учетом итоговых данных табл. 1 и результатов оценки внутренних потребностей страны в первичных ТЭР получены требуемые объемы газа для полного покрытия таких потребностей (табл. 2).

ТАБЛИЦА 2. ТРЕБУЕМЫЕ ОБЪЕМЫ ГАЗА ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ РОССИИ В ПЕРВИЧНЫХ ТЭР ДО 2030 ГОДА

Показатели	**Годы**		
	2014 факт	**2022-2023**	**2030**
Суммарные потребности страны в первичных ТЭР, млн т у.т.	1048	1100	1140
Возможности ТЭК (кроме газовой отрасли) в покрытии потребностей страны в первичных ТЭР	500	530	580
Требуемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей страны в первичных ТЭР			
млн. т у.т.	548	570	560
млрд. м^3	475	500	490

3. НАМЕЧАЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭКПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА

В табл. 3 показаны намечаемые объемы экспорта российского газа, а также направления и формы (трубопроводный вариант, вариант СПГ) этого экспорта. Данные табл. 3 получены, исходя из следующих предположений:

– суммарный объем экспорта трубопроводного российского газа в европейские страны (включая все республики бывшего СССР) будет снижаться до 2030 года, примерно, на 3 % в год (в 2014 г. этот объем составил 176 млрд м^3);

– объем экспорта трубопроводного газа в Китай к 2022-2023 гг. составит 5–10 млрд м^3/год, а к 2030 году – 38 млрд м^3/год за счет освоения Чаяндинского и Ковыктинского месторождений (при учете того, что сооружение газопровода «Алтай» отложено на неопределенный срок);

– суммарный объем экспорта газа в виде СПГ к 2022-2023 годам должен составить 29 млрд м^3/год (газ с Сахалина и с Ямала) и к 2030 году – 43 млрд м^3/год (после ввода в эксплуатацию 3-ей очереди завода СПГ на Ямале.

ТАБЛИЦА 3. НАМЕЧАЕМЫЕ ОБЪЕМЫ, ФОРМЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА ДО 2030 ГОДА, млрд м^3/год

Направления и формы экспорта газа	Объемы экспорта по годам		
	2014 факт	2022-2023	2030
Европейские страны (трубы)	176	130-140	100-120
Китай (трубы)	–	30	68
Все страны (СПГ)	14	29	43
Суммарный объем экспорта (середина диапазона возм. значений)	190	195	220

Учитывая итоговые цифры таблиц 2 и 3, суммарные требуемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей страны в газе и для обеспечения намечаемых уровней экспорта составят 690 млрд м^3/год (к 2022-2023 гг.) и 710 млрд м^3/год (к 2030 году).

4. УСЛОВИЯ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОСИИ

4.1. Основные проблемы

Сегодня основные проблемы газовой отрасли России непосредственно связаны с наличием субъективных и объективных факторах нарастания трудностей с инвестициями.

Субъективные факторы – это, главным образом, факторы политического характера. Здесь не будем их анализировать, но рассмотрим как совокупность, которая в интегральном плане отрицательно влияет на инвестиционные возможности газовой отрасли. Объективные же факторы нарастания трудностей с инвестициями для газовой отрасли страны связаны с одновременной необходимостью следующих шагов:

– компенсации снижения уровней добычи газа в старых районах газодобычи, особенно в Надым–Пур–Тазовском районе (НПТР) за счет освоения очень дорогих новых районов газодобычи (Ямал, шельф северных морей, Чаяндинское и Ковыктинское месторождения в Восточной Сибири);

– обеспечения в полном объеме внутренних потребностей страны в газе на протяжении всей рассматриваемой перспективы;

– диверсификации направлений и форм экспорта российского газа, а также обеспечения намечаемых объемов этого экспорта.

Суммарные располагаемые объемы газа для покрытия внутренних потребностей и потребностей экспорта будут складываться в рассматриваемой перспективе из объемов:

– добываемых в ныне действующих районах газодобычи;

– в новых районах газодобычи (Ямал, Гыдан, шельф северных морей, а также – на Чаяндинском и Ковыктинском месторождениях – в Восточной Сибири);

– получаемых Россией по импорту из Средней Азии (республики бывшего СССР) и из Азербайджана.

4.2. Возможности по добыче газа в ныне действующих районах газодобычи

Фактические (2011 и 2014 гг.) и ожидаемые (до 2030 года) объемы добычи газа в ныне действующих районах газодобычи представлены в табл. 4.

При оценке перспективных количественных показателей, указанных в табл 4, учитывались следующие моменты:

ТАБЛИЦА 4. ФАКТИЧЕСКИЕ И ОЖИДАЕМЫЕ ДО 2030 ГОДА ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА В НЫНЕ ДЕЙСТВУЮЩИХ РАЙОНАХ ГАЗОДОБЫЧИ*

Районы газодобычи	Год			
	2011 факт	2014 факт	2022–2023	2030
Надым–Пур–Тазовский район	505	444	300-330	130-170
Ныне действующие газовые промыслы в Красноярском крае, Якутии, Томской обл.	9	8	10-20	10-20
Месторождения Сахалина (включая новые промыслы)	22	26	40-50	60-80
Месторождения сетевого газа, не включенные выше	33	42	30-40	20-40
Добыча природного и попутного газа нефтяными компаниями	69	91	100-120	100-120
Всего по России:				
Диапазоны возможных значений	638	611	480-560	320-420
Среднее значение	–	–	520	370

* Без Бованенковского месторождения на Ямале.

– в 2014 г. суммарная добыча газа (природного и попутного) в России составила 654 млрд м^3, из которых 42 млрд м^3 получено на Бованенково, т.е. в новом районе газодобычи (Ямал);

– согласно ОАО «Газпром» можно ожидать снижения объемов добычи газа в НПТР, примерно, с 500 млрд м^3 (2013 г.) до 100-150 млрд м^3/год – к 2030 году. Некоторое снижение потребностей в газе сегодня и некоторое снижение объемов экспорта по видимому замедлит снижение уровней отбора газа по месторождениям НПТР и позволит к 2030 г. иметь годовой уровень добычи здесь в 130-170 млрд м^3/год.

– некоторое снижение возможностей по наращиванию добычи газа на Сахалине по сравнению с тем, что предполагалось ранее: с 80-100 до 60-80 млрд м^3/год (для 2030 г.). Причины: трудности одновременной реализации газовых проектов Сахалина и проектов, связанных с экспортными поставками российского газа в Китай (освоение Ковыктинского и Чаяндинского месторождений со

строительством газопровода от них в восточные районы Китая);

– суммарная добыча газа на ныне действующих промыслах Красноярского края, Якутии и Томской области, не превысит до 2030 года 10-20 млрд $м^3$/год.

– суммарный объем добычи природного газа в Астраханской области, в Оренбургской области, в Республике Коми и в других районах страны (не включенных в табл. 4) не превысит 30-40 млрд $м^3$/год.

4.3. Возможности по добыче газа в новых районах газодобычи

Оценка возможностей по добыче газа в новых районах до 2030 года более сложна, нежели та же оценка для ныне действующих районов газодобычи. Сложность обусловлена, в первую очередь, с неопределенностью ситуации для указанной перспективы относительно:

– общих темпов изменения удельных финансовых и материальных затрат на создание и эксплуатацию систем добычи, подготовки и дальнего транспорта газа; особенно неопределенна такая ситуация для новых районов газодобычи, находящихся в весьма суровых природно-климатических зонах и где придется использовать совершенно новые для России технологии;

– инвестиционного климата в стране, который сегодня весьма неудовлетворителен, особенно это касается финансирования крупномасштабных проектов в промышленности, в сфере транспортной инфраструктуры и в отраслях ТЭК – когда нужны «длинные» и относительно дешевые деньги; по крайней мере в ближайшие 5-7 лет ожидать резкого изменения ситуации здесь к лучшему, видимо, нельзя;

– инвестиционных возможностей самой газовой отрасли для реализации дорогих проектов освоения новых районов газодобычи, таких как п-ов Ямал, шельф Баренцева и Карского морей; чисто объективно эти возможности будут определяться, главным образом, соотношением ожидаемых рыночных цен в европейских странах и себестоимостью газа этих районов в тех же европейских странах; в данной ситуации и ожидаемые рыночные цены на газ и ожидаемая себестоимость – вещи неопределенны.

Можно уверенно говорить о том, что с уменьшением добычи газа в старых районах и с наращиванием этой добычи в новых – будут расти трудности с инвестициями в газовой отрасли. Основные причины:

1. Слишком велика потребность в капиталовложениях для освоения упоминаемых выше новых районов и для создания систем магистрального транспорта газа от этих районов до районов потребления газа;
2. Несмотря на большой экономический риск освоения газовых месторождений в новых районах (когда себестоимость газа может оказаться близкой к рыночной цене или даже превысить эту цену), эти районы так или иначе придется осваивать. По крайней мере, хотя бы из-за основных требований обеспечения энергетической безопасности страны.

Сегодня и в перспективе до 2030 г. газ – основа системы топливо- и энергоснабжения потребителей страны. В настоящее время около 50 % всей электроэнергии в России вырабатывается на тепловых газовых электростанциях. В приходной части баланса котельно-печного топлива (КПТ) нашего государства на газ приходится, примерно, 70 %, в европейской части России и на Урале доля газа в балансе КПТ доходит до 80-90 %, а в отдельных субъектах РФ – до 95-100 %. Возможности по относительно недорогим способам компенсации снижения уровней добычи газа на ныне действующих промыслах будут исчерпаны к 2022-2023 гг. Без выхода в новые районы газодобычи не обойтись. Пока что начато освоение месторождений Ямала, где на Бованенковском месторождении в 2014 г. было получено 43 млрд. м3 газа и началось строительство завода по производству сжиженного природного газа (Ямал – СПГ).

При оценке масштабов и сроков освоения новых районов газодобычи не обойтись без

(хотя бы краткого) рассмотрения основных физико-технологических особенностей освоения новых конкретных районов газодобычи.

Газовые месторождения Ямала. При выходе на пик по добыче углеводородов здесь можно будет получать до 230-260 млрд $м^3$/год газа, до 10 млн. т газоконденсата и до 10 млн. т нефти. Для освоения запасов углеводородов на Ямале необходимо:

– решить вопрос относительно способа освоения основных месторождений газа, находящихся в прибрежной зоне полуострова (по варианту «СПГ» или по «трубопроводному» варианту) для последующего соответствующего обустройства таких месторождений;

– обустроить газовые промыслы на Бованенковском и других месторождениях материковой зоны для добычи и подготовки здесь газа по «трубопроводному варианту»;

– создать систему трубопроводного магистрального транспорта газа для его транспортировки с Ямала в сеть Единой системы газоснабжения страны (ЕСГ) и на экспорт, а также создать системы подготовки газа к транспорту в сжиженном виде (для тех месторождений, освоение которых будет осуществляться по варианту «СПГ»);

– создать условия для вывоза газоконденсата (и добываемой нефти) с полуострова – либо морем (необходимо обеспечить круглогодичную навигацию в Карском море), либо железной дорогой (которую надо дообустроить);

– создать социально - производственную структуру на полуострове для обеспечения здесь надежной, бесперебойной и безопасной работы всех объектов газовой отрасли; одним из важнейших элементов такой структуры должны быть подразделения региональной аварийно-спасательной службы; основные трудности решения проблем промышленной безопасности, которые могут иметь место при эксплуатации объектов газовой отрасли на Ямале – возможность растепления вечномерзлого грунта под объектами; отдаленность от Центра, где находятся основные подразделения аварийно-спасательных и ремонтно - восстановительных служб; и очень тяжелые природно-климатические условия, в целом.

Если говорить об уровнях добычи газа на Ямале в перспективе до 2030 года можно отметить следующее:

– до 2022-2023 года будет наращиваться добыча газа на Бованенково и к этому времени заработают две очереди завода по производству 11 млн. т СПГ в год на Южно-Тамбейском месторождении; добыча в это время на Бованенково может достичь уровня 100-120 млрд $м^3$; тогда суммарный объем добычи газа на Ямале к 2022-2023 году может составить 120-130 млрд $м^3$;

– к 2030 году уровень добычи газа на Бованенково может достичь 150-180 млрд $м^3$/год, а на Южно-Тамбейском месторождении – 24 млрд $м^3$/год (должна заработать к 2030 году третья очередь завода СПГ производительностью 5,5 млн. т/год или 8 млрд $м^3$/год), т.е. общая добыча газа на Ямале к 2030 году может составить 180-200 млрд $м^3$/год;

– с учетом трудностей (и финансового характера, и материального) ожидать, что к 2030 году может быть начата добыча газа на каких-то других месторождениях Ямала, видимо, нельзя.

Особенности добычи и подготовки газа на Штокмановском месторождении (шельф Баренцева моря). С выходом на пик здесь можно получать до 100 млрд. $м^3$/год газа. Месторождение находится в восточной части Баренцева моря – в 550 км от побережья Кольского полуострова. Глубина моря на всем протяжении от этого побережья до месторождения составляет 320-360 м.

Большинство предлагаемых решений по обустройству Штокмана связаны с необходимостью использования здесь морских платформ для добычи и подготовки газа с последующей транспортировкой этого газа по системе подводных газопроводов на берег Кольского полуострова. В районе рас-

положения Штокмановского месторождения среднее число дней с отрицательными среднесуточными температурами – 170 за год. Число штормов за зиму – 15-20 при продолжительности каждого – 6-10 часов. В отдельные годы льда не бывает совсем, в суровые – ледяной покров сохраняется с декабря по июль. Здесь же возможно появление айсбергов.

Разработка Штокмановского месторождения, как и впоследствии месторождений шельфа Карского моря (о них будет говориться чуть ниже) должна вестись крайне осторожно, по крайней мере, с позиций промышленной безопасности. Освоение морских месторождений углеводородов требует применения разнообразной, как правило, оригинальной системы специализированной аппаратуры, оборудования, а также средств хранения воспламеняющихся жидкостей (например, в нашем случае газового конденсата), которые все вместе должны находиться в весьма ограниченном пространстве на одной платформе, стоящей зачастую в сотнях километрах от берега. Здесь надо мириться с тем, что есть весьма серьезные опасности, которые могут проявиться. Это возможные несчастные случаи с персоналом, когда требуется немедленная эвакуация пострадавших, возможные разного рода существенные нарушения в системах жизнеобеспечения персонала платформ, возможные взрывы или пожары на платформе; существенные повреждения самой платформы.

На сегодня в мире проблемы промышленной безопасности решаются довольно успешно при эксплуатации морских платформ в безледных условиях и для случаев, когда эти платформы располагаются сравнительно недалеко от берега. На шельфе арктических морей, положение иное. Реализация перечисленных опасностей (одной или нескольких одновременно) для Штокмановского месторождения может приводить к особо тяжелым последствиям. Причины тому: отдаленность от базовых портов, непостоянство ледовой обстановки, низкая температура морской воды, исключающая возможность длительного пребывания человека в такой воде. Мало того, здесь довольно велика вероятность реализации главной опасности – разрушение самой платформы из-за наличия айсбергов в районе расположения месторождения. Для уменьшения возможностей реализации угроз безопасному функционированию морских платформ, а также для уменьшения последствий от реализации этих угроз есть смысл соответствующим структурам системы управления промышленной безопасностью в газовой отрасли брать под свой контроль проектирование и сооружение этих платформ. Конечно, с одной целью: уже на стадиях проектирования закладывать основы будущего безопасного функционирования подобных объектов. При этом придется взять на вооружение мировой опыт решения проблем промышленной безопасности для морских платформ.

Начало добычи газа на Штокмане явно находится за пределами 2025 года. Однако, к 2030 году добыча должна начаться здесь, иначе (как будет показано ниже) будут большие трудности и с обеспечением внутренних потребностей страны в газе, и с обеспечением экспорта газа. Предполагаемый объем добычи здесь может составить к 2030 году – 0-20 млрд $м^3$/год.

Шельф Карского моря (месторождения Ленинградское и Русановское). Оба месторождения расположены в Южной части Карского моря – в 100 и 130 км от западного побережья полуострова Ямал. Каждое из них относится к объектам федерального значения с начальными запасами, примерно, в 3 трлн $м^3$. Глубина моря, где расположены месторождения – 50-100 м. В течение 10 месяцев в году море покрыто льдом. Освоение указанных месторождений возможно только с использованием морских платформ. Все что говорилось выше по поводу платформ при освоении Штокмановского месторождения относится и к платформам в Карском море. Пока конкретных проектных решений по освоению рассматриваемых месторождений нет, поскольку,

во-первых, надо сначала полностью создать транспортную и социальную инфраструктуру на Ямале, а, во-вторых, опыта создания и эксплуатации мощных ледостойких платформ в России нет. К тому же необходимы надежные решения по транспортировке добываемого здесь газа на побережье Ямала (учитывая географические особенности расположения месторождений). Судя по всему, реальное начало освоения шельфовых месторождений газа Карского моря уходит за пределы 2030 года.

Месторождения на полуострове Гыдан. Суммарная величина всех газовых ресурсов Гыдана оценивается сегодня в 1,8 трлн м^3. Однако, здесь нет уникальных месторождений – триллионников. Для освоения здесь газовых месторождений потребуется создание разветвленной газотранспортной системы. Освоение Гыдана до 2030 года вряд ли представляется приоритетным при отсутствии здесь месторождений – триллионников, при слишком большой отдаленности Гыдана от существующей ЕСГ и в условиях нарастающих трудностей с инвестициями.

Чаяндинское месторождение (Саха – Якутия) и Ковыктинское (Иркутская область). Месторождения находятся в очень суровых климатических зонах (особенно Чаяндинское месторождение). Оба месторождения уникальны (во-первых, триллионники; во-вторых, имеют в составе газовой фазы – гелий). Острая необходимость их освоения до 2030 г. диктуется обязательствами России по отношению к Китаю. Эти обязательства касаются необходимости доведения объемов экспорта российского газа в восточные районы Китая до 38 млрд. м3/год (на уровне 2030 года) – и это только за счет газа указанных месторождений. По мнению авторов, для выполнения экспортных обязательств перед Китаем суммарный уровень добычи газа по указанным месторождениям к 2022-2023 гг. должен составить 20-30 млрд м^3/год, а к 2030 году – 50-60 млрд м^3/год.

Результаты оценки перспективных уровней добычи газа, представленные выше по основным новым районам газодобычи сведены в табл. 5.

ТАБЛИЦА 5. ВОЗМОЖНЫЕ ОБЪЕМЫ ДОБЫЧИ ГАЗА В НОВЫХ РАЙОНАХ ГАЗОДОБЫЧИ ДО 2030 Г., млрд м^3/год

Район добычи	**Год**		
	2014 факт	**2022-2023**	**2030**
П-ов Ямал, всего	43	120-130	180-200
Штокман (шельф Баренцева моря)	–	–	0-20
Чаяндинское и Ковыктинское месторождения (Вост. Сибирь)	–	20-30	50-60
Итого по новым районам			
Диапазоны возможных значений	–	140-160	230-280
Средние значения	43	150	250

4.4. Суммарные возможности газовой отрасли России

Как уже указывалось, показатель, определяющий располагаемый объем газа в России для обеспечения внутренних потребностей страны в газе и для обеспечения экспортных его поставок, кроме объемов добычи в старых и новых районах газодобычи должен включать и объемы газа, импортируемого в Россию. Суммарный объем импорта газа в Россию (из Туркменистана, Узбекистана, Казахстана и Азербайджана) сократился с 2008 по 2014 год с 66,2 млрд м^3 до 26 млрд м^3. С учетом активной позиции Китая в отношении наращивания экспорта газа в Китай из стран Средней Азии бывшего Союза, вряд ли стоит ожидать какого-либо увеличения импорта газа в России до 2030 года по сравнению с сегодняшним днем, т.е. до 2030 года суммарный объем импорта газа в Россию может быть на уровне 10-30 млрд м^3/год.

В табл. 6 представлена ожидаемая динамика изменения до 2030 года располагаемого объема газа для обеспечения внутренних потребностей России в газе и для обеспечения экспорта российского газа. Табл. 6 сформирована по итоговым цифрам табл. 4 и 5 с учетом указанных выше предположений по объемам импорта газа в Россию.

ТАБЛИЦА 6. ОЖИДАЕМАЯ ДИНАМИКА ИЗМЕНЕНИЯ ДО 2030 Г. РАСПОЛАГАЕМОГО ОБЪЕМА ГАЗА В РОССИИ, млрд м^3/год

Показатель	Год		
	2014 факт	2022-2023	2030
Суммарные ожидаемые объемы добычи газа в старых районах*	611	520	370
Предполагаемые суммарные объемы добычи газа в новых районах**	43	150	250
Ожидаемые объемы импорта газа в Россию	26	20	20
Располагаемые объемы газа	680	690	640

* включая новые промыслы Сахалина
** без новых промыслов Сахалина

В табл. 7 сопоставлены располагаемые объемы газа для полного покрытия внутренних потребностей страны в газе и для обеспечения экспортных поставок газа (из табл. 6) с самими внутренними потребностями в газе (из табл. 2) и с намечаемыми объемами экспорта газа (из табл. 3).

ТАБЛИЦА 7. ВОЗМОЖНОСТИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ ДО 2030 ГОДА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ВНУТРЕННИХ ПОТРЕБНОСТЕЙ СТРАНЫ И НЕОБХОДИМЫХ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК ГАЗА, млрд м^3/год

Показатели	Годы	
	2022-2023	2030
Располагаемые объемы газа	690	640
Объемы газа для покрытия внутренних потребностей	500	490
Намечаемые объемы экспорта российского газа	190	220
Итого, требуемые объемы газа	690	710
Недостающий объем газа для обеспечения его экспорта	–	70

Из табл. 7 видно, что до 2022-2023 гг. газовая отрасль может полностью обеспечивать и внутренние потребности в газе, и намечаемые уровни экспорта российского газа. Далее ситуация может заметно измениться в худшую сторону.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При условии полного обеспечения внутренних потребностей страны в газе и при тех (довольно скромных) приростах ВВП, что приняты в работе, намечаемые уровни по объемам экспорта газа достигнуты не будут (нехватка – 70 млрд м^3/год). Если же после 2022-2023 гг. экономика России начнет развиваться более интенсивно (чем принято в работе), внутренние потребности в газе возрастут и указанная нехватка газа для экспорта будет еще значительней. Чтобы улучшить ситуацию в России с располагаемыми объемами газа для внутреннего использования и для экспорта, реально можно говорить только о мерах комплексного характера, которые в совокупности могли бы заметно уменьшить долю газа в топливно-энергетическом балансе страны.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Энергетическая безопасность России // В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1998. – 302 с.

[2] Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения / Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров и др. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2011. – 198 с.

7. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Сендеров Сергей Михайлович - заместитель директора ИСЭМ СО РАН, заведующий отделом энергетической безопасности, доктор технических наук. Окончил Иркутский политехнический институт. Область научных интересов: энергетическая безопасность, надежность систем газо- и нефтеснабжения, проблемы развития газового и нефтяного секторов. Автор и соавтор более 140 опубликованных научных работ.



Рабчук Виктор Иванович — ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат технических наук. Окончил Московский энергетический институт по специальности «Тепловые электростанции». Область научных интересов: проблемы развития газовой отрасли, надежность систем газоснабжения, энергетическая безопасность. Автор и соавтор более 100 опубликованных научных работ.

Развитие газового рынка России в долгосрочной перспективе: роль азиатских регионов

Б.Г. Санеев, А.В. Лагерев, Ханаева В.Н. (ИСЭМ СО РАН, Иркутск)

Аннотация. В предлагаемой статье приведена динамика развития газового рынка России в первой половине XXI века, полученная в рамках исследования долгосрочного развития ТЭК страны. Показано рациональное использование природного газа азиатских регионов России для обеспечения внутренней потребности регионов страны в газе и на его экспорт в западном (европейском) и восточном (азиатско-тихоокеанском направлении) направлении. Рациональные объемы экспорта российского газа получены исходя из его сравнительной экономической эффективности («запаса эффективности») в каждом из направлений.

Ключевые слова: **природный газ, рынки, азиатские регионы, долгосрочная перспектива, экономическая эффективность, цены, экспорт.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Азиатские регионы России (Западная и Восточная Сибирь, Дальний Восток) располагают уникальными запасами природного газа, имеющими общероссийское и мировое значение: на их долю в разведанных запасах природного газа России приходится свыше 85%. В настоящее время здесь добывается 93% природного газа страны. В 2013 г. за пределы азиатских регионов было вывезено 527 млрд. м3 природного газа (86% от добычи), в том числе: 61,5 % в европейские районы страны (включая Урал) и 38,5 % на экспорт.

В рассматриваемой перспективе азиатские регионы России, по-прежнему, останутся основными поставщиками природного газа, как на внутренние рынки, так и на экспорт [1,2].

ТАБЛИЦА 1. ПРОГНОЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ И СООТВЕТСТВУЮЩИХ ИМ УРОВНЕЙ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ В РОССИИ

Показатель	2013 г.	Прогноз 2025 г.	Прогноз 2035 г.	Прогноз 2050 г.
ВВП*, млрд долл.	1613	2265-2490	2885-3530	3900-5500
Темпы роста ВВП относительно 2013 г., %	100	140-155	179-220	247-343
Среднегодовые темпы роста ВВП, %	-	2,9-3,7	2,4-3,6	2,2-3,0
Население, млн чел.	143	140-143	138-140	135-136
ВВП на душу населения, тыс. долл./чел	11	16-17	21-25	29-40
Потребление первичных энергоресурсов (ПЭР), млн т у.т.	1003	1115-1155	1185-1250	1200-1275
Темпы роста потребления ПЭР относительно 2013 г., %	100	111-115	118-125	120-127
Среднегодовые темпы роста потребления ПЭР, %	-	0,9-1,2	0,6-0,8	0,1
Энергоемкость ВВП, ту.т./1000 долл.	0,62	0,49-0,46	0,41-0,35	0,3-0,23
Среднегодовые темпы снижения энергоемкости ВВП, %	-	1,9-2,4	1,8-2,7	2,0-2,8
Душевое потребление ПЭР, ту.т./чел	7	8,0-8,1	8,6-8,9	8,9-9,4

* в ценах 2010 г.

Примечание: здесь и далее: левая граница диапазона соответствует базовому сценарию, правая – оптимистическому сценарию

Источник: оценки авторов с учетом прогнозов, принятых в [3].

Для количественной оценки роли азиатских регионов в развитии газового рынка России в долгосрочной перспективе использовалась динамическая оптимизационная территориально-производственная модель ТЭК страны [4]. Расчеты на модели позволяют в увязке с развитием других отраслей ТЭК оценить эффективность,

масштабы и направления развития газового рынка России.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исследования проводились для базового и оптимистического сценариев развития экономики страны. Основные характеристики (параметры) сценариев развития экономики и соответствующие им уровни энергопотребления приведены в табл. 1.

В соответствии с принятыми сценариями среднегодовые темпы прироста ВВП в период до 2025 г. составят 2,9-3,7 %., а в последующие годы замедляться: до 2,4-3,6% в период 2026-2035 гг. и до 2,2-3,0% в период 2035-2050 гг.

В базовом сценарии предполагается, что к 2050 г. производство ВВП на душу населения в России увеличится примерно в 2,5 раза и составит 29 тыс. долл. США, в оптимистическом сценарии – в 4 раза и достигнет 40 тыс. долл.

Рассматриваемые сценарии предполагают значительное снижение энергоемкости ВВП в рассматриваемый период (1,9-2,6% в год).

В результате потребление первичных энергоресурсов в стране к 2050 г. может вырасти (по сравнению с 2013 г.) на 25-27% и составить 1200-1275 млн т у.т. (табл.2).

ТАБЛИЦА 2. СТРУКТУРА ПОТРЕБЛЕНИЯ ПЕРВИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕРУРСОВ В РОССИИ, МЛН ТУ.Т.

Показатель	2013 г.	Прогноз		
		2025 г.	2035 г.	2050 г.
Потребление, всего	1003	1115-1155	1185-1250	1200-1275
В том числе:				
Природный газ	530	590-605	620-638	635-660
Нефть и нефтепродукты	176	210-217	224-232	225-215
Уголь	156	146-158	155-165	144-160
Нетопливные источники (АЭС, ГЭС, НВИЭ)	116	139-142	150-176	156-196
Прочие твердые	25	30-33	36-39	40-44
То же в %				
Природный газ	*53*	*53-52*	*52-51*	*53-52*
Нефть и нефтепродукты	*17,5*	*19*	*19*	*18,5-17*
Уголь	*15,5*	*13,5*	*13*	*12-12,5*
Нетопливные источники (АЭС, ГЭС, НВИЭ)	*11,5*	*12-12,5*	*13-14*	*13-15*
Прочие твердые	*2,5*	*2,5-3*	*3*	*3,5*

В 2013 г. на газ приходилось 53% потребляемых первичных энергоресурсов в России. В перспективе доля газа в структуре потребления ТЭР сохранится на уровне 52-53%. При этом его потребление за рассматриваемый период (2013-2050 гг.) возрастет на 20-25%.

По оценкам авторов доля угля в потреблении первичных энергоресурсов в стране снизится с 15,5% в 2013 г. до 12-12,5% к 2050 г., а доля нетопливных источников (АЭС, ГЭС, НВИЭ), соответственно, увеличится с 11,5% до 13-15%.

Полученный в результате расчетов перспективный баланс природного газа в России до 2050 г. приведен в таблице 3.

Принятые в балансе объемы добычи газа принимались по прогнозам ведущих энергетических институтов и организаций страны [5]. При расчетах эти оценки учитывались как ограничения на предельные возможности добычи газа в стране.

По прогнозам основным газодобывающим регионом страны в рассматриваемый период остается Западная Сибирь. При этом добыча газа в Западной Сибири может вырасти с 584 млрд $м^3$ в 2013 г. до 605-645 млрд $м^3$ в 2035 г., а затем снизиться до 600-615 млрд $м^3$ в 2050 г. Прогнозируется, что на фоне спада добычи в Надым-Пуртазовском районе Западной Сибири будет расти добыча газа на Ямале, в Обско-Тазовской губе и Большехетской впадине.

Другим перспективным регионом газодобычи в Сибири в рассматриваемой перспективе станет Восточная Сибирь, на базе освоения месторождений углеводородов Иркутской области и Красноярского края. При благоприятных условиях (разработка

Ковыктинского ГКМ) ежегодная добыча газа в Восточной Сибири может увеличиться до 50-60 млрд м^3 к 2035 г. и до 55-65 млрд м^3 к 2050 г.

ТАБЛИЦА 3. ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ, МЛРД. М^3

Показатель	2013 г.	Прогноз		
		2025 г.	2035 г.	2050 г.
Ресурсы из добычи, всего	659	773-816	827-879	842-877
В том числе:				
Европейские районы	47	60	100	115-120
Из них: Штокмановское ГКМ	-	-	*60*	*85-90*
Западная Сибирь	584	610-635	605-645	600-615
*- СРТО**	*568*	*480-470*	*400-430*	*300-315*
- п-ов Ямал	*11*	*125-160*	*200-210*	*295*
- Юг Западной Сибири	*5,2*	*5*	*5*	*5*
Восточная Сибирь	5,4	42-49	51-61	55-65
Дальний Восток	22,4	61-72	71-73	72-77
Экспорт, всего	234	275-304	300-334	286-300
В том числе:				
В западном направлении	*219,3*	*175-182*	*185-210*	*142-147*
В восточном направлении	*14,7*	*100-122*	*115-124*	*144-153*
Из них: АТР (СПГ)	*14,7*	*46-54*	*47-56*	*48-57*
Китай (трубопр.)	-	*54-68*	*68*	*96*
Импорт	31	20	15	-
Потребление**, всего	456	518-532	542-560	556-577
В том числе:				
ТЭС	*189*	*189-193*	*192-200*	*196-210*

** Надым-Пуртазовский район, Обско-Тазовская губа, Большехетская впадина.*
*** включая СН газопроводов*

По прогнозам в европейской части России добыча газа может увеличиться с 47 млрд. м^3 в 2013 г. до 100 млрд м^3 к 2035 г. и 115-120 млрд м^3 к концу рассматриваемого периода, в основном за счет освоения Штокмановского ГКМ.

Еще одним крупным регионом добычи газа в стране станет Дальний Восток. Здесь добыча газа будет развиваться на базе освоения газоконденсатных месторождений в Республике Саха (Якутия), а также шельфовых месторождений Охотского моря. По оценкам [1,5], добыча газа на Дальнем Востоке может увеличиться до 71-73 млрд м^3 к 2035 г. и до 72-77 млрд м^3 к 2050 г.

В результате добыча газа в стране к 2050 г. в объеме 840-875 млрд м^3 позволит не только удовлетворить внутреннюю потребность страны в газе (555-575 млрд м^3), но и обеспечить его поставки на экспорт в объеме 285-300 млрд м^3.

Территориальная структура потребления газа в России показана на рис.1.

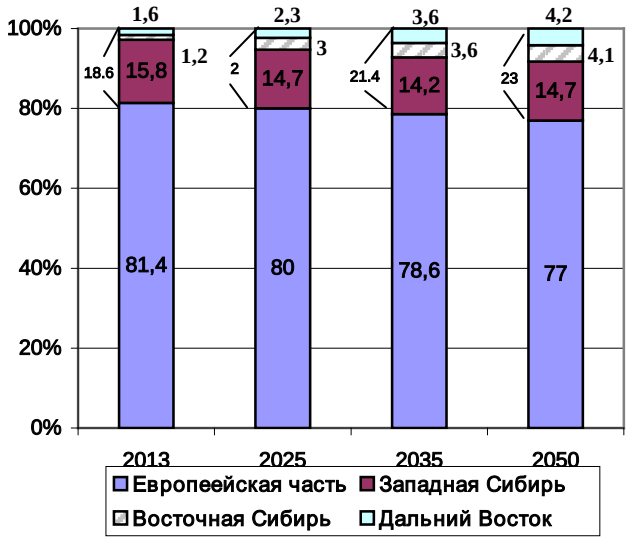


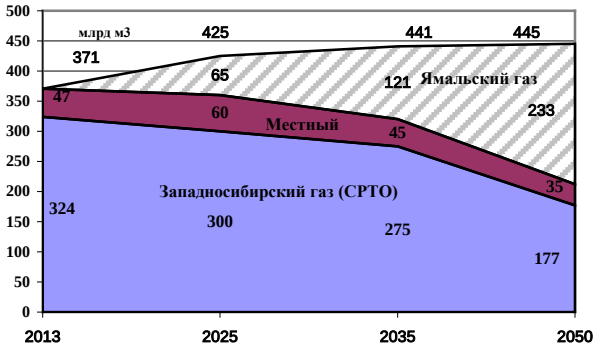
Рис. 1. Территориальная структура потребления газа в России

Наиболее емким внутренним рынком по потреблению газа на протяжении всего рассматриваемого периода будет оставаться европейская часть страны, но его доля в перспективе будет снижаться: с 81% в 2013 г. до 79% к 2035 г. и до 77% к концу рассматриваемого периода.

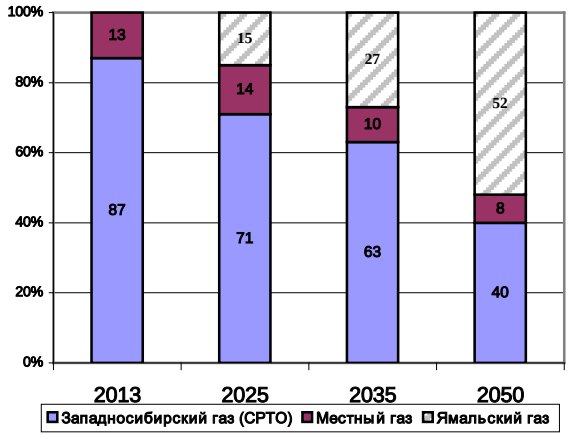
Прогнозируемая при этом динамика и структура покрытия внутренней потребности в газе европейской части России показана на рис. 2.

Как видно на рис. 2, в 2013 г. 87% (324 млрд м^3) потребности региона в газе (371 млрд м^3) обеспечивались за счет западносибирского газа (СРТО) и лишь 13%

(47 млрд. м^3) за счет европейского (местного) газа. Уже к 2025 г. доля западносибирского газа (включая газ новых месторождений Обско-Тазовской губы и Большехетской впадины) в структуре обеспечения региона газом (425 млрд м^3) может сократиться до 71% (300 млрд м^3), а доля ямальского увеличится до 15% (65 млрд м^3). На европейский (местный) газ в 2025 г. будет приходиться 14% потребляемого газа в регионе. К концу рассматриваемого периода доля западносибирского газа в структуре обеспечения европейской части России газом снизится до 40% (177 млрд м^3), а ямальского, увеличится до 52% (233 млрд м^3).



а)



б)

Рис. 2. Прогнозируемая динамика (а) и структура (б) покрытия внутренней потребности в газе европейской части России

В 2013 г. на азиатскую часть России приходилось 18,6% (85 млрд м^3) потребляемого газа в стране, в том числе: на Западную Сибирь 15,8% , на Восточную Сибирь 1,2%, на Дальний Восток 1,6% (рис.1).

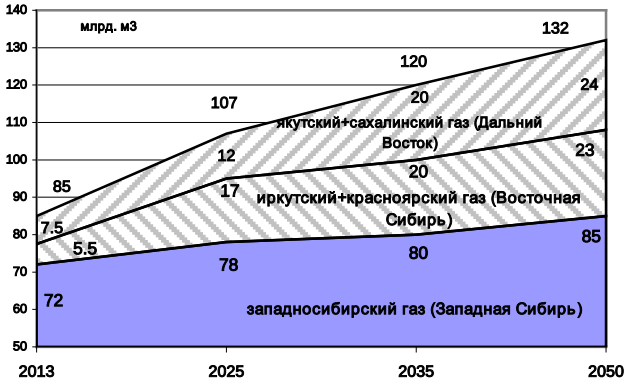
Прогнозируемая динамика и структура покрытия внутренней потребности в газе азиатской части России показана на рис. 3.

К 2035 г. расход газа на внутренние нужды азиатской части может увеличиться в 1,3-1,4 раза и составить 115-120 млрд м^3 и к 2050 г. достигнуть 120-132 млрд м^3 (рис. 3-а), при этом его доля в суммарном потреблении газа в стране вырастет до 22-23% (рис.1).

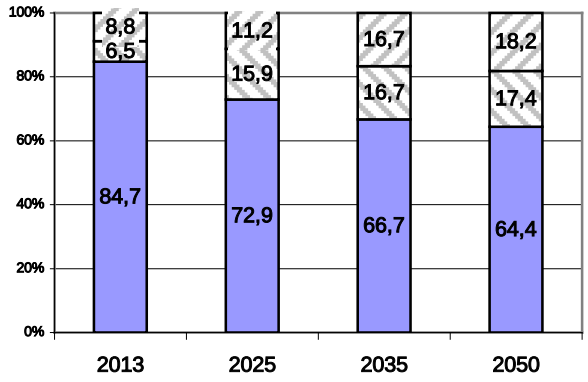
Расчеты показали (рис. 3-б), в рассматриваемый период может заметно измениться и структура покрытия газом внутренней потребности азиатских регионов: доля западносибирского газа в их обеспечении должна снизиться с 84,7% до 64-65%, а газа восточных регионов (Восточная Сибирь, Дальний Восток) - увеличится с 15,3% до 35-36%.

Несмотря на заметный рост внутреннего потребления газа в азиатской части страны, большая часть добываемого газа (более 80%) будет расходоваться за её пределами: западносибирский газ (включая ямальский) будет направляться на покрытие внутренней потребности европейской части страны и на экспорт, газ восточных регионов – на экспорт.

В перспективе объемы и структура экспорта газа определяются в основном факторами экономической целесообразности и будут зависеть не только от цен газа на мировых рынках, но и от цен и объемов добычи российских компаний. Прогнозируемая динамика мировых цен на газ на рынках Европы, Китая и стран СВА приведена в табл. 4.



а)



б)

Рис. 3 - Прогнозируемая динамика (а) и структура (б) покрытия внутренней потребности в газе азиатской части России

ТАБЛИЦА 4. ПРОГНОЗ МИРОВЫХ ЦЕН НА ГАЗ В МЕСТАХ ВОЗМОЖНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ РОССИЙСКОГО ГАЗА, ДОЛЛ./1000 $М^3$

Показатели	2013 г.	Прогноз		
		2025 г.	2035 г.	2050 г.
Природный газ (Европа)	355-390	365-375	385-395	410-420
Природный газ (Китай)	365-375	480-510	530-570	550-590
СПГ в странах СВА(Япония)	600-615	495-515	515-530	550-570

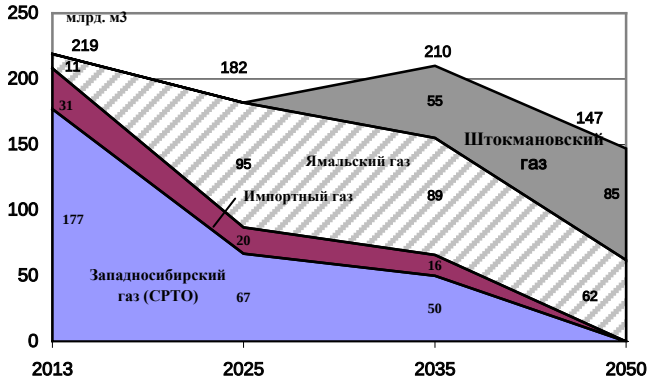
В ценах 2013 г. Источник [6,7] и оценки авторов

Проведенные исследования позволили при прогнозируемых мировых ценах на газ на европейском и азиатско-тихоокеанском рынках и ценах предложения на российский газ [1,8,9] оценить экономическую эффективность (запас эффективности) экспорта газа по различным направлениям.

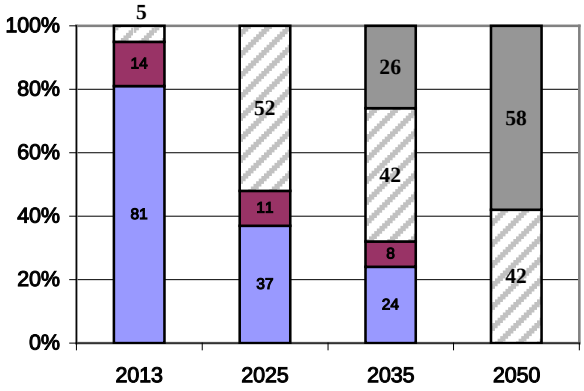
Это позволило, в свою очередь, определить масштабы, направления, динамику и структуру покрытия предполагаемых объемов экспорта российского газа.

На рис. 4-а видно, что экспорт газа в западном направления будет снижаться и к 2050 г. составит 147 млрд $м^3$ или 67% от уровня 2013 г., экспорт в восточном направлении (рис.5-а) будет расти и может достигнуть 153 млрд $м^3$ к 2050 г. (против 14,7 млрд. $м^3$ в 2013 г.).

Прогнозируемая структура покрытия экспорта российского газа в западном направлении показана на рис. 4-б, в восточном направлении – на рис. 5-б.



а)



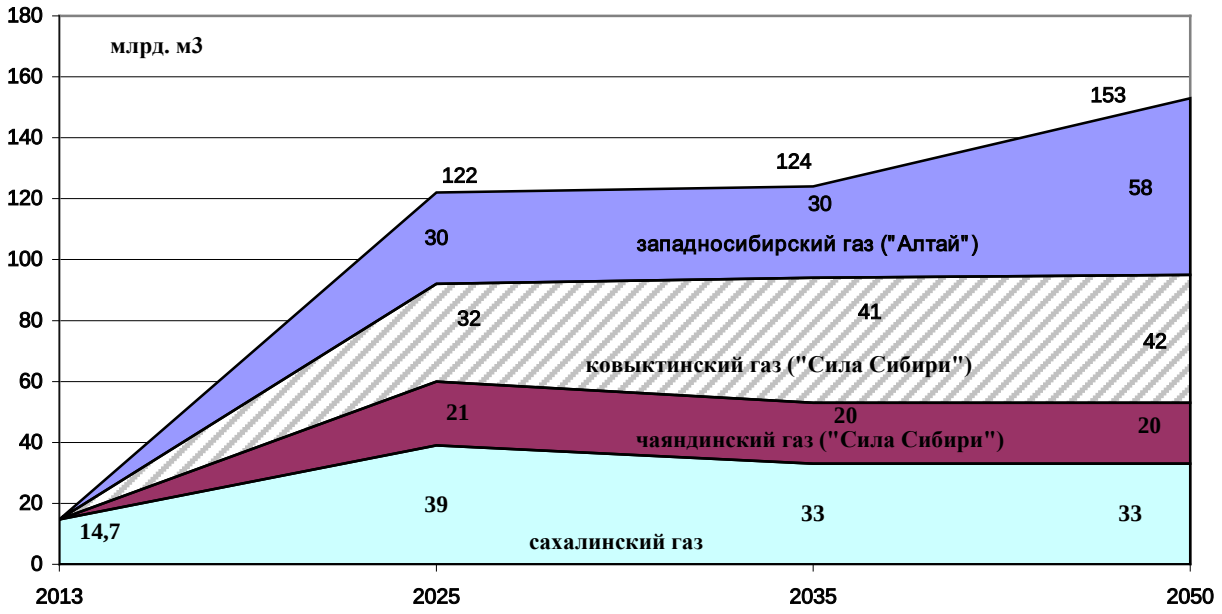
б)

Рис. 4. -Динамика (а) и структура (б) покрытия экспорта российского газа в западном направлении

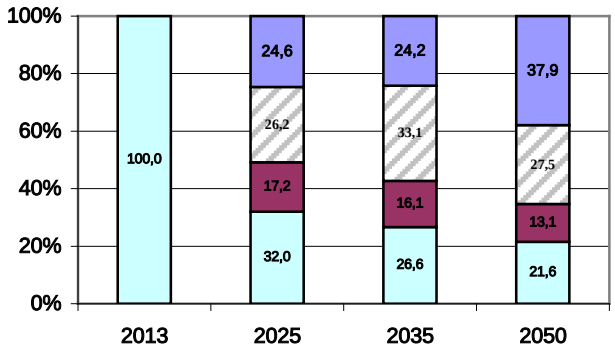
На рис. 4-б видно, что в 2013 г. экспорт газа в западном направлении обеспечивал-

ся в основном за счет западносибирского газа (ВСТО), но в перспективе его доля в структуре экспорта газа будет снижаться (с 81% в 2013 г. до 24% к 2035 г и до нуля к 2050 г.).

Снижение западносибирского газа можно будет компенсировать до 2025 г. ямальским газом, а после 2015 г. иштокмановским газом, так что к 2050 г. экспорт газа в западном направлении будет на 42% (60 млрд. м^3) обеспечиваться ямальским газом и на 58% (80-85 млрд м^3) штокмановским.



а)



б)

Рис. 5. – Динамика (а) и структура (б) покрытия экспорта российского газа в восточном направлении

В 2013 г. в восточном направлении (страны СВА) экспортировался сахалинский газ (СПГ) в объеме 14,7 млрд м^3 и его доля в структуре экспорта составляла 100% (рис. 5-б). По оценкам к 2025-2050 гг. объем экспорта сахалинского газа может увеличиться до 33-39 млрд м^3.

Прогнозируемое сооружение 2-х крупных экспортных газопроводов «Сила Сибири» и «Алтай» приведет к тому, что экспорт газа может увеличиться на 80-85 млрд м^3 к 2025-2035 гг. и на 120 млрд м^3 к 2050 г.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании выше сказанного можно сделать следующие выводы:

1. При принятых сценариях развития экономики страны объем потребления газа в России за рассматриваемый период (2013-2050 гг.) может увеличиться на 20-25% (с 456 млрд м^3 в 2013 г. до 555-575 млрд м^3 к 2050 г.); при этом его доля в суммарном потреблении ТЭР в стране сохранится на уровне 52-53%;
2. Наиболее емким внутренним рынком по потреблению газа в России на протяжении всего рассматриваемого периода будет оставаться европейская часть страны. За рассматриваемый период потребление газа в регионе может увеличиться на 17-20% и к 2050 г. составит 435-445 млрд м^3. Не-

смотря на абсолютный рост, доля европейской части в суммарном потреблении газа в стране будет снижаться: с 81% в 2013 г. до 77-78% к концу рассматриваемого периода. Потребность в газе будет обеспечиваться в основном (на 92% к 2050 г.) за счет газа месторождений азиатских регионов России (СРТО, п-ов Ямал), при этом доля западносибирского газа (СРТО) будет снижаться (с 87% в 2013 г. до 40% к 2050 г.), а ямальского – расти (52% в 2050 г.).

3. В целом объем потребления газа в азиатских регионах страны к 2050 г. оценивается в 120-130 млрд м^3 (против 85 млрд м^3 в 2013 г.). При этом доля западносибирского газа в обеспечении потребности будет уменьшаться (с 85% до 64-65%), а доля газа из восточных регионов (Восточная Сибирь, Дальний Восток) - расти.

4. При прогнозируемых мировых ценах экспорт природного газа из России (с учетом реэкспорта) может увеличиться с 234 млрд м^3 в 2013 г. до 300-335 млрд м^3 в 2035 г. и затем снизиться до 285-300 млрд м^3 к 2050 г.

5. За рассматриваемый период объем экспортируемого газа в западном направлении может сократиться до 219 млрд. м^3 в 2013 г. до 140-145 млрд м^3, но значительно увеличиться (с 15 млрд м^3 до 145-155 млрд м^3) в восточном направлении. В результате доля восточного направления в экспорте газа из России вырастет с 6,5% в 2013 г. до 37-38% к 2035 г. и до 50-51% к 2050 г.

6. Экспорт газа в западном направлении в 2050 г. будет на 42% (60 млрд м^3) обеспечиваться за счет ямальского газа, и газа из Штокмановсского месторождения, объем экспорта, которого к 2050 г. может увеличиться до 80-85 млрд м^3 (57-58%).

7. Среди новых экспортных маршрутов на Востоке России приоритетная роль отводится газовым проектам «Сила Сибири» и «Алтай». Реализация этих проектов позволит наряду с трубопроводным экспортом газа в Китай (в объеме 68-96 млрд м^3 в 2035-2050 гг.), поставлять на рынки АТР сжиженный природный газа(СПГ) в объеме 15-25 млрд м^3.

В целом объем экспорта СПГ из азиатских регионов России в восточном направлении оценивается в 46-54 млрд м^3 в 2025 г. и 48-57 млрд м^3 к 2050 г.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее/Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева. – Новосибирск: ГЭО, 2011. – 368 с.

[2] Воропай Н.И., Санеев Б.Г., Лагерев А.В., Ханаева В.Н. Развитие энергетических рынков России: роль восточных регионов в долгосрочной перспективе// Энергетическая политика. 2011. №4. - С.8-21.

[3] Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года. – М., март 2013. – 354 с. // http://www.economy.gov.ru/wps/wcm/connect/economylib4/mer/activity/sections/macro/prognoz/doc20131108_5.

[4] Методы и модели прогнозных исследований взаимосвязей энергетики и экономики/ Ю.Д. Кононов, Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, А.В. Лагерев, О.В. Мазурова, В.Н. Тыртышный. Новосибирск: Наука, 2009. – 178 с.

[5] Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (проект). – М., 2013. – 267 с. // http://minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17481.html .

[6] Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 года. (ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ, ИНЭИ РАН и АЦ при Правительстве РФ). - М., 2014. - 156 с. http://www.eriras.ru/files/forecast_2040.pdf .

[7] World Energy Outlook 2013. International Energy Agency (IEA). - Paris, France. 2013. – 545 p.

[8] Лагерев А.В., Ханаева В.Н. Оценка влияния экспортных цен на природный газ восточных регионов России на его внутреннее потребление и экспорт в долгосрочной перспективе//Газовая промышленность.- 2013. - №8. - С. 30-33.

[9] Лагерев А.В., Ханаева В.Н. Оценка экономической эффективности газовых проектов для экспорта российского трубопроводного газа в Китай//Газовая промышленность.- 2015. - №4. - С. 8-12.

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Санеев Борис Григорьевич – заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, доктор технических наук, профессор. Основные направления научных интересов: научные основы региональной энергетической политики; методические подходы, системы моделей и базы данных для прогнозирования регионального энергопотребления и выбора рациональных направлений развития ТЭК страны и ре-

гионов, влияния энергетики на окружающую среду; возможности и эффективность использования возобновляемых источников энергоснабжения.

Лагерев Анатолий Владимирович - ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, кандидат технических наук. Основные направления научных интересов: методы и модели для исследования и обоснования основных направлений развития ТЭК страны и регионов, исследование комплексных проблем развития энергетики, исследование влияния развития энергетики на окружающую среду.

Ханаева Валентина Ильинична – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, кандидат экономических наук. Основные направления научных интересов: разработка методических подходов и моделей для исследования и выбора рациональных направлений развития энергетического комплекса страны и регионов.

Вопросы ценообразования при развитии систем газоснабжения

Н.И. Илькевич, Т.В. Дзюбина, Ж.В. Калинина, С.Т. Окунева

При развитии газоснабжающих систем на перспективу возникают вопросы научного обоснования рациональных цен на природный газ для разных потребителей. В работе рассмотрен трехэтапный методический подход нахождения рациональной цены на газ на оптовых рынках независимых государств, федеральных округов и субъектов РФ, а также для отдельно выделенных крупных групп потребителей.

Ключевые слова: **многоуровневое моделирование, стоимость покупки и продажи газа, поставщики и потребители газа, маргинальная оптовая цена на газ, составляющие узловых цен на газ, средний тариф на газ, двухставочный тариф на газ.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Компания ОАО «Газпром» осуществляет поставку природного газа на рынки для внутреннего и внешнего потребления.

Поставка газа Российским потребителям осуществляется в соответствии с принятым Газпромом «Порядком распределения ресурсов газа…». Российский рынок газа разделен на регулируемый и нерегулируемый сектора, при этом в настоящее время доминирует регулируемый сегмент. По нерегулируемым ценам продается газ, добытый независимыми производителями, которые в совокупности удовлетворяют около четверти российского спроса на газ.

Государство осуществляет регулирование оптовых цен на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами; тарифов на услуги по транспортировке газа, оказываемые независимым производителям; платы за снабженческо-сбытовые услуги; тарифов на транспортировку газа по газораспределительным сетям; розничных цен на газ для населения.

Органом исполнительной власти в сфере тарифного регулирования является Федеральная служба по тарифам (ФСТ), которая в своих приказах ежегодно утверждает оптовые цены на газ, добытый Газпромом и его аффилированными лицами, размеры платы за снабженческо-сбытовые услуги, а также тарифы на транспортировку газа. Установлением розничных цен на газ, регулируемых для населения, занимаются органы исполнительной власти РФ.

Оптовые цены на газ рассчитываются в соответствии с «Положением об определении формулы цены газа», утвержденным приказом ФСТ России. В настоящее время Правительством РФ принимаются меры по развитию российского рынка газа в соответствии с рыночными принципами. Определена динамика изменения регулируемых оптовых цен на газ и предусмотрено выведение их на уровень, обеспечивающий равную доходность поставок газа на экспорт и внутренний рынок с применением рыночной формулы цены. Предусматривается внедрение нового механизма формирования цены на газ, который заключается в установлении ценового диапазона, в рамках которого оптовая цена реализации газа для отдельных групп промышленных потребителей определяется по соглашению, достигнутому между поставщиками газа и покупателями.

Поставка газа ОАО «Газпром» на внешние рынки осуществляется преимущественно в рамках долгосрочных контрактов сроком на 25 лет, заключенных, как правило, на базе межправительственных соглашений. Долгосрочные контракты с основными покупателями содержат условие «бери или плати». При формировании ценовых предложений для государств СНГ принимается во внимание степень их интеграции с газовым бизнесом Газпрома.

Основной объем экспортного газа Газпром продает на границе страны-импортера ком-

паниям, которые затем поставляют его конечным потребителям. Транспортировка газа по сетям низкого давления в несколько раз дороже, поэтому «Газпром» осуществляет стратегию на выход продаж газа для конечного потребителя.

В связи с вышеизложенным разработка научно-методических подходов, методов и моделей для рационального взаимодействия потребителей газа внешнего и внутреннего рынков и монопольного поставщика ОАО «Газпром» является своевременной и актуальной задачей.

В работе сделана попытка разработать инструментарий, позволяющий определять рациональные цены на основе моделирования взаимодействия оптовых потребителей природного газа (независимых государств и округов РФ) и монопольного поставщика (ОАО «Газпром») – первый этап.

На втором этапе с помощью методов оценивания составляющих оптовой цены на природный газ полученные цены детализируются по субъектам РФ (узлами расчетной схемы).

На третьем этапе определяются розничные цены (тарифы) на природный газ для выделенных групп и категорий крупных потребителей.

2. МОДЕЛИРОВАНИЕ РАВНОВЕСИЯ ПОТОКОВ СТОИМОСТИ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА ГАЗА МЕЖДУ ПОСТАВЩИКАМИ И ПОТРЕБИТЕЛЯМИ [1].

Потребление и поставка газа рассматривается с позиций конкуренции на однопродуктовых оптовых рынках независимых государств и федеральных округов РФ (Далее оптовые рынки газа).

На оптовом рынке встречаются потребители газа и монопольный поставщик в виде газоснабжающей системы. Для регулирования равновесия спроса и предложения на монопольном рынке могут быть использованы сетевые потоковые модели стоимости газа, отражающие интересы покупателей и поставщиков.

В узлах расчетной схемы сконцентрированы агрегированные рынки природного газа. Очевидно, что с уменьшением цены на природный газ объем спроса будет возрастать и наоборот. Рассмотрим функцию спроса на газ от цены при неизменных других параметрах в годовом периоде времени, и предположим ее линейную зависимость.

На оптовый рынок поступают заявки от потребителей, желающих купить годовой объем $в_i$ за некоторую (желаемую) цену покупки газа c_i. Тогда заявленная стоимость покупки газа на рынке (доход от продажи газа для поставщика) составит $з_i = в_i \cdot c_i$.

Заявленная стоимость покупки газа (доход от продажи на всех рынках) будет равна $З = \sum_i з_i$.

Поставщиками газа на оптовые рынки являются производители (источники) и газотранспортная сеть.

Индивидуальные предложения от производителей газа будут равны предельным объемам газа, которые производители могут поставить на рынок $\overline{q}_{ij}$, и желаемым ценам продаж $\overline{c}_{ij}$. Заявленная стоимость продажи газа производителями составит $\overline{z}_{ij} = \overline{q}_{ij} \cdot \overline{c}_{ij}$. Здесь $\overline{c}_{ij} = c_{ij}^{сс} + \Pi_{ij}$, $c_{ij}^{сс}$ – себестоимость добычи газа; Π_{ij} – прибыль на нужды развития источника газа.

Заявленная стоимость продажи газа поставщиком определяется двумя факторами – объемом его поставок и ценой. Очевидно, что заявленную стоимость от продажи газа производителю выгодно получить при максимально высокой цене и минимальных объемах добычи газа.

Предельная стоимость продажи газа всеми производителями составит $\overline{Z}_{и} = \sum_j \overline{z}_{ij}$.

Заявленный к продаже газ должен быть подан потребителям РФ и независимым госу-

дарствам по газотранспортной сети, которая представляется в виде ориентированного агрегированного графа. Будем рассматривать агрегированные дуги как единичные предприятия транспорта газа. Для дуг этого графа должны быть определены предельные пропускные способности $\overline{q}_{\text{тij}}$ и тариф перекачки газа $\overline{c}^{\text{т}}_{\text{тij}}$. Тариф на дуге включает себестоимость перекачки газа $c^{\text{сс}}_{\text{тij}}$ и прибыль на нужды газотранспортного предприятия п_{ij}: $\overline{c}^{\text{т}}_{\text{тij}} = c^{\text{сс}}_{\text{тij}} + \text{п}_{ij}$.

Предельная стоимость каждой дуги графа будет равна $\overline{z}_{\text{тij}} = \overline{q}_{\text{тij}} \cdot \overline{c}_{\text{тij}}$.

Газотранспортному предприятию выгодна стоимость транспортировки газа за счет увеличения тарифа на перекачку и уменьшения товаротранспортной работы.

Целью рационального поведения предприятий ОАО «Газпром» служит получение максимальной прибыли от их деятельности.

Если бы Газпром работал в условиях совершенной конкуренции, то вход предприятий в отрасль и выход из нее определяло бы равенство цены величине средних издержек (гипотеза о нулевой чистой экономической прибыли)

$$P = MR = MC = AC .$$

Однако, Газпром является естественной монополией, а монопольная структура всегда регулирует два параметра: объем поставок газа и цену,

$$MR = MC < P .$$

Для монополии невозможно построить рыночную кривую предложения и для нахождения рациональных цен на газ невозможно использовать равновесные модели рынка совершенной конкуренции. Необходим новый методический подход. Представляется, что для этих целей можно использовать идею задачи игры двух лиц с нулевой суммой [2]. С одной стороны, выступают рассредоточенные оптовые потребители газа, а с другой – монопольный поставщик – ОАО «Газпром», иными словами – на оптовые рынки поступают заявки от потребителей, желающих купить годовой объем газа за желаемую цену. Поставщиками газа на оптовые рынки будут источники газа и газотранспортная сеть. Решается задача наивыгоднейшего распределения потоков стоимости добычи и передачи их по газотранспортной системе с целью удовлетворения заявленной стоимости покупки (с учетом необходимых объемов потребления) на рассредоточенном рынке. В качестве критерия оптимальности рассматривается экстремум производительности добычи и транспорта газа. Искомые потоки стоимости добычи и транспорта газа не должны превышать их предельные значения.

Заявленная стоимость продажи определяется двумя факторами – объемом поставок газа и ценой. Если цель состоит в поиске минимума производительности добычи и транспорта газа, то получаем задачу наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков газа: в этом случае заявленная стоимость удовлетворяется минимальными объемами добычи и транспорта при максимальной цене продажи.

Если же целью является поиск максимума производительности добычи и транспорта газа, то получаем задачу наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения потребителей газа: заявленная стоимость удовлетворяется максимальными объемами добычи и транспорта при минимальных ценах продажи.

Решения задач не совпадают, возникает конфликт интересов. Этот конфликт может быть снят, если найти такое решение, которое приведет к равенству функций цели в задачах поиска минимума и максимума производительности добычи и транспорта газа для его поставщиков и потребителей.

Задача о потоках стоимости экстремальной производительности добычи и транспорта газа состоит в нахождении стационарного потока стоимости из вершины s в вершину t, удовлетворяющего ограничениям пропускных способностей дуг, и записывается в форме

$$\sum_{(i,j)\in U}\delta_{ij}z_{ij}\to ext$$

(т.е. $\sum_{(i,j)\in U}\delta_{ij}z_{ij}\to min$ или $\sum_{(i,j)\in U}\delta_{ij}z_{ij}\to \max$); (1)

$$\sum_{i\in\Gamma_j^+}\xi_{ij}z_{ij}-\sum_{i\in\Gamma_j^-}z_{ji}=\begin{cases}-(\bar{Z}_{\text{и}}+\bar{Z}_{\text{т}}^{\text{т}}),\ j=s;\\ 0,\ j\neq s,t;\\ 3,\ j=t.\end{cases} \quad (2)$$

$$0\le z_{ij}\le \bar{z}_{ij},(i,j)\in\bar{U}. \quad (3)$$

Выражение (1) – экстремальная (минимизируемая или максимизируемая) целевая функция производительности добычи и транспорта потоков стоимости газа на дугах расчетного графа. Условие (2) выражает балансы прихода и ухода стоимости в узлах расчетной сети, причем Γ_j^+ – множество узлов, из которых дуги заходят в узел j, а Γ_j^- – множество узлов, в которые заходят дуги, исходящие из узла j. Для каждого узла j соблюдается баланс приходящих и уходящих стоимостей (первый закон Кирхгофа). Условие (3) показывает ограничения на потоки стоимости добычи или связи расчетного графа.

Сформулированная задача линейного программирования (ЛП) может решаться методом Басакера–Гоуэна или на основе модифицированного симплекс-метода.

Алгоритм поиска решения, удовлетворяющий поставщиков и потребителей газа (находящий равновесие потоков стоимости производительностей добычи и транспорта, а значит и стоимостей покупки и продажи газа), может быть следующий (рис. 1).

1. Находится решение задачи наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения потребителей газа $\left(\sum_{(i,j)\in U}\delta_{ij}z_{ij}\to\max\right)$. В решении фиксируются: а) значение целевой функции $F_{\max}$, б) наиболее эффективный источник газа j – по наибольшему приведенному градиенту (двойственной оценке); в) стоимость продажи источника $Z_{\max}$; г) значение приведенного градиента, который показывает, на сколько единиц увеличилось бы значение целевой функции, если бы имелась еще одна единица стоимости источника.

2. Определяется решение задачи наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков газа $\left(\sum_{(i,j)\in U}\delta_{ij}z_{ij}\to\min\right)$.

Фиксируются параметры, аналогичные параметрам п.1.

3. Сравниваются значения целевых функций $F_{\max}$ и $F_{\min}$. Если разница целевых функций больше наперед заданного числа E – погрешности решения: $\left|F_{\max}-F_{\min}\right|>E$, то верхнее значение наиболее эффективных источников стоимости $z_{\max}$ (или $z_{\min}$) уменьшается на некоторое число Δ, отражающее объем уменьшения стоимости, $z_{\max}-\Delta$ (или $z_{\min}-\Delta$).

Число Δ уменьшает стоимость добычи газа на наиболее эффективных источниках с точки зрения потребителей и поставщиков газа. Если значение приведенного градиента источника какого-то игрока (потребителя и поставщика) выше, чем значение другого (например, $G_{\max}$ больше $G_{\min}$), то величину Δ (с меньшим значением G) необходимо скорректировать следующим образом: $\Delta\cdot\frac{G_{\max}}{G_{\min}}$. Этим самым уровняем скорости увеличения или уменьшения целевых функций от значения числа Δ. И снова решаются задачи наивыгоднейшего распределения потоков стоимости с точки зрения поставщиков и потребителей газа.

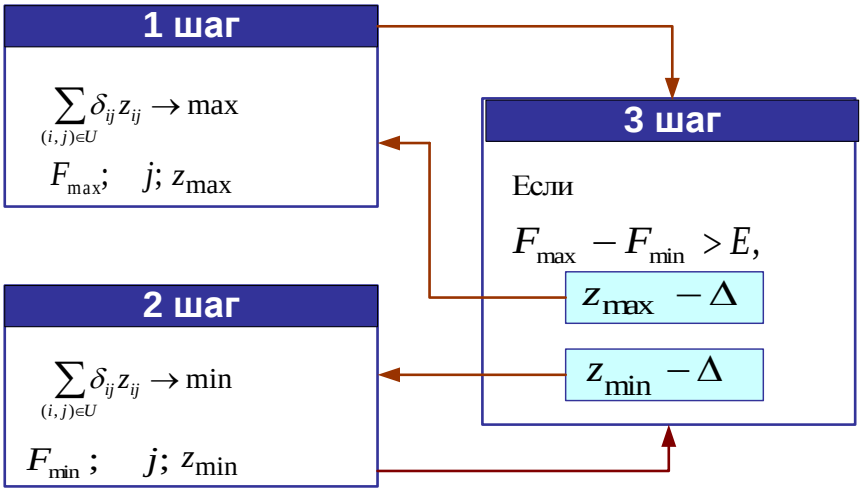


Рис.1. Алгоритм поиска равновесного решения, удовлетворяющий поставщиков и потребителей газа.

Процесс продолжается до тех пор, пока разность целевых функций не станет меньше или равна заданной погрешности: $|F_{\max} - F_{\min}| \le E$, т.е. значения производительностей объектов добычи и транспорта потоков стоимости газа задач на максимум и минимум целевой функции уравновешиваются. Параметры такого решения будут оптимальными (равновесными) и для поставщиков, и для потребителей газа.

Значение погрешности E представляет собой изменение производительности, а Δ – часть стоимости, пренебречь которой могут как поставщики, так и потребители газа за одну итерацию.

В результате решения этой задачи могут получиться три варианта:

1. Цены покупки газа на оптовых рынках равны ценам продажи газа источников и маршрутов поставок газа потребителям. Здесь можно говорить о равновесии спроса и предложения.

2. Желаемые цены покупки газа будут больше цен поставок газа. В этом случае за равную стоимость при меньшей цене будет приобретено большее количество газа, чем заявлялась.

3. Цены покупки газа будут меньше, чем цены поставок газа. При таком соотношении потребителями за равную стоимость будет куплено меньшее количество газа.

3. МОДЕЛИРОВАНИЕ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТАВЛЯЮЩИХ ОПТОВОЙ ЦЕНЫ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ДЛЯ СУБЪЕКТОВ РФ [3, 4].

Оптовые цены на природный газ в узлах, соответствующих субъектам РФ на газоснабжающей схеме, определяются в два этапа на основе предложенного в [3] метода.

На первом этапе для газоснабжающей системы на основе сетевой потоковой модели рассчитывается оптимальное газораспределение и двойственные оценки (маргинальные узловые цены). Такая задача может быть записана как задача линейного программирования, заключающаяся в минимизации целевой функции затрат, связанных с добычей и транспортом газа:

С этой задачей может быть сопоставлена другая задача линейного программирования, именуемая двойственной и заключающаяся в максимизации целевой функции стоимости газа в узлах-потребителях.

Известно, что в точке конечного оптимального решения прямой задачи двойственная к ней задача также имеет конечное решение, а экстремальные значения функций при этом совпадают.

Если при решении прямой задачи ограничение-неравенство не становится равенством, а ограничение выполняется как равенство только для нижней границы, то можно записать выражение, левая часть которого

$$f^{\mathrm{T}} x = b^{\mathrm{T}} y_{=},$$

соответствует затратам, связанным с производством и транспортом газа по газоснабжающей сети, а правая – суммарной стоимости газа, получаемого потребителями, т. е. стоимость производства и поставки газа потребителям совпадает с суммарной платой потребителей за газ. В этом случае компоненты вектора двойственных оценок определяют затратные цены газа в узлах его потребления.

Чем больше ограничений-неравенств при решении прямой задачи становятся равенствами, тем на большую величину возрастает разность стоимости производства и транспорта газа и стоимости его продажи потребителям. При этом происходит увеличение всех или отдельных компонент вектора, называемых маргинальными оценками.

Узловые цены на газ должны складываться из затрат на поставку газа от источников и затрат на перекачку газа по газоснабжающей сети. Узловые цены в узлах-потребителях, совпадающие с двойственными оценками и могут давать завышенную суммарную стоимость покупки газа по сравнению со стоимостью производства газа. Рассматриваемый метод позволяет определить узловые цены в узлах-потребителях, при которых суммарные стоимости производства и покупки газа совпадают. Модель для определения вклада цен поставки газа от источников в узловые цены подробно рассмотрена в [3].

Цены, найденные для узлов потребления газа, называются маргинальными, поскольку они включают в себя возросшую стоимость добычи и транспорта газа. Отсюда следует, что маргинальные узловые цены не могут быть ниже затратных узловых цен.

Маргинальная узловая цена газа в i-м узле его потребления может быть представлена состоящей из восьми слагаемых

$$h_i^M = h_i^1 + h_i^2 + h_i^3 + h_i^4 + h_i^{M5} + h_i^{M6} + \\ + h_i^{M7} + h_i^{M8}$$

где: h_i^1, h_i^3 – составляющие узловой цены, определяемые стоимостью добычи и транспорта газа,; h_i^2, h_i^4 – составляющие узловой цены, обусловленные стоимостью добычи и транспорта газа, расходуемого на СН и потерянного при его передаче; h_i^{M5}, h_i^{M6} – составляющие маргинальной узловой цены на газ, переданный в узел потребления, и потери газа на пути его передачи, связанные с дополнительной стоимостью газа от источников, в которых достигнуто предельное значение добычи; h_i^{M7}, h_i^{M8} – составляющие маргинальной узловой цены на газ, переданный в узел потребления, и потери газа на пути его передачи, связанные с дополнительной стоимостью газа из-за достижения предельных значений перетоков газа в магистральных газопроводах.

Первые четыре слагаемых, представляют собой затратную цену на газ, определяемую стоимостью его добычи и транспорта. Таким образом, маргинальные узловые цены на газ выше затратных на величину, равную $h_i^{M5} + h_i^{M6} + h_i^{M7} + h_i^{M8}$.

Метод адресности позволяет оценить вклад каждого активного ограничения в маргинальную добавку к затратной узловой цене. При необходимости уменьшить маргинальную добавку в узле потребления газа следует выделить узлы и связи с полученными предельными объемами добычи и предельными пропускными способностями, с которыми связаны максимальные добавки. Снижение добавок к цене может быть достигнуто увеличением объемов и добычи газа и пропускных способностей газоснабжающей системы в выделенных узлах и связях.

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ РОЗНИЧНЫХ ЦЕН И ТАРИФОВ НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ДЛЯ ОТДЕЛЬНЫХ КАТЕГОРИЙ И ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ СУБЪЕКТОВ РФ

Моделирование средней тарифной ставки газоснабжающей организации должно обеспечить достаточность доходов как для всей

цепочки газодобывающих и газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», независимых газодобывающих предприятий, посреднических газосбытовых организаций, так и для конкретных потребителей природного газа, а также экономическую эффективность и сохранность ресурсов.

Методический подход по расчету цен и тарифов на природный газ может быть следующими [5].

По схеме газоснабжения субъекта РФ рассматривается путь подачи природного газа в регионе, т.е. устанавливаются газотранспортные предприятия, границы их действия, подземные газохранилища, регулирующие сезонную неравномерность, и газодобывающие предприятия. К данной характеристике схемы подачи газа добавляются независимые газодобывающие предприятия (если имеются), подающие газ в рассматриваемую схему. По газораспределительным схемам определяются параметры (давление и т.д.) распределительных сетей, питающих природным газом конкретных потребителей региона.

Средний тариф по субъекту РФ ($T_{г}^{ср}$) определяется как арифметическая сумма средних тарифов газодобывающих и газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», независимых газодобывающих предприятий и газосбытовых организаций, распределяющих газ в рассматриваемом регионе,

$$T_{г}^{ср} = T_{газпр}^{ср} + T_{нефтегаз}^{ср} + T_{газсб}^{ср} + T_{ндс},$$

где $T_{газпр}^{ср}$ – средний тариф на природный газ в газодобывающих и газотранспортных предприятиях (с учетом хранения) ОАО «Газпром»; $T_{нефтегаз}^{ср}$ – средний тариф на природный газ, поставляемый от независимых газодобывающих предприятий; $T_{газсб}^{ср}$ – средний тариф на природный газ в посреднических газосбытовых организациях региона; $T_{ндс}$ – ставка налога на добавленную стоимость.

В общем случае в рассматриваемый регион природный газ может подаваться из разных направлений, которые определяются по схеме МГ.

Тогда средний тариф предприятий ОАО «Газпрома» на природный газ находится как средневзвешенная величина тарифов на газ из данных направлений.

Расчет дифференцированных ставок тарифа на природный газ по группам, категориям и отдельно выделенным крупным потребителям в зависимости от дальности транспортирования газа осуществляется на основе среднего по региону тарифа на природный газ. При этом соблюдаются следующие основные принципы:

- соответствие тарифов, устанавливаемых для различных категорий потребителей, реальным затратам газоснабжающих организаций по газоснабжению данных потребителей;
- равноприбыльности газоснабжения различных категорий потребителей.

Рассматриваются следующие факторы дифференциации:

- уровни давления газа в распределительной сети при подключении потребителей;
- режимы использования потребителями природного газа заявленной (или расчетной) на период регулирования среднесуточной производительности (значения плотности индивидуальных графиков нагрузки потребителей).

В качестве исходного расчетного тарифа на природный газ для всех категорий потребителей используется двухставочный тариф (R_n)

$$R_n = T_n^{сут} \cdot q_n^{\max} + T_n^{год} \cdot Q_n + T_{ндс},$$

где $T_n^{сут}$ – ставка за суточную производительность, тыс. руб/1000м^3 в сут.; $q_n^{\max}$ – заявленная (или расчетная) потребителем максимальная среднемесячная производительность системы, млн. м^3 в сут.; $T_n^{год}$ – ставка за годовую производительность, тыс. руб/1000 м^3/год; Q_n – объем потребления природного газа, млн м^3/год; $n = \overline{1, N}$; N –число потребителей (категорий), $T_{ндс}$ – ставка налога на добавленную стоимость.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Предложен трехуровневый методический подход определения рациональной цены на однопродуктовых рынках природного газа.

На первом уровне в итерационном алгоритме с помощью методов сетевого анализа находится равновесное решение, устанавливающее рациональные цены на газ в узлах расчетной схемы.

На втором уровне с помощью методов оценивания составляющих оптовой цены на природный газ узловые цены детализируются на составляющие, обусловленные стоимостью добычи, транспорта, расхода на СН и потери, а также маргинальные надбавки из-за неоптимальности решений.

На третьем уровне для выделенных групп потребителей субъекта РФ устанавливаются одноставочные и двухставочные тарифы.

2. Научно-методический подход может быть полезен ОАО «Газпрому», федеральной службе по тарифам и партнерствам свободной торговли газом для установления рациональных цен на природный газ.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Илькевич Н.И., Дзюбина Т.В., Калинина Ж.В. Моделирование равновесия потоков стоимости добычи и транспорта газа // Изв. РАН. Энергетика, 2011. – № 2. –С. 45–56.

[2] Таха, Хэмди А. Введение в исследование операций: пер. с англ. – 6-е изд. – М.: Изд. дом «Вильямс», 2001 – 912 с.

[3] Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе // Электричество, 2003. – № 3. – С. 9–16.

[4] Гамм А.З., Голуб И.И., Дзюбина Т.В., Илькевич Н.И. К определению узловых цен на газ // Изв. РАН. «Энергетика», 2007. – № 1.

[5] Аман Э.А., Алексеев В.М., Соболевский В.М., Илькевич Н.И., Бобров Ю.А. Разработка концепции ценообразования на продукцию, используемую алюминиевой промышленностью //Цветная металлургия. – 2000. – С. 7–12.

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Илькевич Николай Иванович – зав. лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук. Основные научные интересы: многоуровневое моделирование развития ГСС с учетом народнохозяйственных, региональных интересов инвесторов.



Дзюбина Татьяна Владимировна – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: математи-ческое моделирование надеж-ности сложных электроэнерге-тических и газоснабжающих систем и их образующих элементов.



Калинина Жанна Вадимовна – научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы: агрегирование расчетных схем ГСС, подготовка и анализ технико-экономической информации по объектам ЕСГ.



Окунева Софья Тарасовна – ведущий инженер ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные инте-ресы: моделирование газо-снабжающих систем с учетом сезонности потреб-ления и взаимозаменяемости топлив.

Современные тенденции и проблемы российской гидроэнергетики

В. А. Савельев, Л. Ю. Чудинова

Аннотация. **В статье рассматриваются актуальные проблемы развития и функционирования гидроэнергетики России. Описываются перспективы гидроэнергостроительства в разных регионах стран, особенности учёта гидроэлектростанций на Федеральном электроэнергетическом рынке и управления их режимами в соответствии с Водным кодексом ПФ 2006 г. В качестве примера показаны современные условия и проблемы энергетического использования озера Байкал как основной части водохранилища Иркутской ГЭС.**

Ключевые слова: **Россия. Гидроэлектростанции. Гидроэнергетика. Федеральный электроэнергетический рынок. Водное хозяйство. Управление развитием и функционированием.**

Гидроэнергетика играет важную роль в электроэнергетике России [1]. Установленная мощность гидроэнергетических объектов (традиционных гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций) на 1.01.14 составила 49,7 ГВт, или 20,5% от общей установленной мощности электростанций. В 2014 г. они выработали 183,0 ТВт.ч электроэнергии, или 17,3 % её общего производства в стране. Обладая высокими регулирующими возможностями, ГЭС и ГАЭС выполняют функции оперативного резерва, участвуют в регулировании частоты электрического тока и покрытии переменной части графиков нагрузки. Используя бесплатные возобновляемые энергоресурсы, ГЭС производят самую дешёвую в стране электроэнергию.

По техническому потенциалу гидроэнергоресурсов Россия занимает второе место в мире после Китая, но по их использованию находится на седьмом месте. В стране ещё сохраняются возможности для дальнейшего гидроэнергостроительства. Однако эти возможности существенно различаются в территориальном разрезе ввиду природной неравномерности распределения гидроэнергетических ресурсов и разных темпов и масштабов их освоения в прошлом в разных регионах. Различаются и их потребности в новых мощностях электростанций разных типов и назначения.

С учётом этого отдельные регионы отличаются по числу выявленных перспективных створов, возможностям концентрации мощности на отдельных объектах в этих створах и её общей величине, а также по затратам на сооружение отдельных объектов. Так, традиционные ГЭС мощностью в десятки и сотни МВт могут сооружаться на Северо-Западе и Северном Кавказе. А крупные ГЭС мощностью более 1 ГВт - только на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири [2,3]. Общая суммарная установленная мощность одиннадцати ГЭС, которые могут быть построены в ОЭС Северо-Запада ГЭС, равна 0,8 МВт. Мощность 15 перспективных ГЭС в ОЭС Юга составляет 2,5 ГВт. В ОЭС и изолированных районах Востока выявлены створы ГЭС с общей мощностью 10 ГВт, в том числе восемь гидроэлектростанций в составе Южно-Якутского гидроэнергетического комплекса 8,5-9,5 ГВт. Наибольшую суммарную мощность (24-27 ГВт) имеют потенциальные ГЭС в ОЭС Сибири, в том числе у Эвенкийской ГЭС на реке Нижняя Тунгуска она равна 12 ГВт.

Кроме этого в ОЭС Северо-Запада, ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги, испытывающих потребность в маневренных мощностях, возможно сооружение гидроаккумулирующих электростанций общей мощностью 4,73, 5,57 и 1,25 ГВт соответственно.

Проектировщики предлагают также соорудить две приливные электростанции: Мезенскую ПЭС мощностью 15,2 ГВт в ОЭС Северо-Запада и Тугурскую ПЭС мощностью 668 ГВт в ОЭС Востока. Сразу скажем, что

В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: Chudinova@iesm.sei.irk.ru).

при имеющемся отечественном оборудовании ПЭС реализация этих проектов технически невозможна.

Несмотря на достаточно широкие возможности для гидроэнергостроительства, условия для развития гидроэнергетики в России на современном этапе и в ближайшей перспективе являются неблагоприятными. Это объясняется снижением темпов экономического развития, роста электропотребления и потребности в новых мощностях в стране, недостатками в финансовой и инвестиционной системе государства, особенностями действующего рынка электроэнергии и мощности, мировой экономической конъюнктурой.

Из-за низкого электропотребления в РФ в настоящее время существует избыток генерирующих мощностей, и даже ставится вопрос о выводе десятка гигаватт мощности в долгосрочный холодный резерв.

Серьёзное влияние на функционирование существующих ГЭС и эффективность реализации гидроэнергетических проектов оказывает наблюдающееся длительное время маловодье на бассейнах крупнейших рек страны. Чем бы ни объяснялось это маловодье (вековыми циклами в жизни экосистемы Земли в космическом пространстве или глобальным потеплением), оно, скорее всего, продлится многие годы и серьёзно скажется на выработке ГЭС и коммерческой окупаемости гидроэнергетических проектов.

Вследствие сказанного планируемые вводы мощности на ГЭС существенно снижены по сравнению с ранее предполагаемыми сценариями. Согласно Стратегии развития электроэнергетики РФ на период до 2035 г, намечается сооружение только Усть-Среднеканской в Магаданской области, Канкунской в Южной Якутии, Нижнебурейской, а также противопаводковых ГЭС в бассейне Амура: Нижнезейской (Граматухинской), Селемджинской, Гилюйской и Нижнениманской (Ургальской), Тельмамской ГЭС в Иркутской области и небольших ГЭС на Кавказе. Суммарный ввод мощности на ГЭС в этот период может составить 24 ГВт.

В создавшихся условиях предпринимаются различные меры для продолжения гидроэнергостроительства. Активно изучаются возможности организации экспорта экологически чистой электроэнергии ГЭС в соседние страны, прежде всего в Китай и Республику Корея. Реализуются и предлагаются новые проекты сооружении гидроэлектростанций в составе энергопромышленных объединений (Богучанское энергометаллургическое объединение, Корпорация развития Южной Якутии и др.). При этом отдельные решения, ориентированные на привлечение зарубежных строительных фирм, прежде всего китайских, принимаются волевым порядком, без достаточного экономического и финансового обоснования. Примерами могут служить намечаемое строительство Ленинградской ГАЭС и "противопаводковых" ГЭС в бассейне Амура.

В составе основных проектов межгосударственных электрических связей (МГЭС), ориентированных на использование гидроэлектростанций, наиболее перспективными являются МГЭС Сибири и Дальнего Востока России со странами Восточной Азии [2]. В настоящее время в Китай продаётся избыточная электроэнергии Бурейской и Зейской ГЭС. В перспективе в эту страну и в Республику Корея планируется выдача части выработки Канкунской ГЭС. В числе экспортных гидроэнергетических проектов фигурирует и выдача электроэнергии Тугурской ПЭС, выравненной зарегулированными действующими и намечаемыми ГЭС Сибири и Дальнего Востока, в страны Восточной Азии [2].

Изменить создавшуюся ситуацию в гидроэнергостроительстве России в ближайшее время, по-видимому, невозможно. Однако этому может способствовать решение следующих общегосударственных проблем:

- ускорение выхода из экономического и внешнеполитического кризисов и стабилизация экономического развития страны;

- повышение технического уровня и надёжности работы действующих гидроэлектростанций и обеспечение безопасности их эксплуатации в ры-ночных условиях;

- совершенствование организации и механизмов Федерального рынка электроэнергии и мощности;

- совершенствование организации и механизмов управления водохозяйственными комплексами и ГЭС в водохозяйственных системах;

- улучшение кадрового обеспечения гидроэнергостроительства и эксплуатации гидроэнергетических объектов, включая восстановление системы подготовки высококвалифицированных гидростроителей, энергомашиностроителей, гидротехников и гидроэнергетиков;

- тщательные отбор и обоснование задельных и плановых объектов для проектирования и строительства в прогнозный период с учётом реальных сроков их сооружения, прироста электропотребления, а также инвестиционных и технических возможностей государства;

- совершенствование организации и повышения технического уровня изысканий, проектирования, управления строительством и эксплуатацией гидроэнергетических объектов.

Необходимость решения первой проблемы для выживания страны в целом не подлежит обсуждению.

Технические проблемы в гидроэнергетике, как и в промышленности РФ в целом, зародились давно (примером этого служит авария на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 г.). Но особенно они обострились в 2014 г. после введения санкций США, Канады и европейских стран в отношении экономических связей с нашей страной. Истоки этих проблем лежат в многолетнем отставании энергомашиностроения, электротехнической, электронной и других отраслей промышленности в стране от мирового уровня. В результате развитие и функционирование гидроэнергетики, как и энергетики в целом, существенно зависят от импорта генерирующего и электротехнического оборудования, а также систем автоматизации и управления. Поэтому возникшая в 2015 г. проблема импортозамещения тесно связана с общей задачей повышения инновационного уровня российской энергетики (и промышленности в целом) в составе общей для страны проблемы реиндустриализации её экономики. Решение данной проблемы имеет важнейшее значение для обеспечения национальной энергетической безопасности, а также надёжности и экономичности электроснабжения в стране. Подробное рассмотрение этой проблемы выходит за рамки настоящего доклада.

Серьёзное влияние на развитие и функционирование гидроэнергетики на современном этапе оказывают особенности организации и механизмов действующего оптового рынка электроэнергии и долгосрочного рынка мощности [1].

Следует отметить, что либерализация и децентрализация управления в электроэнергетике, включая гидроэнергетику, проявилась в нескольких отношениях. Прежде всего, плюрализм собственности привёл к приватизации отдельных действующих и строящихся ГЭС. При этом собственники ГЭС как субъекты оптового рынка получают сверхприбыль, в первую очередь обусловленную бесплатностью используемых ими гидроэнергетических ресурсов.

Но при этом оптовый рынок электроэнергии на сутки вперёд в принципе не может обеспечить устойчивое развитие генерирующих мощностей.

С целью преодоления этого недостатка и привлечения инвестиций, в том числе в гидроэнергостроительство используются специальные механизмы государственного регулирования [4]. Они обеспечивают обязательную закупку электроэнергии на оптовом рынке новых ГЭС (также как и новых АЭС) (ДПМ) и их мощности на долгосрочном её рынке (ДРМ). Эти механизмы призваны гарантировать безусловный возврат инвестиций в сооружаемые объекты. Но при этом сохраняется проблема недостаточной потребности в электроэнергии и мощности в зоне влияния новых ГЭС и других электростанций. Кроме того принятая заблаговременность проведения конкурсных отборов мощности (один или 4 года) недостаточна для реализации решений по строительству большинства типов электростанций, в первую очередь ГЭС, а оплата мощности, поставляемой на долгосрочный рынок, увеличивает прибыль собственников ГЭС за счёт повышения платы за присоединённую мощность для её потребителей.

Положительным моментом ДРМ является аттестация Системным оператором генерирующего оборудования потенциальных поставщиков мощности (генераторов) перед проведением конкурентного отбора мощности. Это требование обеспечивает поддержание генерирующего оборудования электростанций в работоспособном состоянии. В частности, оно способствовало наблюдающемуся сейчас повышению внимания собственников ГЭС к модернизации и замене устаревшего оборудования на ГЭС с длительными сроками эксплуатации. Примеров этого много.

Гидроэлектростанции как ценопринимающие субъекты оптового рынка и долгосрочного рынка мощности с их переменной во времени энергоотдачей существенно влияют на функционирование угольных тепловых электростанций, замыкающих балансы энергосистем в отдельных зонах ФОРЭМ. Так, в ОЭС Сибири в летний период бывают моменты, когда ГЭС и другие "вынужденные" производители полностью покрывают потребность в электроэнергии. В результате замыкающие цены на неё становятся нулевыми. Колебания выработки ГЭС, в конечном счете, сказываются на расходе угля топлива и устойчивости работы угледобывающих предприятий.

Подобное влияние на функционирование электроэнергетических рынков оказывают и другие возобновляемые источники электроэнергии.

Всё сказанное обуславливает необходимость серьёзного совершенствования существующего электроэнергетического рынка России с учётом особенностей ГЭС и других ВИЭ.

Кардинальные изменения в функционирование (и развитие) гидроэнергетики внесло принятие в 2006 г. нового Водного Кодекса Российской Федерации (далее ВК) [1,5]. Водные ресурсы страны этим ВК объявлены общедоступными и бесплатными природными ресурсами. Управление их использованием осуществляет государство в лице Федерального агентства водных ресурсов Министерства природных ресурсов РФ. В иерархическую систему государственного управления входят территориальные водные управления и управления конкретных водохранилищ и гидротехнических сооружений комплексных гидроузлов.

Режимы использования воды из водохранилищ ГЭС (регулирования речного стока) подчинены выполнению водохозяйственных требований, а также требований промышленной и экологической безопасности водохозяйственных объектов. Этой цели служат Правила использования водных ресурсов (ПИВР) водохранилищ. В качестве единственного инструмента ведения режимов регулирования стока в них узаконены модифицированные диспетчерские графики водохранилищ. Особенность этих графиков согласно Методике разработки ПИВР,ов [6] состоит в жёсткой увязке назначаемых расходов воды через турбины ГЭС и водосбросные сооружения гидроузлов с текущим уровнем их водохранилищ.

По существу рассматриваемый документ носит "антиэнергетический" характер. Он лишил гидроэнергетику приоритета при комплексном использовании водных ресурсов. Формально опираясь на необходимость охраны и защиты от загрязнения водных ресурсов России в условиях либерализации экономики страны, основные положения ВК направлены на ограничение возможностей их рационального использования в интересах собственников ГЭС и электроэнергетических систем. Теперь каждая гидроэлектростанция, в том числе каскаднорасположенная, является самостоятельным субъектом электроэнергетического рынка, имеющим право самостоятельно подавать заявки на продажу электроэнергии и поставку мощности на рынок.

Назначение же режимов по индивидуальным диспетчерским графикам ограничивают возможности рационального использования располагаемых гидроэнергоресурсов в интересах электроэнергетических систем, экономии топлива и смягчения экологических проблем. В то же время бесплатность водных ресурсов для любых водопользователей, включая гидроэлектростанции, законодательно обеспечивает получение сверхприбыли их владельцами. Особенно наглядно это видно на примере ОАО "Иркутскэнерго" с его ангарскими ГЭС, принадлежащими ОАО "Евросибэнерго" и обеспечи-

вающими самые низкие в стране тарифы на электроэнергию.

По нашему мнению, решению многих проблем функционирования водного хозяйства (и снижения сверхприбылей собственников ГЭС) могло бы способствовать переход на экономические отношения в этой отрасли экономики. Имеются в виду не рыночные, торговые отношения, а учёт реальных затрат на содержание водохранилищ ГЭС, обеспечивающих необходимые расходы воды и уровневый режим в верхнем и нижнем бьефе гидроузлов для различных водопользователей. Сейчас, как уже говорилось, все водохранилища и гидротехнические сооружения комплексных гидроузлов принадлежат государству, и в сложной экономической обстановке, сложившейся в стране, средств на их содержание и, главное, обеспечение технической безопасности сооружений заведомо не хватает. Было бы разумно переложить эти затраты на водопользователей и тем самым исключить множество проблем в их взаимоотношениях при использовании водных ресурсов.

Ещё один источник сверхприбыли собственников ГЭС связан с тем, они фактически присваивают дифференциальную ренту. Эта рента (рентный эффект) представляет собой дополнительный экономический выигрыш, который имеет хозяйствующий субъект за счёт использования эффективного природного ресурса или благоприятного экономико-географического фактора. Наиболее известна земельная рента. Но можно говорить и о рентном эффекте от использования таких природных ресурсов, как вода (водная рента) и энергия падающей воды (гидроэнергетическая рента) [3]. Изъятие этой ренты в пользу государства также способствовало бы повышению эффективности и безопасности в водном хозяйстве и особенно решению сложных межрегиональных проблем, возникающих при создании транстерриториальных водохранилищ. Последние, в частности, существуют во взаимоотношениях Иркутской области и Республики Бурятия при использовании в качестве водохранилища Иркутской ГЭС озера Байкал [7].

Противоречия в использовании водных ресурсов Байкала между этими субъектами Федерации усугубились недостатком модифицированного диспетчерского графика Иркутского водохранилища и озера Байкал. Линия безопасности на этом графике соответствует НПУ водохранилища. Это означает, что холостые сбросы воды через водосбросные устройства Иркутской ГЭС могут производиться только после их заполнения до отметки 457 м.

Вместе с тем Постановление Правительства РФ № 234 от 23 марта 2001 г. "О предельных уровнях в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности" [8] наложены дополнительные ограничения на уровневый режим озера. В этом Постановлении минимальные и максимальные отметки воды в озере ограничены метровым диапазоном (456 и 457 м в ТО).

Принятие данного Постановления объясняется несколькими обстоятельствами. Прежде всего, в 1996 г. Байкал был признан участком (объектом) Мирового природного наследия ЮНЕСКО. В связи с этим был принят Федеральный Закон "Об охране озера Байкал"[8], который ограничил хозяйственную деятельность на его побережье. При этом противоречия между Иркутской областью и Республикой Бурятия обусловлены тем, что ГЭС расположена на территории Иркутской области, которая получает доходы от её эксплуатации, а Бурятия несёт потери, вызванные влиянием антропогенного уровневого режима водохранилища на его побережье [3].

Статус Байкала как объекта Мирового наследия активно использовался (и используется) для обвинения учёными и руководством Бурятии иркутских энергетиков в нарушении требований охраны экосистемы озера. Они и инициировали принятие постановления № 234. Следствием данного ограничения на уровневый режим Байкала, прежде всего стало нарушение требований социально-экономической безопасности в нижнем бьефе Иркутского гидроузла на территории Иркутска, Ангарского и Усольского районов Иркутской области, а также на восточном побережье Байкала, принадлежащему Бурятии [7].

Непредсказуемыми оказались и последствия для экосистемы озера (рисунок 1).

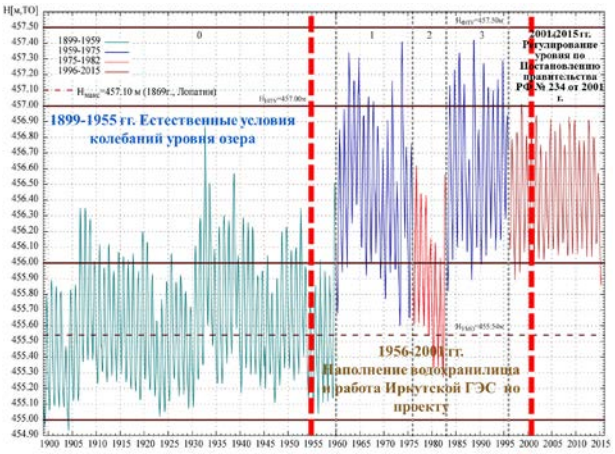


Рис. 1. Режим уровней озера Байкал в естественных и зарегулированных условиях [7].

Как видно из рисунка, который иллюстрирует фактический уровневый режим Байкала, начиная с 1990 г., характер колебаний его уровней при жестком соблюдении введенного ограничения в 2001-2014 гг. кардинально отличается не только от естественного, но и от антропогенного в период эксплуатации Иркутской ГЭС.

С общенаучной точки зрения наложение столь жесткого ограничения на жизнедеятельность уникальной и очень сложной Байкальской экосистемы законодательным решением само по себе абсурдно. Естественно оно сказалось и на состоянии этой экосистемы. В частности, индикатором неблагополучия на озере стало катастрофическое сокращение в последние годы численности омуля. Понятно, что это связано с множеством факторов, в чём должны разобраться специалисты-экологи. Но очевидно, что стабильность уровневого режима озера ограничила поступление минеральных веществ с берегов, что наблюдалось в прошлом при интенсивных колебаниях уровней в естественных и зарегулированных условиях. В конечном счете это привело к нарушениям пищевой цепи омуля. В результаты доводы представителей Бурятии о необходимости поддержания стабильности уровня Байкала с точки зрения условий жизни рыбы, на основе которых принимались решения об ограничении предельных уровней Байкала, обернулись обратным эффектом.

Таким образом, современные условия развития и функционирования гидроэнергетики России отличается рядом особенностей, ограничивающих возможности нового гидроэнергостроительства и снижающих эффективность эксплуатации действующих гидроэлектростанций.

Эти особенности связаны как с общегосударственными причинами, так и недостатками существующей нормативно-правовой базы управления электроэнергетикой и водным хозяйством страны. И их устранение возможно только на федеральном уровне. Для этого требуется активизация инициативы учёных, проектировщиков и гидроэнергетической и водохозяйственной общественности в вопросах совершенствования управления гидроэнергетикой в разных аспектах.

ЛИТЕРАТУРА.

[1] Оценка масштабов развития гидроэнергетики/ С.В. Подковальников, В.А.Савельев, Л.Ю. Чудинова, Е.Д. Волкова // Управление развитием электроэнергетики. Под ред. Н.И. Воропая. - Новосибирск: Наука. Изд. СО РАН. 2015. - С. (в печати)
[2] Восточный вектор энергетической стратегии России. Современное состояние, взгляд в будущее // Под ред. Н.И. Воропая и Б.Г. Санеева; РАН, СО, ИСЭМ. - Новосибирск: Акад. изд. "Гео", 2011. - 368 с.
[3] Савельев В.А. Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири. – Новосибирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 2000. – 200 с.
[4] Осадчий Ф.Ю., Катаев А.М. Управление работой Единой энергосистемы в условиях электроэнергетического рынка.- Электрические станции. 2012, № 7. - С.22-29.
[5] Водный кодекс Российской Федерации. Собрание Законодательства РФ. 2006, N 23, Ст.2381. - С. 6564-6598.
[6] Методические указания по разработке Правил использования водных ресурсов водохранилищ. Утв. приказом Минприроды РФ от 26 сентября 2011 г. № 17.
[7] Гидроэнергетические проблемы Байкала / В. М. Никитин, В.А. Савельев, Т.В. Бережных, Н.В. Абасов. - Регион: экономика и экология, 2015, № 3 (в печати).
[8] "О предельных уровнях в озере Байкал при осуществлении хозяйственной и иной деятельности". Пост. Правительства РФ № 234 от 23 марта 2001 г.
[9] Федеральный закон РФ "Об охране озера Байкал" от 11 мая 2001 г. № 94-ФЗ.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Савельев Владимир Александрович – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН. В 1955 г. окончил Московский энергетический институт. Автор и соавтор более 120 научных трудов и книг, в том числе монографии «Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири»». Сфера научных интересов - долгосрочное развитие, оптимизация и планирование электроэнергетических систем с каскадами ГЭС, межгосударственные электрические связи и энергообъединения.



Чудинова Людмила Юрьевна – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН. В 1990 г. Ленинградский политехнический институт. Кандидат технических наук. Автор и соавтор более 30 научных трудов и книг, в том числе монографии «Эффективность межгосударственных электрических связей». Сфера научных интересов - межгосударственные электрические связи, возобновляемые источники энергии и гидроэлектроэнергетика, оптимизация режимов использования электростанций.

Проблемы ценообразования на энергоносители и их влияние на экономику России

Беляев Л С., Ковалёв Г. Ф.*

Показана ненормальность ситуации с ростом внутренних цен на энергоносители в России с ее суровым климатом и большими транспортными расстояниями, приводящими к повышенным расходам энергии. Российская продукция становится неконкурентоспособной. Предлагается проведение комплексных исследований, направленных на снижение внутренних цен топлива и энергии до уровня фактических издержек их производства и транспорта.

Ключевые слова: цены и рынки энергоносителей, регулирование цен, экспорт топлива, монопольные сверхприбыли энергокомпаний.

1. ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ.

С переходом России к рыночной экономике в стране произошел и продолжается чрезвычайный рост внутренних цен на все виды энергоносителей. Цены на нефтепродукты, уголь и электроэнергию многократно возросли и достигли мирового уровня. Сознательно доводятся до мировых внутренние цены на природный газ. Соответственно росту цен топлива растут цены на тепловую энергию. ***Цены на энергоносители для российских потребителей в несколько раз превышают издержки их производства.***

Для России цены на энергоносители имеют особое значение ввиду сурового климата (более половины её территории находится в зоне вечной мерзлоты) и большой территории (больших транспортных расстояний), что приводит к повышенному расходу энергии, а также к повышенным затратам при строительстве зданий и коммуникаций. При одинаковых (мировых) ценах на энергоносители производство почти всех видов продукции в России оказывается неконкурентоспособным. Ликвидация повышенных затрат, связанных с теплоизоляцией и утяжелением зданий и коммуникаций, невозможна. ***Единственным средством сохранения или повышения конкурентоспособности российских товаров на мировых рынках является обеспечение уровня внутренних цен на энергоносители значительно ниже мировых цен.***

Для этого имеются реальные возможности, так как Природа наделила Россию богатыми (и относительно дешевыми) энергетическими ресурсами. В СССР в условиях плановой экономики цены на энергоносители были значительно ниже мировых (но не ниже себестоимости), и это компенсировало повышенные расходы энергии и увеличение других издержек в отечественной продукции.

Произошедшее повышение внутренних цен на энергоносители сопровождается получением огромных сверхприбылей энергетическими компаниями. Так, ***чистая*** прибыль компаний нефтегазового сектора РФ превысила в 2011-2012 г.г. 3 трлн. рублей [1]. По имеющимся оценкам электроэнергетика «отбирает» от остальных отраслей промышленности в виде сверхприбылей порядка 500 млрд. рублей в год. Основная масса этих прибылей идет на обогащение владельцев энергокомпаний и вывозится за границу. Тем самым наносится сильнейший ущерб экономике России. Промышленное производство, сельское хозяйство, водный и воздушный транспорт страны деградируют, продолжается их падение по сравнению с уровнем 1990-го года. Подъем экономики России будет невозможен при сохранении высоких внутренних цен на энергоносители.

Рост внутренних цен на энергоносители отражается, несомненно, на уровне жизни и занятости населения, на показателях ВВП, на возможностях инвестирования развития Рос-

---

* Л. С. Беляев, Г. Ф. Ковалёв. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: kovalev@isem.irk.ru).

сии в целом. Задачи модернизации производства, общего повышения благосостояния народа и др., которые выдвигаются Президентом, могут быть осуществлены только при ***кардинальном снижении*** внутренних цен на энергоносители. С этой целью необходимы комплексные исследования в следующих областях:

1**.** Всесторонний ***анализ причин роста*** внутренних цен на энергоносители и ***оценка его последствий*** для экономики и социальной сферы страны.

2. ***Выработка мероприятий*** по предотвращению необоснованного повышения цен на энергоносители и их регулированию государством.

3. ***Разработка методических рекомендаций*** по определению минимально возможных (экономически обоснованных) внутренних цен на все виды энергоносителей [2].

2. ОЖИДАЕМЫЙ ЭФФЕКТ ОТ СНИЖЕНИЯ ЦЕН НА ЭНЕРГОНОСИТЕЛИ.

Этот эффект многогранен. Количественно его можно оценить в ***несколько сотен (примерно 500) миллиардов рублей в год,*** которые не будут вывезены из страны иностранными и отечественными владельцами энергокомпаний, а будут направлены на развитие экономики и социальной сферы России.

Можно указать следующие формы (виды, направления) проявления этого эффекта:

1. Возобновление конкурентоспособности неэнергетических отраслей промышленности на мировых и внутренних рынках. Это будет способствовать увеличению производства продукции этих отраслей с вытеснением аналогичной импортной продукции, ростом экспорта, снижением безработицы, повышением уровня зарплат и налогов в бюджеты страны и ее регионов и др. Это становится особенно актуальным в условиях объявленных Западом санкций против России, которые все более ужесточаются.

2. Облегчение условий для модернизации и развития существующих и создания новых передовых наукоемких производств. В частности, станет реальным создание 25 млн. новых квалифицированных рабочих мест с подготовкой соответствующих кадров, ростом уровня зарплат и т.п.

3. Подъем сельского хозяйства, которое деградировало во многом из-за высоких цен дизельного топлива и резкого сокращения, в связи с этим, использования механизмов.

4. Восстановление водного транспорта, который резко сократился ввиду высокой стоимости горючего.

5. Удешевление воздушного и городского транспорта благодаря снижению стоимости топлива.

6. Ликвидация некоторых видов «перекрестного субсидирования», например, снижения («замораживания») стоимости электроэнергии для населения за счет промышленных и коммерческих потребителей, введения социальных норм и т. п.

7. Повышение обороноспособности страны благодаря удешевлению и увеличению числа боевых учений, тренировочных полетов, походов и плаваний с участием транспортных средств.

3. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ.

3.1. Главной причиной роста цен является ***несовершенство*** (в терминах теории микроэкономики) ***рынков энергоносителей.*** На этих рынках не выполняются почти все условия (требования) совершенной конкуренции. Поэтому, при отсутствии государственного регулирования производители топлива и энергии имеют возможность использовать свою «рыночную власть», поднимать цены гораздо выше предельных издержек и получать монопольные прибыли. В связи с этим, на внутренних рынках всех видов энергоносителей требуется государственное регулирование цен.

3.2. Отдельное государство не может контролировать ***мировые*** цены на энергоносители. Однако, государство ***может и должно регулировать внутренние их цены*** в интересах всей экономики и социальной сферы страны, если конкурентные рынки со свободными ценами оказываются несовершенными и конкуренция не приводит к сниже-

нию цен. В настоящее время осуществляется государственное регулирование цен на природный газ и тепловую энергию. Необходимо восстановление регулирования цен на электроэнергию и организация государственного регулирования внутренних цен на нефть, нефтепродукты и энергетический уголь.

3.3. ***Внутренние рынки в России*** на нефть, нефтепродукты и природный газ ***находятся под сильнейшим воздействием мировых цен,*** которые в несколько раз превышают издержки производства этих энергоносителей в нашей стране. Это воздействие отрицательно отражается на российских потребителях. С одной стороны, производители стремятся как можно больше экспортировать энергоресурсы, ограничивая поставки на внутренние рынки. С другой стороны, при отсутствии регулирования внутренние цены энергоносителей поднимаются до мировых. В результате, экономика России лишается преимущества обладания дешевыми энергоресурсами, которое должно быть направлено на компенсацию повышенных затрат и издержек, связанных с суровым климатом и большими транспортными расстояниями, т.е. на поддержание конкурентоспособности российской продукции. Это преимущество оказалось «присвоено» владельцами энергокомпаний в ущерб всей остальной экономике и социальной сфере страны.

3.4. Необходим, в частности, ***отказ от применения к энергоносителям принципа «равной доходности поставок на мировой и внутренние рынки».*** Этот принцип приводит к повышению внутренних цен до мировых, о недопустимости чего для энергоносителей говорилось выше. Он выгоден лишь владельцам энергокомпаний, но губителен для остальной экономики, т.е. применительно к российской энергетике является антигосударственным (антироссийским).

3.5. Главный путь к устранению создавшегося положения – ***введение государственного регулирования внутренних цен на все виды энергоносителей с установлением их на уровне фактических издержек производства и транспортировки.*** Для этого необходима организация внутренних рынков энергоносителей по моделям рынков с регулируемыми ценами. В настоящее время такие модели уже применяются на российских рынках природного газа и тепловой энергии. Примерно до 2005 г. рынки с регулируемыми ценами (тарифами) существовали в электроэнергетике и были затем реформированы в конкурентный рынок со свободными ценами. Поэтому, в электроэнергетике нужно восстановить прежние модели рынка (с соответствующими корректировками, отражающими современную структуру собственности в электроэнергетике).

Что касается внутренних рынков нефти, нефтепродуктов и энергетического угля, то требуется кардинальная их реорганизация под одну из моделей рынков с регулируемыми ценами. Это – наиболее сложная реорганизация.

3.6. В теории микроэкономики ***известно несколько моделей рынков с регулируемыми ценами,*** которые могут быть применены для внутренних рынков энергоносителей в России:

1. ***Регулируемая естественная монополия,*** представляющая собой отрасль или производственную систему, в которой благодаря положительному эффекту масштаба весь продукт может производиться ***одной*** фирмой с меньшими издержками (и ценами), чем двумя или бóльшим числом фирм. В этом случае экономически целесообразен монопольный рынок, однако фирма-монополист должна регулироваться государственными (региональными, муниципальными) органами, включая установление цен на ее продукцию, чтобы она не злоупотребляла своим монопольным положением.

Такая модель рынка действует сейчас в России в газовой отрасли и системах теплоснабжения с одним единственным теплоисточником. До последнего реформирования электроэнергетики России (примерно до 2005 г.) эта же модель применялась на региональных розничных рынках электроэнергии, и к ней следует там вернуться. Возмож-

но, что она может оказаться целесообразной и на некоторых других внутренних рынках энергоносителей.

2. ***Регулируемая монопсония («Единственный покупатель»)*** – рынок, на котором имеется один единственный покупатель. Организация такого рынка целесообразна ***для реализации конкуренции между производителями.*** В этом случае государство создает специальную распределительно-сбытовую компанию (РСК), которая закупает энергоносители у всех производителей (конкурирующих друг с другом за поставку продукции РСК) и перепродает их потребителям. Такая компания является монополистом по отношению к потребителям, поэтому она должна регулироваться государством, включая назначение цен (тарифов) на энергию как покупаемую у производителей, так и продаваемую потребителям.

Примеры рынка «Единственный покупатель»:

– оптовые рынки электроэнергии в ряде стран (российский Федеральный оптовый рынок электроэнергии до 2005-2006 гг., рынки электроэнергии в КНР, Индии и др.);

– рынки тепловой энергии с несколькими экономически независимыми источниками тепла и единой распределительно-сбытовой компанией.

Наряду с эффектом конкуренции производителей, в регулируемой монопсонии обеспечиваются планомерное и бездефицитное развитие источников энергии и отсутствие монопольной прибыли производителей (т.е. минимально возможные тарифы у потребителей). Торговля энергией в этом виде рынка осуществляется по регулируемым долгосрочным договорам (на 1–15 лет) между РСК и производителями и между РСК и потребителями. Наибольший срок (10–15 лет) и более высокие цены необходимы в договорах с новыми производителями, выигравшими конкурс на строительство новых необходимых объектов, для окупаемости их инвестиций. Тарифы для потребителей устанавливаются, исходя из средневзвешенной цены производителей.

3. ***Регулируемая олигопсония*** – рынок, в котором имеется несколько покупателей (ими являются территориальные, или региональные РСК), а также, естественно, несколько производителей (как и в монопсонии). Это – наиболее сложный вид рынка, слабо исследованный теоретически. При регулировании такого рынка (включая установление цен) регулирующий орган должен проводить расчеты по оптимальному распределению продукции различных производителей между разными потребителями. Эти расчеты заменяют «невидимую руку рынка», которая неправильно действует в несовершенных рынках.

В качестве аналогов регулируемой олигопсонии можно указать:

– российский НОРЭМ (Новый оптовый рынок электроэнергии и мощности), каким он был при его введении в 2006 г., когда вся электроэнергия продавалась по регулируемым долгосрочным договорам (РДД) между множеством производителей и множеством покупателей (в чистом виде такой рынок просуществовал 1 год, а с 2007 г. началось принудительное снижение доли РДД с доведением ее до нуля к концу 2010 г.);

– существующий оптовый рынок электроэнергии в Бразилии, где 100 % энергии, продаваемой каждым производителем, и 100 % энергии, покупаемой территориальными РСК, должны быть обеспечены долгосрочными договорами между РСК и производителями.

Можно ожидать, что по модели регулируемой олигопсонии будет целесообразно организовать в России наиболее сложные внутренние рынки нефти, нефтепродуктов и энергетического угля для снижения цен на эти виды топлива.

3.7. При регулировании рынков и цен энергоносителей ***важную роль должны играть Федеральная антимонопольная служба (ФАС) и Федеральная служба по тарифам (ФСТ)*** с их региональными отделениями. Их участие в том или ином виде необходимо и при проведении рассматриваемых исследований. Мероприятия по предполагаемой реорганизации рынков энергоносителей и методология установления цен на них должны быть согласованы с ФАС и ФСТ, которые

будут осуществлять потом государственный контроль за функционированием этих рынков и формированием цен. Потребуются, по-видимому, корректировки и дополнения в методические и инструктивные материалы ФАС и ФСТ.

3.8. Регулируемые внутренние ***цены энергоносителей должны быть минимально возможными*** (допустимыми в экономическом отношении). Они должны устанавливаться, исходя из следующих ***принципов:***

1. Минимальные цены на энергоносители должны ***покрывать все виды издержек,*** необходимых для их производства и транспорта, а также налоги.
2. В минимальные цены включается ***нормальная*** прибыль энергокомпаний (3–8 %).
3. Во внутренних ценах на энергоносители не должна содержаться ***монопольная*** прибыль, представляющая собой превышение цены над предельными издержками и нормальной прибылью компании.
4. Регулируемые цены (тарифы) для производителей должны ***устанавливаться на длительный срок*** (2–3 года) с ежегодной индексацией на инфляцию, чтобы энергокомпании имели стимул и время для снижения издержек и получения ***экономической*** прибыли (сверх нормальной).
5. В тарифы для потребителей включается при необходимости ***инвестиционная составляющая*** для окупаемости инвестиций в новые или модернизируемые объекты систем топливо- и энергоснабжения.
6. Цены какого-либо энергоносителя для потребителей должны устанавливаться как среднеотраслевые с дифференциацией по территориям (регионам) в зависимости от затрат на транспорт от места производства. Для этого могут потребоваться специальные расчеты по определению для каждого региона целесообразного состава предприятий, снабжающих его данным энергоносителем, а также ***средневзвешенных цен*** этих предприятий с учетом транспортных издержек.

3.9. ***Повышение цен на энергоносители не может являться энергосберегающим мероприятием для условий России.*** Энергосбережение – понятие экономическое, оно не может быть самоцелью. Первичными здесь являются цены энергоносителей, которые в России нужно стремиться сделать минимально возможными. И, исходя уже из таких цен, потребители будут оценивать эффективность для них тех или иных энергосберегающих мероприятий.

4. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ.

В соответствии с целями, указанными в разделе 1, можно выделить следующие задачи, требующие исследований применительно к ***каждому виду*** энергоносителей:

4.1. Теоретические (экономико-математические) исследования моделей организации рынков с регулируемыми ценами.

Имеются в виду названные выше регулируемые естественная монополия, монопсония и олигопсония. В процессе исследований должны быть рассмотрены конкретные формы организации таких рынков и методы их государственного регулирования, включая процедуры установления цен (тарифов) для производителей и потребителей. В состав исследований целесообразно включить изучение имеющейся литературы в области микроэкономики с описанием таких моделей; анализ зарубежного опыта организации и функционирования таких рынков; математическое моделирование процессов торговли и ценообразования при различных формах организации регулируемых рынков с проведением имитационных расчетов; выбор наиболее целесообразных видов (и форм) моделей рынка для различных энергоносителей.

4.2. Анализ внутренних рынков энергоносителей с точки зрения выполнения (возникновения) на них условий (требований) совершенной конкуренции.

Особого внимания заслуживает требование «свободного входа в рынок новых производителей», которое не выполняется фактически на рынках всех видов энергоносителей, ввиду большой капиталоемкости и длитель-

ных сроков строительства энергетических объектов. В ***краткосрочном периоде*** (в микроэкономическом смысле) имеется ***физический*** (технологический) ***барьер*** для входа в рынок ***новых*** производителей, так как требуется несколько лет для строительства новых объектов. Импорт энергоносителей железнодорожным транспортом для условий России также исключается, ввиду превышения мировых цен над издержками российских производителей. В ***долгосрочном периоде возникает экономический*** (ценовой) ***барьер*** для новых производителей, так как цены, которые могут предложить новые производители, содержат составляющую для окупаемости инвестиций и значительно выше, чем цены, предлагаемые уже существующими производителями. Необходим также анализ и других условий совершенной конкуренции.

Показ несовершенства внутренних рынков энергоносителей является обоснованием необходимости их государственного регулирования.

4.3. Комплексный анализ причин роста цен на рынках энергоносителей России.

Такой анализ должен проводиться специально для ***каждого вида*** энергоносителей с учетом особенностей соответствующей отрасли. Наряду с общим несовершенством рынков, в числе таких причин могут быть высокие мировые цены большинства энергоносителей и стремление энергокомпаний к их максимальному экспорту; недостаточная модернизация или развитие систем энергоснабжения с образованием дефицита энергоносителя; назначение повышенного налогового бремени для решения государственных бюджетных проблем; недостатки государственного (регионального, муниципального) регулирования цен энергоносителей (там, где оно осуществляется), и др.

4.4. Оценка последствий роста цен энергоносителей для экономики и социальной сферы России. Предварительный перечень последствий:

1. ***Потеря конкурентоспособности*** отечественной продукции на внутренних и мировых рынках. Здесь нужно оценить ***повышение*** энергетической или топливной составляющей издержек основных видов продуктов, ввиду ***превышения*** фактических внутренних цен соответствующих видов энергоносителей над издержками их производства. Это относится ко многим отраслям перерабатывающей промышленности (машиностроительной, химической и др.) и сельскому хозяйству.
2. ***Банкротство*** многих частных предприятий ***малого и,*** особенно, ***среднего бизнеса.***
3. ***Удорожание всех видов транспорта.***
4. ***Энергетика превратилась в тормоз развития экономики России.*** Энергетика *изымает* из других отраслей промышленности, сельского хозяйства и транспорта не менее 3 трлн. рублей в год в виде ***сверхприбылей энергокомпаний***. Рост ВВП России снижается из-за чрезмерно высоких цен энергоносителей на 2–3 %. Аналогично, темпы роста промышленного производства уменьшаются на 3–5 %. При этом, как уже отмечалось, основная часть сверхприбылей энергокомпаний выводится их владельцами за рубеж.
5. ***Становятся невозможными*** модернизация производств, создание новых высокотехнологичных отраслей и общий подъем экономики и социальной сферы России.

4.5. Выбор наилучшей модели организации регулируемого рынка для каждого вида энергоносителей и разработка мероприятий по реорганизации существующих рынков.

Здесь используются результаты исследований по рассмотренным выше задачам 4.1–4.3. Как отмечалось в пункте 3.6, можно ожидать, что модель регулируемой естественной монополии окажется наилучшей для внутреннего рынка природного газа, розничных рынков электроэнергии и рынков тепловой энергии с одним источником тепла, модель «Единственный покупатель» (регулируемая монопсония) – для оптового рынка электроэнергии и рынков тепловой энергии с несколькими теплоисточниками, а модель регулируемой олигопсонии – для рынков нефти, нефтепродуктов и энергетического угля. Однако, уверенные выводы по моделям, а также мероприятия по реорганизации

существующих рынков можно получить лишь по результатам детальных исследований.

4.6. Разработка рекомендаций по установлению минимально возможных внутренних цен на различные виды энергоносителей.

Для этого необходимо исследовать общий механизм формирования издержек производства и транспорта каждого вида энергоносителей (их состав, зависимость от региональных условий, цен расходуемых материалов, налогов и т.п.). Особого рассмотрения требует ***инвестиционная составляющая*** цены, необходимая для обеспечения развития соответствующей системы энерго- или топливоснабжения, которая будет зависеть от модели организации рынка. Необходимо также уяснить целесообразную величину (процент) ***нормальной прибыли*** энергокомпаний. Следует провести иллюстративные расчеты минимально возможных цен энергоносителей с использованием, по возможности, разработанных математических моделей.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

Проблема снижения внутренних цен на энергоносители исключительно важна для России. Для ее решения требуются комплексные исследования применительно к каждому виду энергоносителей. Для большинства энергоносителей цель и смысл исследований состоят в преобразовании существующих несовершенных рынков под модели рынков с регулируемыми ценами.

Учитывая разнообразие энергоносителей и комплексный (междисциплинарный) характер исследований, в их проведении должны участвовать несколько научно-исследовательских институтов разного профиля. Представляется целесообразным заявить и разработать интеграционный проект с условным названием «Дешевая энергия для безопасности и развития России». От Сибирского отделения РАН в этом проекте могли бы участвовать Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева, Институт экономики и организации промышленного производства, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.Л. Трофимука и некоторые другие.

Финансирование такого проекта должно быть достаточно большим, ввиду большого объема и сложности исследований, а также исходя из многостороннего и очень крупного эффекта от реализации проекта. Количественно этот эффект может составить порядка 500 млрд. рублей в год. Поэтому, стоимость проекта в 50-100 млн. рублей (0,01-0,02 % от годового эффекта) не должна казаться высокой. Финансирования проекта можно ожидать от Минэкономразвития РФ.

В заключение еще раз подчеркнём исключительную важность снижения внутренних цен энергоносителей в России до минимально возможных. Если на мировые цены отдельная страна влиять не может, то внутренние цены могут и должны регулироваться государством в интересах своей экономики и населения.

Авторы ожидают и надеются, что руководство страны скорректирует свою политику в отношении внутренних цен и рынков энергоносителей.

6. ЛИТЕРАТУРА.

1. Эдер Л.В. Нефтегазовый комплекс в экономике России. // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2013. № 4. С. 48–56.
2. Беляев Л.С. России необходимы минимальные внутренние цены на энергоносители. // Энергия: экономика, техника, экология. 2012. № 6. С. 2–9.

Методические подходы к долгосрочному прогнозированию электропотребления восточных регионов России

А.Г. Корнеев, Г.В. Агафонов, А.С. Цапах

Рассматриваются вопросы долгосрочного прогнозирования экономики и электропотребления Восточной Сибири и Дальнего Востока в увязке с основными макроэкономическими показателями страны в целом. Представлены результаты мониторинга прогнозируемых и фактических уровней электропотребления страны и макрорегионов. В целях повышения качества прогнозов, исходя из ретроспективного анализа развития экономики и энергетики, предлагается при прогнозировании учитывать ряд факторов, ограничивающих, как экономический рост и электропотребление страны в целом, так и её регионов. С учётом большой неопределённости развития экономики в долгосрочной перспективе принимаемые исходные параметры для прогноза задаются сценарно.

Ключевые слова: **экономический рост, инвестиции, инвестиционные проекты, инвестиционная отдача, валовой выпуск продукции, эластичнось, материальные затраты, электропотребление, валовой региональный продукт (см. низ страницы).**

1. ВВЕДЕНИЕ

Вопросы ускоренного экономического роста на базе промышленного освоения природных ресурсов, развития транспортной и энергетической инфраструктуры, экспорта энергетической продукции в страны АТР, улучшения демографической ситуации и повышения уровня жизни населения в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока стоят на повестке дня уже не одно десятилетие и становятся всё более актуальными.

Одной из базовых инфраструктурных отраслей, обеспечивающих развитие новых крупных и энергоёмких производств, является электроэнергетика. Её опережающее развитие должно быть ориентировано на прогнозируемые уровни электропотребления. В этой связи значительно возрастает роль долгосрочного прогнозирования и планирования развития Восточной Сибири и Дальнего Востока и, особенно, с точки зрения обоснованности прогнозирования электропотребления.

2. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ: СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПРОГНОЗЫ И НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СПОСОБОВ ЕГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

2.1. Мониторинг прогнозов электропотребления страны и её восточных регионов

В России на федеральном и региональном государственном уровнях систематически разрабатываются среднесрочные и долгосрочные прогнозы развития энергетики и отдельных её отраслей. К разработанным за последние 7 лет документам, в составе которых выполнялись прогнозы электропотребления, относятся:

- Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная Правительством Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р;
- Генеральная схема развития электроэнергетики до 2020 г., утвержденная Правительством Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р;
- проект Генеральной схемы развития электроэнергетики до 2030 г., одобренный Правительством Российской Федерации 3 июня 2010 года;
- проект Энергетической стратегии России до 2035 г., разработанный Минэнерго в начале 2014 г.

Мониторинг существующих прогнозов электропотребления в стране в целом и её восточных регионах в рамках разработанных документов показал значительное расхождение прогнозируемых показателей, как с фактическими, так и с показателями, прогнозируемыми в последующие годы. Если согласно Генеральной схемы развития электроэнергетики до 2020 г., разработанной в 2008 г.,

электропотребление России в 2015 г. должно было составить 1426-1600 млрд. кВтч, то фактически оно ожидается на уровне 1060 млрд кВтч, что на 26-34 % ниже прогнозных показателей. По Дальневосточному федеральному округу ошибка прогноза и того больше – 18-40 %. Прогнозируемый уровень электропотребления на более дальнюю перспективу в зависимости от времени прогноза также существенно корректировался: с 2008 г. по 2014 г. электропотребление России на 2030 г. снизилось с 1740-2164 млрд кВтч до 1292-1352 млрд кВтч, т. е. на 448-812 млрд кВтч или на 26-38%. Примерно на таком же процентном уровне находилась и корректировка прогнозов электропотребления Восточной Сибири и Дальнего Востока (таблица 1).

ТАБЛИЦА 1. РАЗНОВРЕМЕННЫЕ ПРОГНОЗЫ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ РОССИИ И ЕЁ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ

Вид документа	Год выхода прогноза	Объём электропотребления в 2030 г., млрд кВтч*		
		Россия	Восточная Сибирь	Дальний Восток
Энергетическая стратегия России до 2030 г.	2009	1740-2164	235-295	75-93
Генеральная схема развития электроэнергетики до 2030 г.	2010	1553-1860	210-250	70-80
Сценарные условия развития электроэнергетики до2030 г.	2012	1433-1554	195-210	65-70
Проект энергетической стратегии России до 2035 г.	2013	1372-1450	185-195	65-68
Прогноз ИСЭМ	2014	1292-1352	177-185	59-62
Снижение прогнозного электропотребления за 2009-2014 гг.		448-812	58-110	16-31
Прогноз 2014 г. в % к 2009 г.		74-62	75-63	78-66

*даны минимальный и максимальный варианты электропотребления

Мониторинг прогнозных показателей и ретроспективный анализ развития энергетики показали, что прогнозируемые уровни электропотребления по рассматриваемым первым трём прогнозам были далеки от реальности. Так, по России прирост электропотребления за 2010-2030 гг. прогнозировался по вариантам от 400 до 1140 млрд кВтч, что по максимальному варианту превышает прирост производства электроэнергии с 1970 г. по 1990 г. (за 20-летний стабильный период её развития) почти в два раза, хотя за такой же период 1992-2013 гг. современной России объём её электропотребления не достиг показателей 1990 г.

Высокая неустойчивость прогнозных показателей электропотребления и их подверженность практически ежегодной значительной корректировке говорит о недостаточном учёте в применяемых методах прогнозирования факторов, ограничивающих развитие экономики страны в целом и её регионов. В этой связи совершенствование способов долгосрочного прогнозирования электропотребления макрорегионов является актуальной задачей, что и составляет предмет данной работы.

2.2. Направления совершенствования способов долгосрочного прогнозирования электропотребления макрорегионов страны

К основным экономическим факторам, недостаточно учитываемым при долгосрочном прогнозировании, следует отнести:

- нестабильность социально-экономического развития страны и регионов, вызываемая повторяющимися финансово-экономическими кризисами;
- низкий уровень реализуемости предлагаемых инвестиционных проектов;
- при прогнозировании социально-экономического и энергетического развития не достаточно или вообще не учитывается ограниченность инвестиций.

Кризисы существенно снижают среднегодовые показатели развития экономики за длительный период. Например, фактические среднегодовые темпы роста валового выпуска продукции в России за 19-х летний период (1995-2013 гг.) с учётом кризисных спа-

дов составили 103,3 %, а по инвестициям – 104.2 %. Однако, если бы кризисов не было и темпы роста оставались стабильными (на уровне докризисных лет), то среднегодовые темпы роста могли бы составить: по валовому выпуску – 106,0 %, а по инвестициям – 109,5 %., т.е. среднегодовой темп прироста мог бы быть в 2 раза выше. В неустоявшейся рыночной и открытой экономике кризисы могут наблюдаться и в будущем. Не учёт этого фактора, т.е. переносимости ретроспективной динамики показателей на прогнозируемый период, зачастую делает прогнозы развития экономики и энергетики чрезмерно оптимистичными, что и наблюдалось в практике прогнозирования, поскольку в перспективе в качестве «умеренного сценария» экономический рост предусматривался на уровне 105,5-106,5 % в год.

Низкий уровень реализуемости предлагаемых инвестиционных проектов, включая энергоёмкие, в основном связан со слабой проработкой спроса на внутреннем и внешнем рынках и конкурентоспособности выпускаемой продукции, с необеспеченностью инвестиционными ресурсами и с низкой эффективностью (окупаемостью) проектных затрат. Ярким подтверждением влияния фактора реализуемости проектов на прогнозируемый уровень электропотребления является «проектный» прогноз электропотребления регионов Дальнего Востока до 2020 г., выполненный Дальневосточным филиалом ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» в 2007 г. [1]. Из 1130 заявленных в ДФО проектов было отобрано 140, как имеющих высокую степень вероятности их реализации.

На их базе прогнозируемая потребность ДФО в электроэнергии в 2015 г. составляла 120 млрд кВтч (при 40 млрд кВтч в 2006 г.). Фактическое же электропотребление в 2015 г. не превысит 46 млрд кВтч, т.е. можно говорить, что к этому году из энергоёмких были реализованы единицы проектов. С переходом России к рыночным отношениям внимание к инвестициям, как к фактору, ограничивающему реализацию новых проектов и развитие экономики в целом, было ослаблено, и при прогнозировании социально-экономического развития страны и регионов, как правило, оценивалась только потребность в инвестициях. Придерживаясь принципа «рыночного саморегулирования» инвестиционно-экономических процессов, происходящих во внебюджетной сфере, государство рассчитывало на необходимый и, в принципе, неограниченный приток инвестиций с внешнего рынка капиталов в виде прямого участия в проектах и получения относительно дешёвых кредитов. Однако, учитывая высокие инвестиционные риски, приток иностранного капитала в Россию носит ограниченный характер и более того – во избежание этих рисков наблюдается высокий уровень оттока местного капитала за рубеж.

Таким образом, ретроспективный анализ прогнозов экономического развития и электропотребления России и её восточных макрорегионов показал их тесную связь с инвестициями и необходимость их учёта тем или иным способом в применяемых методах прогнозирования.

3. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГОВ И КРУПНЫХ МАКРОРЕГИОНОВ

3.1. Исходные положения формирования расчётной схемы (модели) прогнозирования электропотребления

Основным методическим принципом формирования модели долгосрочного прогнозирования электропотребления (на 20 и более лет) является положение о преобладающей инвестиционной зависимости федеральных округов и отдельных их регионов от федерального центра. Т.е. инвестиции, обеспечивающие

региональный экономический рост, являются для регионов ограниченным ресурсом и зависят от их общего объёма в стране, который также ограничен, поскольку формируется в среде целого ряда неблагоприятных внутренних и внешних факторов.

В социальной сфере эта зависимость связана с хронической ограниченностью инвестиционных ресурсов в региональных и местных бюджетах для её развития, что во многом компенсируется поступлением средств из федерального бюджета через различные социальные федеральные программы.

Реальный сектор региональной экономики ещё в большей степени зависит от внешних инвестиций, включая средства федерального бюджета. Эта зависимость, прежде всего, проявляется через создание в регионах производственной инфраструктуры, необходимой для размещения крупных производств в мало освоенных территориях и финансируемой федеральным бюджетом или крупными госкорпорациями. Приток инвестиций в регионы из внебюджетных источников также опосредован целым рядом экономических регуляторов федерального уровня. К ним относятся: налоговая политика, кредитная политика центрального банка, лицензионная политика в сфере регионального недропользования, низкий уровень защиты частных инвестиций (особенно иностранных) и страхования, сложность ведения бизнеса, высокий уровень коррупции и нецелевого использования выделяемых инвестиционных средств, низкая активность государства по продвижению крупных региональных проектов среди российских и зарубежных инвесторов и формированию региональных и межрегиональных вертикально интегрированных кластеров, обеспечивающих глубокую переработку сырья и сбыт конечной продукции, провоцирование внутренних или усугубление исходящих извне экономических кризисов неадекватной финансово-экономической политикой государства и др. Таким образом, формирование общего объёма инвестиций в России и темпов их роста обеспечивается главным образом инвестиционно-регулирующими инструментами федерального центра. И поскольку эти инструменты не совершенны, не достаточно эффективно увязаны с интересами инвесторов и регионов, то приток инвестиций в развитие экономики России подвержен ограничениям, и инвестиции становятся ограниченным ресурсом для России, а вследствие этого, и для её регионов. Исходя из этого положения, на начальном этапе прогнозирования электропотребления, т. е определении перспективных показателей экономического развития макрорегиона (валового выпуска продукции, валового регионального продукта и др.) прогнозируются инвестиции верхнего уровня, т.е. в российскую экономику в целом. Данный прогноз осуществляется на основе задаваемых темпов роста инвестиций в основной капитал с учётом ретроспективных среднегодовых темпов их роста за длительный период, включающий, как благоприятные, так и неблагоприятные (кризисные) годы развития экономики страны.

На втором этапе оцениваются инвестиции по федеральным округам, а при определённых задачах, и по субъектам федерации на основе сложившейся их территориальной структуры. Анализ ретроспективной структуры инвестиций России по федеральным округам говорит о её относительно высокой долговременной устойчивости, что является следствием ряда объективных факторов, формирующих данные структурные пропорции. К одному из таких факторов можно отнести уровень, имеющегося в регионе «эффективного ресурсного потенциала» (природные, инфраструктурные, трудовые, производственно-технологические, инновационные, климатические условия, сбытовые преимущества и другие ресурсы), который является естественным регулятором инвестиционных потоков.

По данным статистики за 1975-1990 гг. [2] в этот наиболее стабильный период экономического развития России разброс доли районов (округов) в общих инвестициях составлял 1-2 %, за исключением Уральского, в Тюменской области которого интенсивно развивался нефтегазовый комплекс.

В 90-е годы, при переходе к рыночной экономике структура инвестиций по округам была подвержена значительным колебаниям

и не является характерной для устоявшейся экономики (рис. 1).



Рис. 1. Структура инвестиций по федеральным округам РФ

Начиная с 2000 г. структура инвестиций заметно стабилизировалась, и за последние пять лет её колебание по округам также составляет 1-2 %.

Изучение динамики инвестиций по округам за длительный период времени, наряду со структурными изменениями, позволяет выявить тенденции этих изменений и использовать при прогнозировании инвестиций в разрезе округов в долгосрочной перспективе. В последние 10-15 лет наблюдается тенденция снижения доли инвестиций Центрального, Северо-Западного, Приволжского и Уральского округов, тогда как доля Южного (с учётом Северо-Кавказского), Сибирского и Дальневосточного округов возрастает.

Другим важным принципом формирования расчётной схемы модели является использование показателя инвестиционной отдачи, позволяющей связать динамику валового выпуска непосредственно с динамикой инвестиций через коэффициенты их эластичности. Это, с одной стороны, упрощает расчёт по сравнению с представлением экономического развития через процесс формирования основных фондов, связанный с необходимостью прогнозировать и экспертно задавать значительное количество дополнительных управляющих параметров, с другой стороны, позволяет обойти проблему неполноты статистической информации по воспроизводству основных фонов и их увязки с валовым выпуском по видам деятельности.

При долгосрочном прогнозировании в связи с большой неопределённостью будущих условий развития модель в отраслевом разрезе (по видам деятельности) должна быть максимально агрегированной, но позволять учитывать структурные изменения в экономике, влияющие на уровень электропотребления (т.е. на основе перераспределения инвестиций сценарно формировать структуру потребителей энергии). В соответствии с «энерго-сырьевым» и «инновационным» сценариями экономического развития, рассматриваемыми Правительством в долгосрочной перспективе, в модели учитываются следующие виды деятельности:

- добыча топливно-энергетических полезных ископаемых;
- добыча полезных ископаемых, кроме топливно-энергетических;
- металлургическое производство и производство готовых изделий
- нефте- и газопереработка;
- обработка древесины и производство изделий из дерева;
- целлюлозно-бумажное производство;
- производство машин и оборудования;
- прочие обрабатывающие производства;

- производство электро- и теплоэнергии;
- сельское хозяйство;
- торговля;
- строительство;
- транспорт и связь;
- прочие виды деятельности.

Следует заметить, что перечень включаемых в модель видов деятельности может расширяться или сужаться в зависимости от горизонта долгосрочного прогнозирования и сценарных условий развития экономики и энергетики.

3.2. Модель прогнозирования электропотребления макрорегионов с учётом ограничивающего инвестиционного фактора в развитии экономики

В рамках выполняемых в институте научных исследований разработана нормативно-имитационная модель для долгосрочного прогнозирования электропотребления. Модель является модификацией рекуррентной имитационной модели для прогнозирования энергетики и экономики региона при разработке региональных энергетических программ [3]. Её расчётная схема представлена на рис. 2.

Как было отмечено в разделе 3.1, расчёты по прогнозированию электропотребления макрорегионов начинаются с прогнозирования общего объёма инвестиций в основной капитал по стране в целом. Эти инвестиции распределяются по федеральным округам по сложившейся к базовому году структуре с последующей её корректировкой согласно принятым сценариям экономического развития округов.

В соответствии с заданными объёмами инвестиций по округам рассчитываются валовые выпуски по видам деятельности. На их основе с помощью нормативов вычисляются материальные затраты по видам: уголь, газ, нефтепродукты, электро- и теплоэнергия и др.), а также добавленная стоимость (как разность между валовым выпуском и материальными затратами).

Рассчитанные по каждому виду деятельности материальные затраты суммируются, формируя итоговые показатели по федеральному округу (макрорегиону) в целом. Аналогичным образом (т.е. по нормативам) рассчитываются и общие затраты (в которых, помимо материальных затрат, учитываются оплата труда и отчисления на соцстрах), после чего рассчитывается вало-

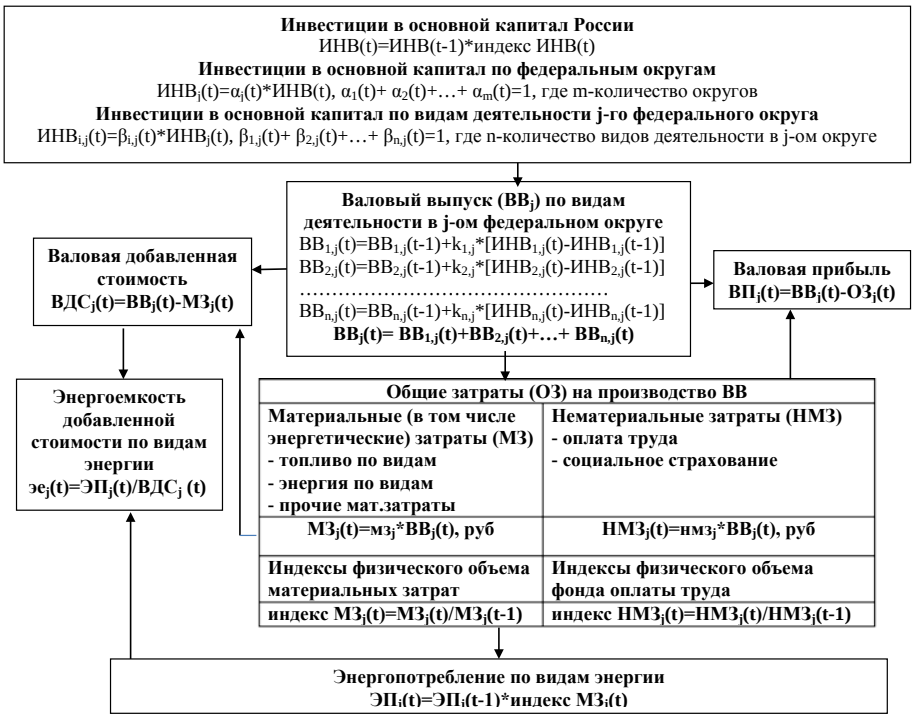


Рис. 2. Укрупнённая схема модели прогнозирования энергопотребления макрорегионов с учётом инвестиционного фактора в развитии экономики

вая прибыль как разность между валовым выпуском и общими затратами.

По всем видам энергетических затрат (предварительно просуммированных по всем видам деятельности макрорегиона) рассчитываются ежегодные индексы физического объема. Они используются для оценки перспективной потребности в электроэнергии и других энергоресурсах в натуральном выражении, т. е. по ним индексируются фактические объёмы потребления энергетических ресурсов в натуральном выражении базового для прогнозирования года. Этот расчет основывается на допущении о совпадении индексов физического объема материальных затрат с индексами физического объема потребления энергоресурсов, что вполне допустимо, когда прогноз всех стоимостных показателей осуществляется в неизменных ценах (например, в ценах базового года).

На данный момент ведётся формирование информационной базы для модели. Вместе с тем, была проведена предварительная апробация модели в части прогнозирования валового выпуска России на ретроспективных данных за 1970-1990 гг., которая дала удовлетворительное соответствие с фактическими данными (погрешность составила менее 10 %).

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе даётся количественный анализ прогнозов электропотребления России и её макрорегионов (Восточной Сибири и Дальнего Востока), выполненных в 2008-2014 гг. и сформулированы направления совершенствования методов его прогнозирования. В предлагаемой схеме прогнозирования электропотребления основной упор делается на инвестиционный фактор, способный существенно повысить достоверность прогнозов в долгосрочной перспективе, так как инвестиционная деятельность в регионах рассматривается в увязке с общероссийской.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Прогноз потребности в электрической энергии и мощности крупных инвестиционных проектов, намеченных к реализации в Дальневосточном федеральном округе в перспективе до 2020 года. Аналитический отчёт. АПБ. Хабаровск. 2007 http://www.e-apbe.ru/

[2] Инвестиции в основной капитал по регионам России за 1975-2013 гг. по полному кругу организаций. http://www.gks.ru/dbscripts/cbsd_internal/DBInet.cgi?pl=2702005

[3] Корнеев А.Г., Агафонов Г.В., Цапах А.С. Применение рекуррентной имитационной модели для прогнозирования энергетики и экономики региона при разработке региональных энергетических программ. //Математические и информационные технологии в энергетике, экономике, экологии. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2004. С. 53-62.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Корнеев Анатолий Григорьевич - с.н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (г. Иркутск), в 1968 году окончил Новосибирский государственный университет по специальности «применение математических методов в экономике». Основные научные интересы: прогнозирование и изучение энергетических, материальных, финансовых и трудовых взаимосвязей экономики и ТЭК регионов.



Агафонов Глеб Владимирович – к.т.н., н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (г. Иркутск), в 1969 году окончил Новосибирский государственный университет по специальности «применение математических методов в экономике». Основные научные интересы: исследование взаимосвязей экономики и энергетики регионов, прогнозирование развития угольной промышленности и других отраслей ТЭК регионов.



Цапах Александр Соломонович – н.с. Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (г. Иркутск), в 1985 г. окончил Иркутский государственный университет им А.А. Жданова по специальности «прикладная математика». Основные научные интересы: исследование долгосрочных взаимосвязей экономики и энергетики страны и регионов, моделирование динамических систем.

ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СПРОСА НА ТОПЛИВО НА РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКАХ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Е.В. Гальперова, Д.Ю. Кононов, О.В. Мазурова.

Предлагается методический подход к оценке спроса на топливо в регионах в долгосрочной перспективе. Особенностью подхода является оценка ценовой эластичности спроса на топливо разных групп крупных потребителей в регионе на основе конкуренции разных видов топлива. Для этого разработаны модели топливоснабжения потребителей, отличительной чертой которых является совместное использование метода оптимизации и метода Монте-Карло с возможностью задания исходных показателей и ограничений в виде интервалов их перспективных значений. Приводятся результаты экспериментальных расчетов ценовой эластичности газа для укрупненных регионов России в 2020 г. и 2030 г. при разных предположениях о характере неопределенности будущих условий.[1]

Ключевые слова: **прогнозирование, неопределенность, метод Монте-Карло, системы топливоснабжения, цены на энергоносители, эластичность.**

1.ВВЕДЕНИЕ

Долгосрочные прогнозы возможной динамики потребности в энергоносителях являются необходимым и первоочередным этапом разработки программ и стратегий развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны и регионов и служат важным ориентиром для принятия инвестиционных решений. Совершенствованием существующих и созданием новых методов и моделей для исследования и прогнозирования энергопотребления занимаются многие специалисты и организации (см., например, [1-5]).

Усложнение взаимосвязей экономики и ТЭК, изменение методов управления, переход к рыночным отношениям, повышение роли регионального и ценового факторов ведут к росту неопределенности будущего развития страны и территорий, к неоднозначности перспективного спроса на энергоресурсы. В этой связи все большую актуальность приобретает учет влияния неопределенности исходной информации при определении прогнозных объемов энергопотребления. Разработанные ранее методы учета неоднозначности исходной информации и принятия решений в условиях неопределенности не потеряли своего значения и в настоящее время (см., например, [6-8]), однако, принципиально меняющиеся условия функционирования экономики и энергетики, возникающие новые проблемы и задачи требуют развития существующих методических подходов.

Эффективные уровни потребления того или иного энергоносителя в регионе формируются под влиянием множества факторов (используемые технологии, возможности энергосбережения и замещения одного энергоносителя другим, финансовое состояние предприятий и т.д.), однако на первый план выходят ценовые условия в регионе и оценка влияния стоимости энергоресурсов на их потребление. В первом приближении для этого можно использовать коэффициент ценовой эластичности спроса, который показывает на сколько процентов изменится потребление данного вида топлива, при изменении его цены на один процент. Следует отметить, что прогнозирование цен на энергоносители – отдельная сложная и

[1] Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Мазурова О.В. Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: galper@isem.sei.irk.ru)

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта 13-06-00303-а

важная задача, некоторые возможные пути ее решения представлены в [9-12].

Спрос на топлива в прогнозных расчетах ТЭК регионов взаимосвязан с выбором структуры, размещения и технологий новых производственных мощностей. Поэтому задача оценки потребностей в том или ином топливе таких крупных потребителей как, например, новые электростанции или котельные должна решаться одновременно с оптимизацией структуры генерирующих мощностей. При этом особого внимания заслуживает оценка и учет ценовой эластичности спроса на топливо потребителей в регионах в условиях высокой неоднозначности исходных данных.

2. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД

В ИСЭМ СО РАН разрабатывается поэтапный подход к долгосрочному прогнозированию конъюнктуры региональных энергетических рынков. Подход сочетает прогнозирование цен на энергоресурсы с имитацией поведения поставщиков (энергетических компаний) и крупных потребителей (электростанции, котельные, промышленность, транспорт, население) в зависимости от изменения цен на энергоресурсы и возможных ограничений на поставку топлива и энергии в регион (рис.1).

Для этапа выбора вариантов топливоснабжения и оценки ценовой эластичности спроса на топливо в регионе задача формулируется следующим образом: определить наиболее эффективный с точки зрения рассматриваемой группы потребителей (электростанций, котельных, транспорта, промышленных установок и т.д.) вариант топливоснабжения для удовлетворения заданного спроса на ее продукцию в регионе в ожидаемых условиях. Критерием является минимум цены продукции потребителя топлива в регионе при условии, что цены строятся на принципах самоокупаемости (самофинансирования). Для ее решения разработан модельно-программный

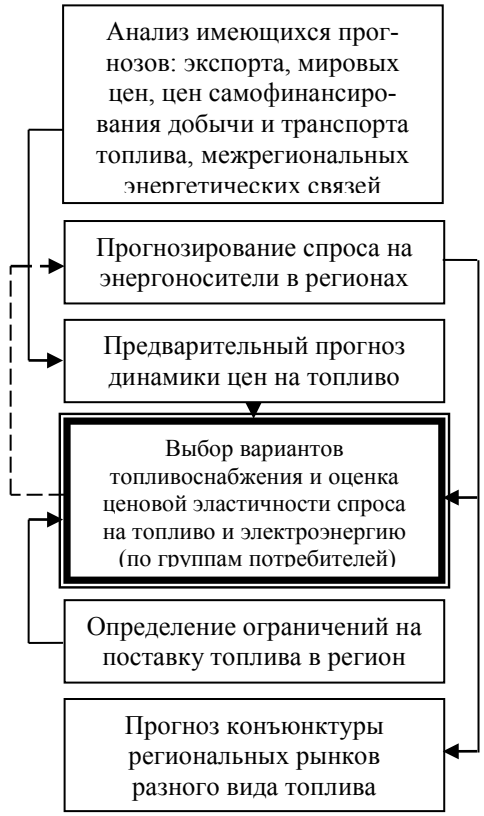


Рис. 1. Этапы прогнозирования конъюнктуры (цен и спроса) на региональных энергетических рынках

комплекс, состоящий из имитационной модели прогнозирования цен на топливо и набора Моделей Имитационных Стохастических Статических (МИСС) разных групп потребителей (см. подробнее [13]). Особенностью входящих в комплекс моделей является совместное использование метода оптимизации и метода статистических испытаний (метод Монте-Карло). Первый - для выбора рациональной структуры топливоснабжения потребителей, второй - для учета неопределенности будущих условий. Еще одной специфической чертой моделей является задание исходных технико-экономических, ценовых и других показателей и ограничений в виде интервалов их возможных значений. Характер распределения вероятности значений этих показателей внутри интервала неопределенности оценивается и задается экспертно (равномерным, нормальным, логнормальным, показательным и т.д). Спрос на данное топливо у каждой группы потребителей

определяется с учетом так называемого «потребительского эффекта» – влияния вида и качества топлива на его технико-экономические показатели, а также с учетом возможного изменения технологий производства продукции и использования топлива, возможных ограничений на поставки разных видов топлива в регион и др.

Процесс прогноза перспективного спроса на топливо в регионе происходит в следующей последовательности:

1. На основе анализа и обобщения существующих российских и зарубежных прогнозов социально-экономического развития стран и регионов, а также возможностей используемых в настоящее время и перспективных процессов и технологий в производстве разных видов продукции формируются исходные показатели для каждой группы потребителей в регионе (прогноз объемов потребления продукции, цен на разные виды топлива, удельные капиталовложения, удельные расходы сырья и топлива, режимы работы оборудования, ограничения на поставки разных видов энергоресурсов и др.) и определяются границы диапазонов их возможных значений. Экспертно оценивается и задается характер распределения вероятности внутри этого диапазона неопределенности.

2. Разрабатываются варианты топливоснабжения региона с учетом перспектив ввоза и вывоза продукции, а так же возможных ограничений на поставку разных видов топлива в регион. Для каждого из вариантов для рассматриваемой группы потребителей проводится серия модельных экспериментов, которая включает генерацию возможных к реализации неопределенных данных и условий в соответствии с их вероятностными характеристиками с учетом корреляции между некоторыми переменными. Таких серий может быть сколь угодно много из-за объективной неопределенности будущего, растущей с увеличением горизонта прогнозирования.

3. Результатом является объемы использования конкурирующих видов топлива группой потребителей при разных условиях топливоснабжения в регионе.

4. Сопоставление изменения потребности в каком-либо виде топлива при изменении его цены позволяет получить представление о ценовой эластичности спроса на него со стороны данной группы потребителей.

5. Обобщение результатов расчетов дает возможность определить как суммарный объем потребления разных видов топлива в регионе в предполагаемых условиях, так и рассчитать значения региональных коэффициентов ценовой эластичности спроса на топливо на основе структуры их потребления.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Исследовалось влияние изменения стоимости газа на объемы его использования крупными потребителями (новые электростанции, котельные, промышленность) в укрупненных регионах России для перспективы 2020 г. и 2030 г. при разном характере неопределенности исходных показателей. Рассматривалось нормальное (близкое к средним значениям) и интервальное (равномерное от нижней до верхней границы) распределение вероятности значений внутри диапазона задаваемых данных. В качестве базы для исследования был выбран один из разработанных на долгосрочную перспективу прогнозов энергопотребления (табл. 1) и цен на топливо (табл. 2).

Экспериментальные расчеты показывают, что степень изменение потребления газа в регионе при его удорожании зависит от особенностей потребителей и изменяется во времени. В качестве примера на рис. 2 представлено возможное снижение объемов использования газа некоторыми потребителями при его удорожании в Европейской части в условиях 2020 г. и 2030 г.

ТАБЛИЦА 1. ПРОГНОЗ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПО РЕГИОНАМ РОССИИ

Регион	**2020 г.**		**2030 г.**	
	Электроэнергия, млрд.кВ.ч	**Теплоэнергия, млн. Гкал**	**Электроэнергия, млрд.кВ.ч**	**Теплоэнергия, млн. Гкал**
РФ	1136-1137	1310-1315	1285-1350	1370-1420
Европейская часть	657-658	859-857	747-771	900-926
Урал	191-192	163-165	225-234	171-179
Западная Сибирь	85-86	117-117	95-103	121-128
Восточная Сибирь	145-146	107-108	161-176	112-118
Дальний Восток (южная часть)	36-37	74-75	42-47	77-81

Источник: [14]

ТАБЛИЦА 2. ПРОГНОЗ ЦЕН НА ТОПЛИВО ПО РЕГИОНАМ РОССИИ

Регион	**2020 г.**		**2030 г.**	
	газ, долл.(2013)/1000 м^3	**уголь, долл.(2013)/тут**	**газ, долл.(2013)/1000 м^3**	**уголь, долл.(2013)/тут**
Европейская часть	130-155	76-85	140-190	82-94
Урал	120-150	63-73	130-175	71-83
Западная Сибирь	120-155	58-65	135-185	64-79
Восточная Сибирь	100-140	36-50	120-170	43-60
Дальний Восток (южная часть)	135-200	67-89	165-240	72-97

Источник: [15]

Исследования также показали заметное влияние характера неопределенности исходной информации на объемы использования газа потребителями. При равномерном распределении вероятности в диапазонах исходных показателей снижение значительнее, чем при нормальном распределении, при этом сила этого влияния для разных потребителей отличается (рис. 3).

Изменение количества потребляемого газа определенной группой потребителей при изменении его цены позволяет оценить ценовую эластичность его спроса присущую этой группе.

Определение долгосрочной региональной ценовой эластичности спроса на газ основывается на перспективной структуре его потребления в регионах и расчетных значениях коэффициентов ценовой эластичности спроса для представленных групп потребителей. В предположении, что перспективная структура использования газа в регионах сохранится на уровне 2013 г. в табл. 3 показаны расчетные значения коэффициентов ценовой эластичности спроса на газ по укрупненным регионам России для перспективы 2020 г. и 2030 г. при разных представлениях о распределении вероятности принимаемых перспективных значений исходных показателей.

Из табл. 3 видно, что коэффициенты ценовой эластичности спроса на газ значительно различаются по территории, зависят от характера неопределенности исходных данных и меняются во времени..

Например, увеличение стоимости газа на 1% в Европейской части в 2020 г. может привести к снижению его потребления в регионе на 0,1% при полной

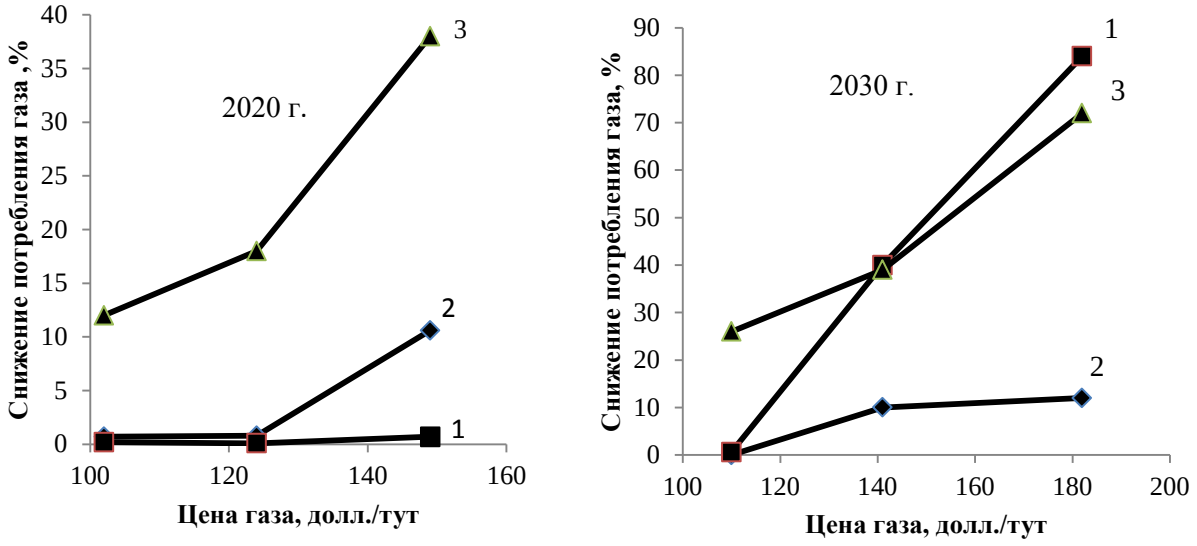


Рис.2 Возможное снижение потребления газа некоторыми потребителями при его удорожании в Европейской части в условиях 2020 г. и 2030 г.
1- новые электростанции; 2- котельные; 3-цементная промышленность
Источник: *расчеты авторов*

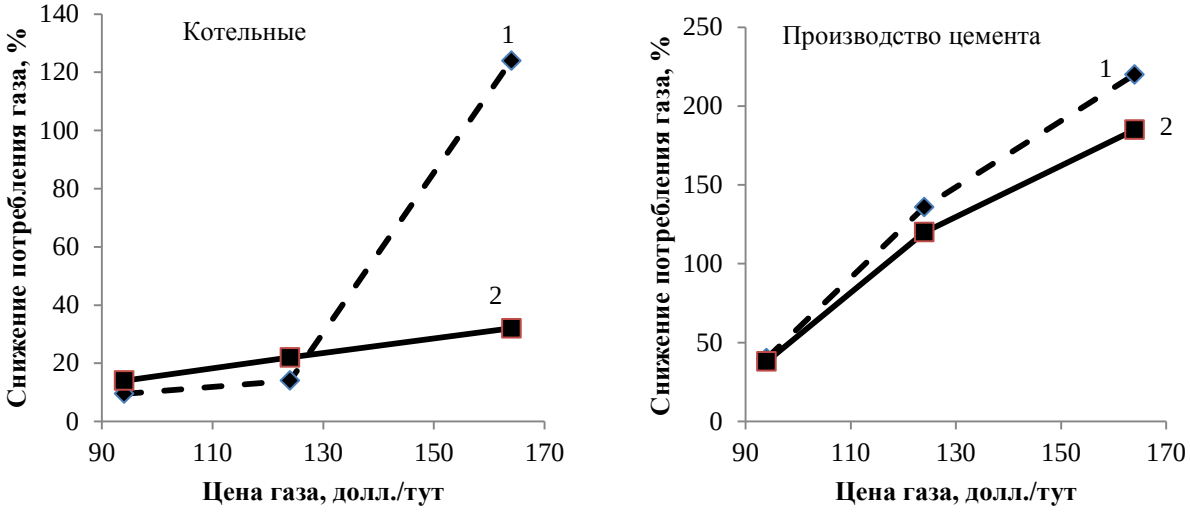


Рис.3 Влияние неопределенности исходной информации на снижение потребления газа в Восточной Сибири в условиях 2030 г.
1 - интервальное распределение вероятности, 2 -- нормальное распределение вероятности
Источник: *расчеты авторов*

неопределенности и к 0,04% при нормальном распределении. В Восточной Сибири это составит 1,29% и 1,26% соответственно. Высокая ценовая эластичность спроса на газ в этом регионе объясняется наличием дешевых углей и значительным превышением прогнозной цены газа над ценой угля (в 2,4-2,5 раза, в то время как для Европейской части оно составляет 1,5-1,8 раза).

Полученные результаты являются предварительными, требуют дальнейшего изучения и анализа, однако, дают представление о возможном снижении потребления газа в регионах в долгосрочной перспективе при разной ценовой политике.

ТАБЛИЦА 3. ПЕРСПЕКТИВНАЯ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЦЕНОВАЯ ЭЛАСТИЧНОСТЬ СПРОСА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ ПО УКРУПНЕННЫМ РЕГИОНАМ РОССИИ

Регион	**2020 г.**		**2030 г.**	
	Интервальное распределение	**Нормальное распределение**	**Интервальное распределение**	**Нормальное распределение**
Европейская часть	-0.10	-0.04	-0.61	-0.50
Урал	-0.18	-0.12	-0.44	-0.31
Западная Сибирь	-0.48	-0.47	-0.60	-0.48
Восточная Сибирь	-1.29	-1.26	-1.28	-1.25
Дальний Восток (южная часть)	-0.78	-0.74	-0.88	-0.74

Примечание: при сохранении в перспективе структуры потребления газа по регионам на уровне 2013 г.
Источник: *расчеты авторов на основе данных Росстат форма 11-ТЭР за 2013 г.*

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Экспериментальные расчеты показали работоспособность представленного выше подхода к долгосрочному прогнозированию спроса на топливо по регионам при возрастающей неопределенности будущего развития.

Сочетание оптимизации с имитацией на основе метода Монте-Карло разных комбинаций исходных данных с разной степенью их надежности расширяет аналитические возможности используемых в настоящее время методов и моделей долгосрочного прогнозирования спроса на энергоносители и конъюнктуры региональных энергетических рынков и способствует повышению обоснованности прогнозов.

Результаты экспериментальных расчетов показали зависимость спроса на топливо электростанций, котельных, промышленных потребителей от региональных особенностей, горизонта прогнозирования и характера неопределенности будущих условий.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Антонов Н., Лукина Е. Методические подходы к прогнозированию электропотребления // Энергорынок. 2013. №9 (114). С 32-39

[2] Гальперова Е.В., Кононов Ю.Д., Мазурова О.В. Прогнозирование спроса на энергоносители в регионе с учетом их стоимости // Регион. 2008. № 3. С. 207–219,

[3] Магалимов И.В. Методика прогнозирования потребности в энергоресурсах в отраслях народного хозяйства // Теплоэнергетика. 2002. № 10. С. 73–77,

[4] Филиппов С.П. Прогнозирование энергопотребления с использованием комплекса адаптивных имитационных моделей // Известия РАН. Серия Энергетика. 2010. № 4. С. 41–55.,

[5] Успенская И.Г. Современные проблемы прогнозирования энергопотребления региона (на примере Республики Коми) //Проблемы прогнозирования. 2009. №5. С. 120-133.

[6] Беляев Л.С. Решение сложных оптимизационных задач в условиях неопределенности. Новосибирск: Наука, Сиб. отделение, 1978. 128 с.

[7] Ермаков С.М. Метод Монте-Карло и смежные вопросы. М.: Наука, 1975. 472 с.

[8] Подковальников С.В. Нечеткая платежная матрица для обоснования решений в энергетике в условиях неопределенности // Известия РАН. Серия Энергетика. 2001. № 4. С. 164-173

[9] Синяк Ю.В., Куликов А.П. Два подхода к оценке перспективных цен на нефть и газ и потенциальной природной ренты в России. //Проблемы прогнозирования. 2005. №5. С. 96-120

[10] Волконский В.А., Кузовкин А.И. О регулировании цен на энергоресурсы/ / Проблемы прогнозирования. 2014. № 2. С.18-32

[11] Кононов Ю.Д., Кононов Д.Ю. Долгосрочное прогнозирование динамики цен на российских энергетических рынках // Проблемы прогнозирования. 2005. № 6. С. 53–59.

[12] Полыгалов А.С., Порохова Н.В., Саакян Ю.З. Модель предельных цен инфраструктурных отраслей //Проблемы прогнозирования. 2012. №5. С. 61-71

[13] Гальперова Е.В., Кононов Д.Ю., Тыртышный В.Н. Комплекс моделей для долгосрочного прогнозирования конъюнктуры региональных энергетических рынков. / статья из трудов конференции // XIX Байкальская Всероссийская конференция «Информационные и математические технологии в науке и управлении» Иркутск. Россия. 28 июня – 7 июля 2014 г. Часть I, с.14-21.

[14] Министерство энергетики РФ. Энергетическая стратегия России на период до 2035. Основные положения [Электронный ресурс] / Министерство энергетики РФ. – Режим доступа: http://www.energystrategy.ru/projects/docs/OP_ES-2035.doc.

[15] Кононов Ю.Д. Анализ и прогноз возможной динамики цен на топливо на мировых и российских рынках. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. 30 с.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Гальперова Елена Васильевна – ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук, доцент. Основные научные интересы: исследование закономерностей энергопотребления, долгосрочное прогнозирование спроса на энергоносители с учетом технологических укладов, жизненного уровня и ценовых показателей, долгосрочное прогнозирование конъюнктуры региональных энергетических рынков.



Мазурова Ольга Васильевна – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: долгосрочное прогнозирование и исследование тенденций и закономерностей энергопотребления в производственной сфере (промышленность, транспорт и др.); исследование взаимосвязей в развитии транспортного комплекса и ТЭК; прогнозные исследования конъюнктуры на региональных энергетических рынках.



Кононов Дмитрий Юрьевич – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: моделирование и долгосрочное прогнозирование развития ТЭК в условиях неопределенности; оценка инвестиционных рисков при разной ценовой политике.

Методический подход к анализу прогнозной области долгосрочного развития ТЭК

П.В. Ступин

В работе рассматривается задача анализа прогнозной области через определение ее границ и ранжирование входящих в нее объектов по вероятности их попадания в эту область. Нами предлагается методический подход, исходящий из понятия инвариантов – устойчивых решений и структур, получаемых в многовариантных расчетах. Подход иллюстрируется на примере оценки рискованности ввода мощностей парогазовых установок (ПГУ) в США, основанной на анализе сценариев развития американской энергетики 2014 г.

Ключевые слова: **прогнозная область, инвариант, рискованность, сценарный анализ, ПГУ, неопределенность.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Важной составляющей прогнозных исследований является определение возможной прогнозной области (в динамике ввода мощностей, в структуре отраслей ТЭК и топливно-энергетического баланса), а также выделение в ней инвариантов и зоны нестабильности (рисков). В рамках анализа прогнозной области естественным образом возникает задача оценки ее границ и ранжирование входящих в нее объектов по вероятности их попадания в эту область. Для решения этой задачи целесообразно оперировать понятием инварианта.

Под инвариантами мы понимаем устойчивые, наиболее вероятные решения, получаемые в многовариантных расчетах при ожидаемых изменениях исходных данных и при разных возможных сценариях условий развития системы. По существу, инварианты образуют нижнюю границу конуса неопределенности, если ее формировать из минимальных значений рассматриваемого показателя во многих вариантах. В прогнозных исследованиях ТЭК выделение инвариантов относится как к поиску устойчивых структур в топливно-энергетическом балансе и отраслях ТЭК, так и к определению взаимосвязанных значений минимально необходимой потребности в энергоносителях или ввода новых мощностей в электроэнергетике и в топливной промышленности. Решения и объекты, попадающие лишь в некоторых из множества имеющихся вариантов (сценариев), формируют зону нестабильности прогнозной области, или риска.

В эту зону, например, попадают новые электростанции, мощность которых располагается выше нижней границы конуса неопределенности. Чем больше значение этой мощности отличается от инвариантной, тем выше риски и тем ниже вероятность ввода станций данного типа с такой мощностью в рассматриваемый период. Верхнюю границу прогнозной области формируют мощности и объекты с максимальным риском.

Очевидно, что рискованность должна определяться с позиции удовлетворения требований (критериев, ограничений), которые принимались во внимание при решении задачи выбора рациональных вариантов в рассматриваемых условиях.

Способы анализа прогнозной области и качество его результатов во многом зависят от количества и обоснованности рассматриваемых вариантов развития ТЭК, но в любом случае нельзя обойтись без экспертных оценок особенно важных при анализе и сопоставлении разнородных прогнозов, авторы которых исходили независимо друг от друга из разных допущений. При этом значимой является прогнозная область не абсолютных значений ожидаемого производства отдельных энергоносителей или ввода мощностей, а область темпов их роста и изменений в структуре.

2. МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД

Для случая достаточно представительного и обоснованного набора вариантов (сценариев) нами предлагается следующий подход, в соответствии с которым величину вероятного места того или иного объекта со

значением (мощностью) X_i в прогнозной области можно оценить более обоснованно по доле, которую занимают варианты с мощностью большей или равной X_i в общем количестве рассматриваемых вариантов.

Сами эти варианты, как правило, получаются при условиях и сценариях, не одинаковых по достоверности. Если представляется возможность экспертно или другим способом придать веса этой сравнительной достоверности (например, по 10-ти балльной шкале) и нормировать их, то вероятность реализации в прогнозе рассматриваемого объекта со значением X равна:

$$v(t) = n_i w_i / n, \quad (1)$$

где n – общее количество вариантов, n_i - количество вариантов, в которых значение (мощность) рассматриваемого объекта не меньше X, w_i - сумма нормированных весов таких вариантов. Чем выше вероятность реализации X, тем ниже рискованность такого объекта (сценария) и соответственно:

$$R(X) = 1 - n_i w_i / n. \quad (2)$$

Предлагаемый подход ниже иллюстрируется на примере оценки рискованности ввода мощностей парогазовых установок (ПГУ) в США.

3. РАСЧЕТНЫЙ ПРИМЕР

Анализировались 30 сценариев развития американской энергетики, опубликованных в 2014 году [1]. Далее приводится их краткая характеристика и присвоенные им веса (указываются в скобках):

1. Reference case (Базовый сценарий). Средний годовой рост реального ВВП в период с 2012 по 2040 гг. составляет 2,4%. Цена на нефть в 2040 году 141 долл./барр. (10)

2. High economic growth. ВВП растет на 2,8% ежегодно. Все остальные параметры соответствуют базовому сценарию (9).

3. Low economic growth. ВВП растет на 1,9% ежегодно. Все остальные параметры соответствуют базовому сценарию (9).

4. High oil price. Высокие мировые цены на нефть (204 долл./барр. в 2040г.) (8).

5. Low oil price. Низкие цены на нефть (падение в краткосрочной перспек-тиве до $70, а затем рост до $75 к концу рассматриваемо-го периода) (8).

6. No sunset. Сценарий «без срока действия». Берется за основу базовый сценарий и предполагается бессрочное продление действия существующей энергетической политики и налоговых кредитов (2).

7. Extended policies. Берется за основу сценарий «без срока действия», но исключается продолжение субсидирования производства этанола и биотоплива и предполагается повышение требований к энергосбережению (2).

8. Accelerated nuclear retirements. Ускоренное выбытие мощностей АЭС: срок эксплуата-ции АЭС ограничивается 60 годами, а наращивание мощ-ностей возможно в пределах 0,7 ГВт (3).

9. High nuclear. Развитие электроэнергетики с высокой долей АЭС (4).

10. Accelerated coal retirements. Ускоренное выбытие мощностей в угольной промышленности (4).

11. Accelerated nuclear and coal retirements. Ускоренное выбытие мощностей в атомной и угольной отраслях. Комбинация предыдущих двух сценариев (3).

12. Low nuclear. Развитие электроэнергетики с низкой долей АЭС (4).

13. ESICA legislation. Сценарий соответствия «Постановлению об энергосбережении и промышленной конкурентоспособности» (2).

14. Low coal cost. Развитие угледобывающей отрасли при низкой себестоимости угледобычи. Рост добычи угля на 2,3% превышает заложенный в базовом сценарии, а снижение затрат на добычу достигает 25% к 2040 году относительно базового уровня (4).

15. High coal cost. Развитие угледобывающей отрасли при высокой себестоимости угледобычи. Рост добычи угля на 2,3% ниже заложенного в базовом сценарии, а увеличение затрат на добычу достигает 24-31% к 2040 году относительно базового уровня (4).

16. Low renewable technology cost. Развитие возобновляемых источников энергии при низ-ких затратах: стоимость энергии, получаемой из возоб-новляемых источников (за исключением ГЭС) на 20% ниже уровня, заложенного в базовый сценарий (2).

17. Low oil and gas resource. Ограниченные запасы нефти и газа. Коэффициент нефте- и газоотдачи на скважине принимается на 50% меньше, чем в базовом сценарии (3).

18. High oil and gas resource. Большие запасы нефти и газа. Коэффициент нефте- и газоотдачи на скважине принимается на 50% больше, чем в базовом сценарии. Предусматривается освоение источников нетрадиционной нефти (керогены и др.) (4).

19. High vehicle miles traveled. Интенсивное использование личного автотранспорта. Предполагается более высокая стоимость лицензирования и потребность в транспорте (3).

20. Low vehicle miles traveled. Менее интенсивное использование личного автотранспорта. Значения соответствующих показателей на 5% ниже, чем в базовом сценарии (2).

21. High rail liquefied natural gas. Большая доля грузовых поездов, которые могут использовать в качестве топлива СПГ (2).

22. Low rail liquefied natural gas. Относительно низкая доля грузовых поездов, которые могут использовать в качестве топлива СПГ (2).

23. 2013 demand technology. Использование потребителями только технологий доступных до 2013 года включительно. Энергоэффективность производства зафиксирована на уровне 2014 г. (1)

24. High demand technology. Заблаговременная экономическая и техническая доступность потребителям продвинутых технологий. Существенный рост энергоэффективности во всех секторах (4).

25. Best available demand technology. Использование потребителями только наиболее эффективных технологий в каждый год рассматриваемого временного периода вне зависимости от их стоимости. Рост энергосбережения в новых постройках, обслуживающих деятельность коммерческого сектора, до 50% (2).

26. No greenhouse gas concern. Сценарий игнорирования проблемы парниковых газов (2).

27. Greenhouse gas $10. Плата от $10 за каждую метрическую тонну выбросов CO2, начиная с 2015 года, с последующим ежегодным ростом платы на 5% до 2040 года (2).

28. Greenhouse gas $25. Плата от $25 за каждую метрическую тонну выбросов CO2 (2).

29. Greenhouse gas $10 and low gas prices. Комбинация сценария 27 и сценария низких цен на газ (2).

30. Low electricity demand. Низкий спрос на электроэнергию. За основу берется сценарий использования потребителями только наиболее эффективных технологий (2).

Прогнозная область ввода мощностей ПГУ в период 2015-2040 гг. показана на рис. 1. Уже к 2025 году разница между максимальным и минимальными значениями мощностей превышает 100 ГВт.

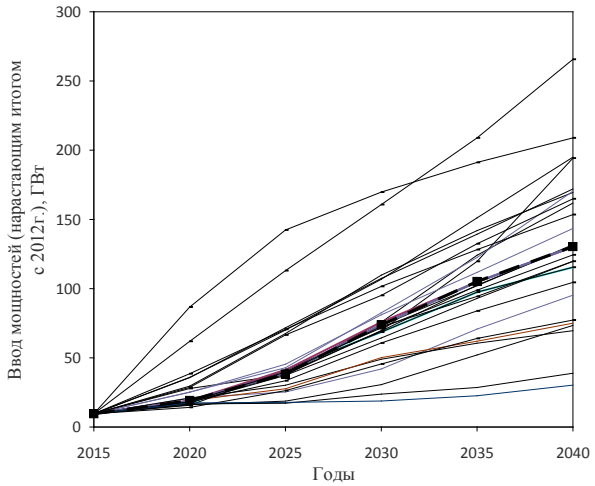


Рис. 1. Прогнозируемая динамика ввода мощностей ПГУ в США при разных сценариях развития энергетики

Из краткой характеристики этих сценариев очевидна их неоднородность, неоднозначные достоверность и значимость, в связи с чем уместно экспертно присвоить им разные веса. При этом «базовому сценарию» даны максимальные 10 баллов, а минимальную оценку (1-2 балла) получили маловеро-

ятные сценарии, разработанные исключительно в целях оценки влияния на развитие электроэнергетики отдельных факторов (например, сохранения энергоэффективности на современном уровне).

В таблице 1 в соответствии с предложенной оценкой меры рискованности приводятся полученные значения риска для избранных сценариев ввода ПГУ. Равенство нулю должно истолковываться как гарантированность ввода значения мощности в этом сценарии при реализации любого сценария.

ТАБЛИЦА 1. РИСКОВАННОСТЬ ПРОГНОЗНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ВВОДА МОЩНОСТЕЙ ПГУ В США (В ИЗБРАННЫХ СЦЕНАРИЯХ).

Сценарий	Годы					
	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1	0,00	0,50	0,33	0,57	0,58	0,53
2	0,00	0,81	0,81	0,89	0,86	0,76
3	0,00	0,61	0,10	0,10	0,16	0,16
4	0,00	0,14	0,59	0,30	0,32	0,26
5	0,00	0,14	0,59	0,30	0,32	0,26
9	0,00	0,31	0,26	0,26	0,26	0,41
10	0,00	0,89	0,94	0,86	0,83	0,87
12	0,00	0,77	0,30	0,46	0,70	0,91
13	0,00	0,34	0,47	0,44	0,51	0,63
14	0,00	0,03	0,52	0,50	0,46	0,46
15	0,00	0,69	0,77	0,73	0,67	0,67
17	0,00	0,00	0,18	0,18	0,14	0,14
18	0,00	0,73	0,73	0,77	0,74	0,84
24	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,08

Примечание: приведены сценарии, которым присвоен вес 4 и более баллов.

На рис. 2 для каждого временного среза построено соответствующее распределение рискованности как функции от объема вводимых мощностей ПГУ в определенный год. Зависимость хорошо описывается логарифмической аппроксимацией (коэффициент детерминации принимает значения близкие к 0,8).

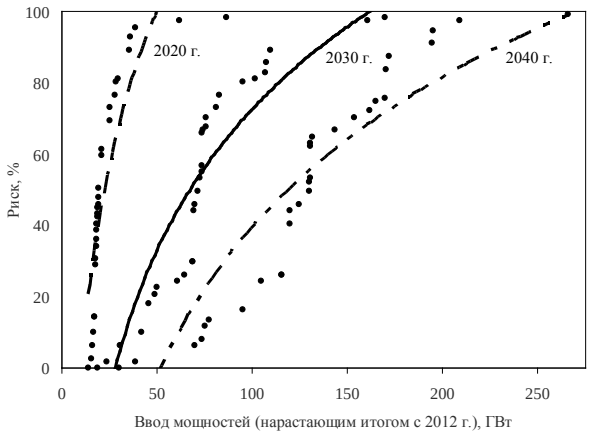


Рис. 2. Риски ввода ПГУ разной мощности в США.

При анализе общей прогнозной области (для всех 30 сценариев) структуры генерирующих мощностей и области, сформированная наименее рискованными сценариями (24 сценария) становится видным, что доля ПГУ в этой структуре, уступая в 2012 г. угольным электростанциям, станет доминирующей в последующие годы. Во всех сценариях она будет не меньше 22-23 процентов, а ее максимальное значение может достигнуть к 2040 году 34-38 процентов (при 28 процентах в базовом наиболее вероятном сценарии).

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе представлен подход, позволяющий осуществлять анализ прогнозной области прозрачным и легко верифицируемым образом. Подход, строящийся на основе понятия об инвариантных решениях и структурах, дает возможность осмысленной операционализации рискованности в контексте долгосрочных прогнозных исследований энергетики, а расчетный пример подтверждает легкость его вычислительной реализации и наглядность получаемых результатов.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] U.S. Energy Information Administration. Annual Energy Outlook: 2014. URL: http://www.eia.gov/forecasts/aeo/.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Ступин Павел Вячеславович – младший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. Окончил САФ ИГУ и University of Maryland University College (США) Основные научные интересы: методы принятия решений в условиях неопределенности, математические подходы к формализации неточности и неполноты информации, риск-анализ, проблемы адаптации и инерционности в энергетике.

Сессия 2.

МЕЖДУНАРОДНОЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

Межгосударственное энергообъединение в Северо-Восточной Азии: исследование системной эффективности

Л.С. Беляев, Е.Д. Волкова, С.В. Подковальников, В.А. Савельев, Л.Ю. Чудинова

Статья посвящена проблеме создания межгосударственных электрических связей и объединений (МГЭС и МГЭО) – одного из современных направлений интеграции электроэнергетических секторов стран на примере Северо-Восточной Азии (СВА), восточные районы России, Китай, Японию, Республику Корея (РК), Монголию и Корейскую народно-демократическую республику (КНДР). Представлены возможные сценарии создания МГЭО СВА как единого целого. Приведены результаты оптимизационных расчетов, выполненных на модели ОРИРЭС, определены ожидаемые энергоэкономические эффекты от создания энергообъединения в регионе СВА. Показана роль России в формировании МГЭО.

Ключевые слова: **Электроэнергетика, Северо-Восточная Азия, Россия, Сибирь, Дальний Восток, Китай, Япония, Республика Корея, Монголия, КНДР, межгосударственная электрическая связь, межгосударственное энергообъединение, Азиатское суперэнергообъединение, энергоэкономическая эффективность**

1. ВВЕДЕНИЕ

Работа, результаты которой представлены в настоящей статье, является продолжением многолетних исследований авторов по вопросам развития межгосударственных электрических связей между Россией и странами Восточной Азии. Концептуальные и методические положения этих исследований опубликованы в [1-5].

Л.С.Беляев, Е.Д.Волкова, С.В.Подковальников, В.А.Савельев, Л.Ю.Чудинова, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: spodkovalnikov@isem.irk.ru).

Работа выполнена при финансовой и информационной поддержке Центра энергетических систем Сколковского института науки и технологий.

Используемая методика энергоэкономических расчётов основывается на методологии системных исследований в энергетике. Рассматриваются варианты (сценарии) формирования МГЭО как единого целого при условно общем критерии экономической эффективности его развития и функционирования. Учитывается системные эффекты от создания МГЭО. Расчёты проводятся на линейной оптимизационной модели ОРИРЭС при подробном учёте суточных, недельных и годовых режимов функционирования энергообъединения.

Комплексная оценка системной эффективности формирования межгосударственного электрического объединения всех стран Северо-Восточной Азии как целостного образования выполнена также в [6]. Отличие нашей работы от указанной состоит в том, что в ней более подробно учитываются интеграционные эффекты от формирования МГЭО СВА.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ И ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭНЕРГОЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МГЭО СВА.

Основная цель исследований, результаты которых представлены в настоящей статье, состояла в оценке интегральной системной энергоэкономической эффективности формирования межгосударственного энергообъединения, охватывающего страны Северо-Восточной Азии, а также роли в нём России.

Расчётная схема будущего МГЭО СВА (рис.1) представлена девятью узлами, в том числе тремя на территории России (ОЭС Сибири, ОЭС Востока и РЭС Сахалин) и двумя в Китае (ОЭС Северного и ОЭС Северо-Восточного Китая). Заметим, что от рассмотрения национальной энергосистемы

Китая в целом, которая по мощности значительно превышает все остальные ЭЭС, отказались с целью более точной оценки эффектов от объединения ЭЭС других стран региона.

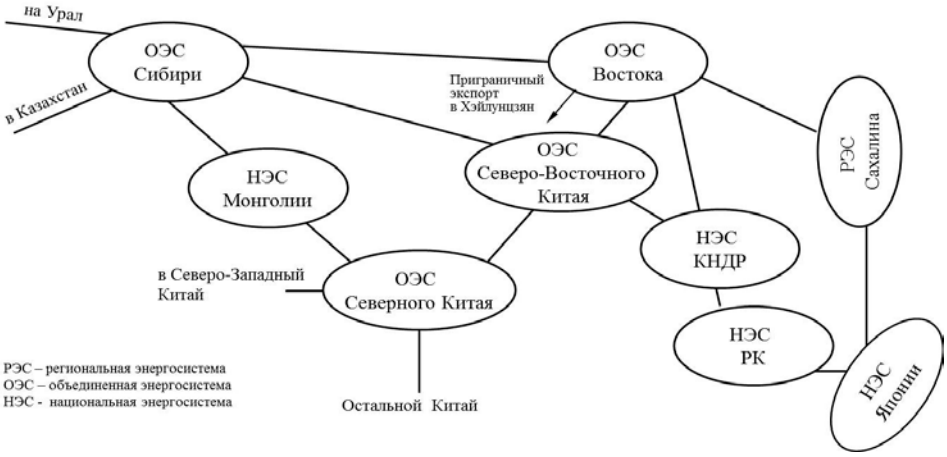


Рис. 1. Расчетная схема МГЭО в СВА.

Исходная информация для исследований принималась по материалам прогнозных разработок международных, правительственных и научных организаций России и стран Восточной Азии [7-10].

К основным факторам и условиям, учитываемым в описываемых исследованиях, относятся следующие:

* в качестве расчётного принимался 2035 год;
* генерирующие мощности во всех узлах описываются обобщёнными показателями электростанций следующих типов и видов используемого топлива: КЭС и ТЭЦ на угле и газе, ГЭС, ГАЭС, АЭС, ВЭС и фотоэлектрические СЭС;
* учитывается крупномасштабное развитие ветровой и солнечной энергетики в Китае, Республике Корея и Японии;
* требуемые показатели надёжности соответствуют национальным нормативам;
* балансы электроэнергии определялись на основе оптимизации суточных режимов объединяемых энергосистем для рабочего и выходного дня и четырёх сезонов года;
* учитываются действующие и перспективные экспортные соглашения между Дальним Востоком России и Северо-Восточным Китаем, а также проекты сооружения экспортных электростанций на Сахалине, в Южной Якутии, в Амурской области (Ерковецкая ГРЭС), в Забайкалье и в Приморье (Дальневосточная АЭС).

В докладе рассматриваются три сценария.

Исходный сценарий 1 предполагает сохранение изолированной работы национальных энергосистем всех стран СВА, т.е. отказ от создания МГЭО. Он служит основой для определения эффективности разных сценариев формирования данного энергообъединения.

В основном сценарий 2 МГЭО СВА формируется с учётом технических ограничений на передачу больших объёмов электроэнергии на дальние расстояния и балансовых требований по надёжности электроснабжения и энергетической безопасности отдельных стран. Сравнение его результатов с результатами сценария 1 позволяет найти системные эффекты формирования МГЭО в СВА.

Сценарий 3 предполагает отказ России от участия в создании МГЭО. При этом ограничения на объемы передачи и по энергобезопасности, принятые во втором сценарии, соблюдаются применительно к оставшимся в энергообъединении странам и в данном сценарии. Сравнение его результатов с результатами сценария 2 дает возможность определить вклад нашей страны в эффективность формирования МГЭО в СВА.

Для этих сценариев с помощью модели ОРИРЭС для расчётного года выполняется совместная оптимизация вводов генерирующих мощностей, развития пропускных способностей МГЭС, а также суточных режимов работы электростанций и потокораспределения для представленной на рис. 1 схемы энергообъединения.

Принимался вариант роста электропотребления в рассматриваемом регионе с 3100 ТВт.ч в 2012 г. до 6400 ТВт.ч в 2035 г. со среднегодовыми темпами 5,3 %. На рис.2 представлена динамика роста этого показателя по странам и территориям СВА за рассматриваемый период [7-10 и др.].

3. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ.

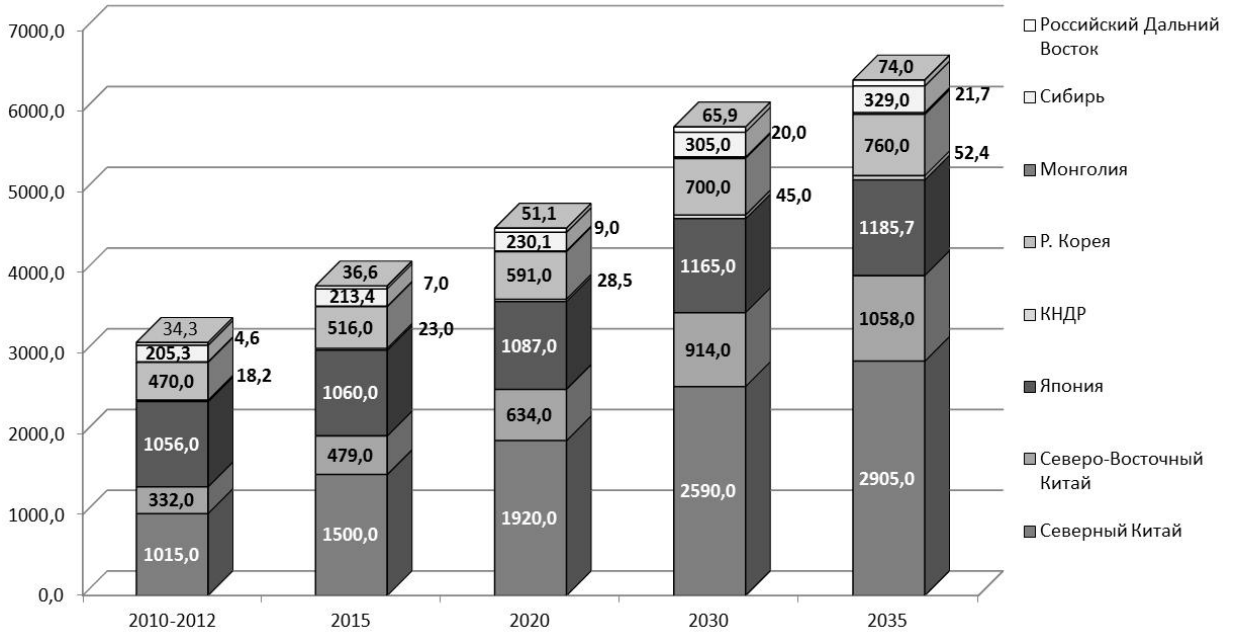


Рис.2. Современное состояние и прогноз спроса на электроэнергию в странах и регионах, охватываемых МГЭО СВА, ТВт.ч/год.

Что касается покрытия указанного спроса, то структура запасов традиционных энергоресурсов с преобладанием угля обусловила ориентацию развития генерирующих мощностей в большинстве стран Северо-Восточной Азии на угольную энергетику. И только бедные углём Япония и Республика Корея в значительной мере используют на теплоэлектростанциях сжиженный газ и нефтепродукты, импортируемые из других регионов мира, прежде всего, с Ближнего Востока. Существенную роль в электроснабжении этих стран играет атомная энергетика. Однако дальнейшее строительство АЭС в Японии после аварии на Фукусиме затормозилось. Вместе с тем страны СВА обладают огромным потенциалом возобновляемой энергии (ветровой, солнечной и др.). Прогнозируемая суммарная установленная мощность ветровых электростанций в рассматриваемых регионах на уровне 2035 г. равняется 89,7, а солнечных - 67,8 ГВт.

Вводы мощностей на теплоцентралях, а также на ветровых и солнечных электростанциях при расчётах считались заданными в соответствии с национальными программами развития систем теплоснабжения и электроэнергетики стран СВА и не оптимизировались.

Принятый подход к учёту ВИЭ объясняется особой ролью этих источников в решении проблем диверсификации генерации и экологии, несмотря на их низкую конкуренто-

способность по сравнению с традиционными электростанциями.

Предполагалось, что эти связи реализуются на постоянном токе, а их стоимость рассчитывается на основе данных тех стран, на территории которых размещаются линейные и подстанционные объекты МГЭС.

Исходные данные для генерирующих источников и МГЭС были получены из [11-14].

4. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ.

При сохранении в электроэнергетике СВА в течение рассматриваемого периода ведущей роли углеводородной энергетики доля угольных электростанций будет снижаться.

Вместе с тем предполагается увеличить долю ВИЭ, прежде всего, ветровых и солнечных, особенно в Китае. Во всех странах региона намечается существенный рост доли неуглеводородных электростанций: ВИЭ, атомных и традиционных гидравлических (рис.3). Это позволяет решать проблемы не только дефицита углеводородных энергоресурсов, но и загрязнения окружающей среды выбросами ТЭС.

В табл. 1 представлены полученные на модели ОРИРЭС общие технико-экономические показатели для рассматриваемых сценариев формирования МГЭО СВА в целом на уровне 2035 г. Они включают приведенные к годовой размерности значения целевой функции суммарно и по отдельным составляющим (электростанции, топливо, линии электропередачи), капиталовложения в электростанции и линии электропередачи и суммарные вводы установленных мощностей за период 2012-2035 гг.

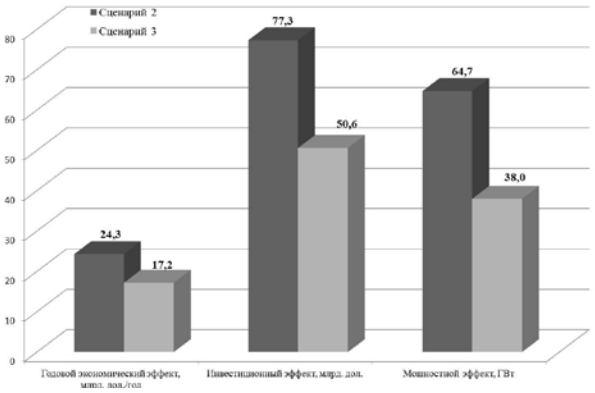


Рис.3. Системная эффективность сценариев

Кроме того в табл.1 и на рис.3 показаны изменения указанных показателей при сценариях 2 и 3 по сравнению с исходным сценарием 1, которые могут служить интегральной характеристикой системной эффективности рассматриваемых сценариев.

ТАБЛИЦА 1. РАСЧЕТНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СЦЕНАРИЕВ ФОРМИРОВАНИЯ МГЭО СВА

Сценарии	Значения целевой функции, млрд. дол. /год				Капитальные вложения, млрд. дол.			Вводы генерирующих мощностей, ГВт
	Станции	Топливо	Линии	Всего	Станции	Линии	Всего	
Расчетные значения								
1	65,3	216,9	–	282,2	413,9	–	413,9	372,6
2	45,8	207,2	4,9	257,9	297,5	39,1	336,6	307,9
3	53,9	208,6	2,5	265,0	343,3	20,0	363,3	334,6
Интеграционные эффекты								
1-2	19,5	9,7	-4,9	24,3	116,4	-39,1	77,3	64,7
3-2	8,1	1,4	-2,4	7,1	45,8	-19,1	26,7	26,7

Как видно из таблицы, все показатели для вариантов 2 и 3, кроме затрат на сооружение трансграничных линий электропередачи, значительно лучше показателей сценария 1 при изолированной работе энергосистем рассматриваемых стран. Это говорит о высокой потенциальной эффективности формирования межгосударственного энергообъединения на территории Северо-Восточной Азии. Создание МГЭО СВА, естественно теоретически, позволило бы сократить суммарные вводы генерирующих мощностей в странах Северо-Восточной Азии на 64,7 ГВт и сэкономить при этом 116,4 млрд.дол. инвестиций в электростанции при дополнительных капиталовложе-

ниях на развитие МГЭС 39,1 млрд.дол. С учётом последних затрат общий инвестиционный эффект от создания МГЭО СВА по сценарию 2 оценивается в 77,3 млрд.дол. Ещё около 10 млрд.дол. может ежегодно экономиться на топливе.

Важный вклад в эффективность формирования МГЭО СВА вносит Россия. Как показали исследования, при необходимом развитии МГЭС с другими странами СВА за счёт её участия в МГЭО может быть сэкономлено около 26,7 ГВт установленных мощностей, 26,7 млрд.дол. инвестиций и 7,1 млрд. дол./год суммарных годовых затрат (табл.1). Другими словами, отказ России от участия в объединении может привести к потере указанных эффектов.

Общее представление об эффективности создания МГЭО СВА для отдельных стран региона с точки зрения указанных показателей даёт табл. 2. При этом не учитываются доходы от торговли электроэнергией.

Как видно из этой таблицы, положительный мощностной и соответственно инвестиционный эффекты от создания МГЭО, связанные с сокращением вводов генерирующих мощностей, получают все страны, кроме России и Республики Корея. В то же время во всех странах за исключением Японии, МНР и КНДР увеличивается производство электроэнергии. Но топливные затраты растут только в России и Китае.

ТАБЛИЦА 2. ВЛИЯНИЕ МГЭО НА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ОТДЕЛЬНЫХ СТРАН СВА

Страна	Вводы генерирующих мощностей, ГВт	Капиталовложения в электростанции, млрд.дол.	Производство электроэнергии, ТВт.ч/год	Топливные затраты, млрд.дол.	Экспорт/ Импорт, ТВт.ч/год
Сценарий 1					
Россия	4,0	8,2	421,8	5212,0	5,2/0
МНР	2,2	2,9	20,9	447,8	0/0,9
Китай	305,7	300,1	4022,2	82633,6	0/4,3
Япония	30,4	51,4	1204,2	88717,3	0
РК	22,1	39,7	830,5	37107,7	0
КНДР	8,1	11,6	83,0	2781,8	0
Итого	**372,6**	**413,9**	**6582,6**	**216900,1**	**5,2/5,2**
Сценарий 2					
Россия	5,1	11,7	440,0	5638,7	52,7/34,9
МНР	0,0	0,0	14,5	305,7	17,2/24,2
Китай	268,5	217,3	4172,0	88661,1	155,4/21,1
Япония	10,9	26,6	1092,0	74594,3	0/111,7
РК	22,7	41,2	846,7	36392,3	89,7/83,9
КНДР	0,6	0,7	59,5	1634,4	88,3/115,4
Итого	**307,9**	**297,5**	**6624,7**	**207226,4**	**403,3/391,2**
Эффект от создания МГЭО СВА (1-2)*)					
Россия	-1,1	-3,4	-18,2	-426,7	17,8 (12,6)
МНР	2,2	2,9	6,4	142,1	-7,0 (-7,9)
Китай	37,2	82,8	-149,8	-6027,5	134,3 138,6
Япония	19,5	24,8	112,1	14123,0	-111,7
РК	-0,6	-1,5	-16,2	715,4	5,8
КНДР	7,5	10,9	23,6	1147,4	-27,1
Итого	**64,6**	**116,4**	**-42,1**	**9673,7**	**12,2**

*) В последнем столбце – сальдо обмена электроэнергией в сценарии 2, в скобках – с учетом существующего перетока.

В целом по энергообъединению выработка электроэнергии немного возросла, а топливные затраты существенно снизились. Это можно считать положительным интеграционным режимным эффектом, вызванным более полным использованием в

энергообъединении возобновляемых источников электроэнергии и электростанций на относительно более дешёвом топливе и с более высоким КПД. При этом наибольший топливный эффект и в абсолютном, и в стоимостном выражении достаётся Японии.

Реализация интеграционных эффектов в МГЭО СВА сопровождается существенным усилением обменов электроэнергией между всеми его участниками. Суммарный годовой обмен (табл.2) возрос до 400 ТВт.ч в год. При этом основным экспортёром становится Китай, а импортёром – Япония. Для обеспечения указанного обмена требуется создание развитой электросетевой инфраструктуры в СВА. В табл. 3 представлены оптимальные пропускные способности МГЭС, рассчитанные на модели. Как видно, электросетевая инфраструктура МГЭО весьма развита, а ее оптимальная суммарная пропускная способность оставляет около 84 ГВт. Пропускные способности МГЭС в 15 ГВт, проходящей по Корейскому полуострову в Японию, обусловлены ограничением по энергобезопасности для этой страны, принятым в модели [29]. Россия становится весьма тесно интегрированной в МГЭО, имея МГЭС со странами СВА суммарной пропускной способностью более 30 ГВт. Поэтому ее «уход» из МГЭО и приводит к весьма существенным потерям системных эффектов, как было показано выше.

ТАБЛИЦА 3. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПРОПУСКНЫЕ СПОСОБНОСТИ МГЭС (РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ)

Наименование	Россия-Монголия	Россия-Китай	Россия-КНДР	Россия-Япония	Китай-Монголия	Китай-КНДР	КНДР-РК	РК-Япония
Пропускная способность, ГВт	8,9	14,7	1,8	5,3	8,2	15	15	15

Россия по всем показателям имеет отрицательный эффект, что связано с увеличением экспорта электроэнергии от экспортно ориентированных электростанций материковой части Дальнего Востока и Сахалина.

Кроме того между Россией и Китаем (в том числе через МНР), а также Россией и странами Корейского полуострова осуществляются взаимные обмены электроэнергией, обусловленные реализацией системных эффектов в МГЭО СВА. За счет этого во всех странах региона экономятся установленные мощности. Однако для России экономия мощностей (мощностной эффект), получаемый в китайском и корейском направлениях, меньше, чем дополнительные вводы мощностей, обусловленные экспортом электроэнергии в японском направлении. Поэтому мощностной эффект в целом для России отрицателен.

В то же время экспорт электроэнергии из России в сценарии 2 в целом превышает импорт. И доходы от экспорта являются фактором, который будет компенсировать потери других эффектов для нашей страны от создания МГЭО СВА.

Формирование МГЭО существенно отражается на развитии генерирующих мощностей в странах СВА. Кроме общего снижения вводов мощности на 64,7 ГВт изменяется их распределение по странам-участникам энергообъединения.

Основной мощностной эффект может получить Китай, суммарная мощность угольных КЭС в котором при формировании МГЭО СВА сокращается на 6, а атомных электростанций на 31,2 ГВт. Также значителен данный эффект для Японии (19,3 ГВт на газовых КЭС и 1 ГВт на АЭС), в то же время он существенно меньше для КНДР (7,5 ГВт) и МНР (2,1 ГВт).

Вводы электростанций в России представлены экспортно ориентированными южноякутскими ГЭС мощностью около 2000 МВт, а также угольной и газовой КЭС на Сахалине (в сумме более 3000 ГВт), что и является причиной увеличения вводов в стране в случае создания энергообъединения.

Дифференцированность структуры генерирующих мощностей, серьёзные отличия суточных графиков нагрузки и её максимумов крайне усложняют режимы работы

энергообъединения. Не рассматривая их подробно, приведем в качестве примера покрытие суточных графиков нагрузки ОЭС Сибири и ОЭС Северного Китая в летний рабочий день (рис.4 и 6). Прежде всего, обратим внимание на связанность балансов

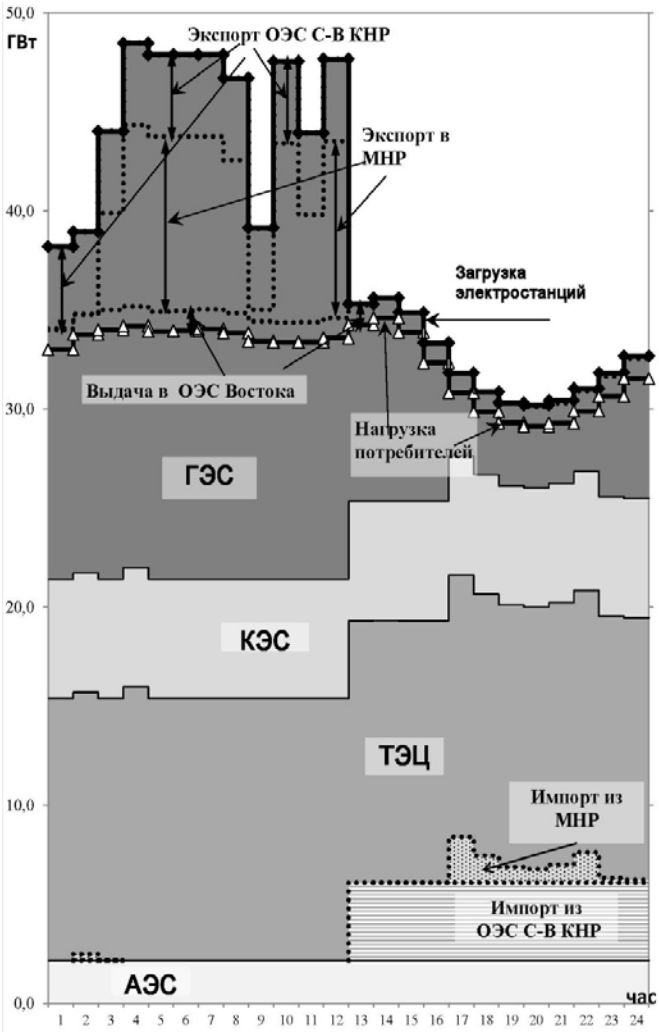


Рис.5. Суточный режим работы ОЭС Сибири, (лето, рабочий день), сценарий 2, 2035 г.

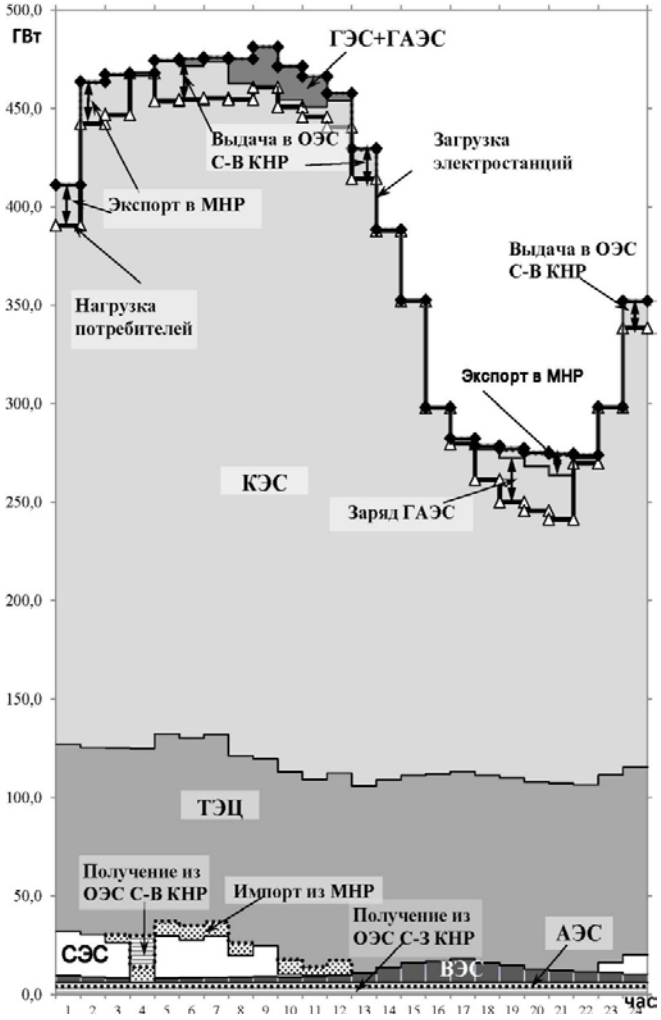


Рис.6. Суточный режим работы ОЭС Северного Китая, (лето, рабочий день), сценарий 2, 2035 г.

мощности этих энергосистем в разные часы суток, обусловленную использованием ВИЭ, ГЭС и ГАЭС. Как обычно, ГАЭС "заряжаются" в часы провала, а "разряжаются" в часы максимума нагрузки МГЭО в целом. Вместе с тем в часы провала нагрузки в Китае, когда нарастает мощность, выдаваемая ветровыми электростанциями, которая не может быть принята в его энергосистемах, она выдаётся в Россию. При этом снижается загрузка сибирских ГЭС. "Сэкономленная" вода позднее используется для выработки электроэнергии, которая выдаётся назад в Китай, когда там снова возрастает нагрузка. Услуга по выравниванию переменной энергоотдачи ВИЭ смежных стран также является системным эффектом от формирования МГЭО СВА получаемым за счет участия России в энергообъединении.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В Северо-Восточной Азии существуют благоприятные энергетические предпосылки для создания межгосударственных электрических связей и объединений. Однако возможности сооружения здесь трансграничных электропередач и формирования МГЭО в ближайшее время ограничены из-за политических и экономических препятствий. Последнее обуславливается специфическими особенностями исторического развития отдельных стран региона и их взаимоотношений. Поэтому требуются сов-

местные усилия этих стран по преодолению указанных препятствий.

2. Объединение национальных энергосистем с отмеченными выше различиями позволяет получить так называемые "системные эффекты". В частности, формирование межгосударственного энергообъединения в СВА согласно выполненным исследованиям может привести к экономии 24 млрд.дол./год затрат на его функционирование и развитие (с учётом затрат в электросетевую инфраструктуру), до 65 ГВт генерирующих мощностей и около 80 млрд.дол. инвестиций. Топливный эффект по МГЭО в целом достигает 10 млрд.дол./год. Объёмы международной торговли электроэнергией в регионе в перспективе могут достичь 400 ТВт.ч/год. Основная доля этих эффектов приходится на Китай и Японию.

3. Важную роль в формировании МГЭО СВА призвана сыграть Россия. Общая пропускная способность её электрических связей с другими странами региона превышает 30 ГВт. Как показали исследования, при их полном развитии, за счёт участия России в МГЭО экономится 27 ГВт установленных мощностей, 27 млрд.дол. инвестиций и порядка 7 млрд. дол. годовых затрат. Это эквивалентно 30-40 % системных эффектов по МГЭО в целом. Однако эффективность создания МГЭО собственно для нашей страны будет существенно зависеть от цены на экспортируемую электроэнергию.

4. В задачи дальнейших исследований входят оценка системных эффектов, получаемых странами-участниками энергообъединения с учётом цен на обмениваемую электроэнергию, определение эффективности формирования МГЭО для отдельных из них, выбор первоочередных проектов МГЭС. Также должна создаваться нормативно-правовая основа для интеграции энергетических секторов стран СВА.

Целесообразно исследовать вопросы реализации интеграционного потенциала восточно-российских ОЭС в направлении Урала и Европейской части страны, что позволит реализовать системные эффекты в ЕЭС России, повысив эффективность ее функционирования и развития. В рамках данного интеграционного процесса возможно рассмотрение сопредельных стран Евразии и, прежде всего, стран Евразийского экономического союза.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Л.С.Беляев, Н.И.Воропай, С.В.Подковальников, Г.А.Шутов. Проблемы формирования энергообъединения Восточной Азии// Электричество.- 1998,- № 2.- С.15-27.

[2] Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А., Чудинова Л.Ю. Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новоси - бирск: Наука, Сиб. изд. фирма РАН, 2008. – 239 с.

[3] Восточный вектор энергетической стратегии России. Современное состояние, взгляд в будущее//Под ред. Воропая Н.И. и Санеева Б.Г. РАН, СО, будущее//Под ред. Воропая Н.И. и Санеева Б.Г. РАН, СО, ИСЭМ. - Новосибирск: Акад. изд. "Гео", 2011. - 368 с.

[4] Prospects of Electric-Energy Cooperation Between Russia and Northeast Asian Countries/ S.V.Podkoval'nikov, V.A.Savel'ev, and L.Yu. Chudinova. - ISSN 1075-7007, Studies on Russian Economic Development, 2015, vol.26, No.4, pp.403-412.

[5] Исследование системной эффективности формирования межгосударсвтенного энергообъединения Северо-Восточной Азии.- Изв.РАН. Энергетика, 2015, №5. - (В печати).

[6] Electric Power Grid Intertconnection in Northeast Asia. A Quantative Analysis of Opportunities and Challenges. First Draft Version. - APERC. June 2015. - 98 p. URL: http://aperc.ieej.or.jp/

[7] International Energy Outlook 2013. With Projections to 2040 /Energy Information Administration: US, Washington. – July, 2013. – 312 p. URL: http://www.eia.gov/forecasts/ieo/ieoarchive.cfm.

[8] World Energy Outlook 2013 (WEO-2013) / Interna tional Energy Agency (IEA): Paris, 2013. – 708 p. URL: http://www.iea.org/bookshop/455-World_Energy_Outlook_2013.

[9] Asia / World Energy Outlook 2014 (アジア/世界エネルギーアウトルック 2014), The Institute of Energy Economics (IEEJ), 2014. –186 p. (на яп. яз.) URL: http://eneken.ieej.or.jp/data/5726.pdf.

[10] Strategic Energy Plan. – Ministry of Economy Trade and Industry (METI), Agency for Natural Resources and Energy, 2014. – 91 p. URL: http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/4th_strategic_energy_plan.pdf.

[11] Projected cost of generating electricity // Interna-

tional Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Cooperation and Development. Paris, 2010.–218 p.
[12] Power Generation Investment Assumptions. World Energy Investment Outlook 2014. – IEA, 2014. URL: http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/investmentcosts/.
[13] Komiyama R., Fujii Y. Assessment for Large-scale Integration of Wind Power Generation with High Time-Resolution Optimal Power Generation Mix Model / 32nd IAEE North American Conference, July 29, 2013 Anchorage, Alaska.–21 p. URL: http://www.usaee.org/usaee2013/submissions/Presentations/R.Komiyama%20Session%203.pptx.
[14] Zhang Q., Mclellan B., Tezuka T., Ishihara K. An integrated model for long-term power generation planning toward future smart electricity systems // Applied Energy, Vol.112, 2013.–P. 1424–1437.

7. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Беляев Лев Спиридинович – главный научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук, профессор. В 1975-1976 принимал участие в работе международного института прикладного системного анализа-IIASA (Австрия). Научные интересы: развитие, моделирование и оптимизация систем энергетики, включая глобальные, межгосударственные электрические связи, методология принятия решений при неопределенности. Он является автором и соавтором более чем 250 научных трудов и книг.



Волкова Елена Дмитриевна – ведущий инженер Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. В 1970 г. окончила Иркутский политехнический институт, по специальности «Промышленная теплоэнергетика». Соавтор более 30 научных трудов. Основные научные интересы: теплоэнергетика, исследование направлений, обоснование и выбор рационального развития генерирующих мощностей электроэнергетических систем.



Подковальников Сергей Викторович – кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, заведующий лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. Окончил Иркутский политехнический институт. Автор и соавтор 150 научных публикаций. Член международных ассоциаций IEEE и IAEE. Сфера научных интересов - методы обоснования решений в энергетике при неопределенности информации и многокритериальности, межгосударственные электрические связи и энергообъединения, развитие электроэнергетики в условиях рынка, либерализация и организационные структуры в электроэнергетике.



Савельев Владимир Александрович – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН. В 1955 г. окончил Московский энергетический институт. Автор и соавтор более 120 научных трудов и книг, в том числе монографии «Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири»». Сфера научных интересов - долгосрочное развитие, оптимизация и планирование электроэнергетических систем с каскадами ГЭС, межгосударственные электрические связи и энергообъединения.



Чудинова Людмила Юрьевна – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН. В 1990 г. Ленинградский политехнический институт. Кандидат технических наук. Автор и соавтор более 30 научных трудов и книг, в том числе монографии «Эффективность межгосударственных электрических связей». Сфера научных интересов - межгосударственные электрические связи, возобновляемые источники энергии и гидроэлектроэнергетика, оптимизация режимов использования электростанций.

Долгосрочные тенденции на рынках энергоносителей Восточной Азии

С. П. Попов, К.А. Корнеев, Е.В. Ершова

Рассмотрены тенденции, оказывающие влияние на энергопотребление стран Восточной Азии. Указано на значение этого региона для России, как экспортного рынка энергоносителей и энергетических услуг. Подчёркивается значение рыночных институтов и приведены примеры их анализа для инвестиций в электроэнергетику, и реформирования регионального рынка газа.

Ключевые слова: **Восточная Азия, энергетическая политика, энергопотребление, рыночные институты,**

1. ВВЕДЕНИЕ

Роль рынков Азиатско-Тихоокеанского региона для России приобретает влияние, соизмеримое с рынком энергоносителей западного региона Евразийского континента, с вводом в строй нефтепровода ВСТО, завода по производству СПГ на юге о.Сахалин, развитием угольных терминалов в портах Дальнего Востока и началом строительства первого экспортного газопровода в Китай. В долгосрочном плане значение этого рынка для России не уменьшится, а будет лишь расти, в том числе и за счёт его расширения на регионы юго-восточной и южной Азии. Будет возрастать спрос на исследования, связанные с анализом трансформации этих рынков, эффективности развития энергетической инфраструктуры, развития существующих и создания новых институтов международного энергетического сотрудничества.

В ИСЭМ СО РАН продолжают развиваться исследования, направленные на развитие инструментария исследования энергетических рынков, в первую очередь в регионе Восточной Азии. Данный регион рассматривается как наиболее актуальный в плане развития как технологической инфраструктуры, так и для изменения сложившейся институциональной структуры энергетических рынков как на национальном, так и в международном аспектах. Изменения технологической инфраструктуры на период до 2050 г. будут оказывать сильное влияние не только на эффективность создания проектов по добыче, производству, и транспорту энергоносителей из России на экспорт, но и на строительство объектов энергетической инфраструктуры в целях надёжного, доступного, и экологически приемлемого энергоснабжения восточных регионов России. Синергетический эффект развития экспортной и региональной инфраструктуры очень велик, причём для всех участвующих в энергетической кооперации сторон.

Обозначившийся в последнее десятилетие кризис в обеспечении производства топливных энергоресурсов, окажет влияние на торговлю энергоносителями и повышение эффективности энергопотребления, что убедительно указывает на возрастание роли институциональной инфраструктуры энергетических рынков. В силу взаимосвязи рыночных сегментов мировых энергетических рынков, такой рост влияния на военные, политические, финансовые, экономические и социальные аспекты мирового сообщества происходят в глобальном масштабе. Исследования МИЦ “Энергетическая инфраструктура в Азии” в настоящее время сосредоточены на изучение указанных процессов в регионе Восточной Азии.

Далее рассмотрены три основные области текущих исследований Центра:

- тенденции формирования энергопотребления основных категорий потребителей и соответствующих цепочек энергоснабжения стран Восточной Азии;
- институты иностранных инвестиций в электроэнергетику (на примере Японии);

С. П. Попов, К.А. Корнеев, Е.В. Ершова, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: popovsp@isem.irk.ru).

- эволюция механизмов ценообразования на газовом рынке Восточной Азии.

2. ПЕРСПЕКТИВЫ ФОРМИРОВАНИЯ ИМПОРТА ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ В СТРАНАХ ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

2.1. Энергетическая политика

Регион Восточной Азии – крупнейший импортёр энергии в мире. В 2014 г. регион импортировал 32% своей потребности в первичной энергии, или 1240 млн т нэ. Для сравнения – Европейский Союз импортировал 871 млн т нэ, а Северная Америка – 79 млн т нэ. В силу энергодефицитности расположенных здесь крупнейших экономик планеты, энергетическая политика Китая, Кореи и Японии кратко определяется как "максимальное снижение потребления топлива (за исключением ядерного)".

ТАБЛИЦА 1. ДЕФИЦИТНОСТЬ ЭНЕРГЕТИКИ ВОСТОЧНОЙ АЗИИ.

Страна, регион	**нетто-импорт первичной энергии в 2014 г.**
Восточная Азия	**32%**
Китай	17%
Япония	97%
РК[†]	83%
КНДР[†‡]	-44%
Монголия	-340%
Тайвань[‡] (провинция Китая)	91%
Европейский Союз	**-56%**
Северная Америка	**-3%**

Примечание: [†]*РК - Республика Корея, КНДР – Корейская Народно-демократическая Республика;* [‡] *КНДР, Тайвань – 2012 г,*

Источники: [1,2]

Кроме России нетто-экспортёрами энергии в регионе являются Монголия и КНДР. Остальные экономики региона вынуждены импортировать энергоносители и могут надеяться (Китай, как крупный производитель топлива и обладатель крупных ресурсов – несколько в лучшем положении) лишь на использование возобновляемых энергоресурсов и нетрадиционных углеводородов – таких как газогидраты и углеводороды в труднопроницаемых породах.

Будучи крупными экспортными экономиками (т.н., "мастерской планеты"), страны Восточной Азии вынуждены использовать свой научно-технический, финансовый и кадровый ресурс для повышения эффективности использования энергии и монетизации технологий ВИЭ, в том числе для повышения своего экспортного потенциала.

Стратегические направления развития энергетики стран Восточной Азии определяются на основе комплексной системы социальных, экономических, финансовых, геополитических оценок последствий для различных наборов сценариев условий возможного развития технологий, мировых рынков (энергетических в том числе), структуры и социальной организации общества, и т.п.

2.2. Основные категории потребителей

Коммунально-бытовой сектор. Жизненный уровень морского субрегиона Восточной Азии (включающего Японию, РК, Тайвань и прибрежные провинции Китая) находится на высоких позициях в мировом рейтинге. Особенности мягкого умеренного климата, высокой плотности населения в условиях гористой местности, преобладания городского, промышленного типа населения, и сохранение традиций жизни общества с низкими доходами (относительно развитых стран Западной Европы и Северной Америки), формируют важные факторы, влияющие на энергопотребление коммунально-бытового сектора (КБС):

- малая доля отопительной нагрузки;
- рост потребности в охлаждении помещений, особенно в связи с ростом сферы услуг;
- высокие темпы роста энергоэффективного оборудования и устройств жизнеобеспечения и развлечений;
- рост или отсутствие существенного снижения потребности в энергетических услугах, несмотря на замедление темпов экономического развития;
- продолжается повышение потребления сетевых энергоносителей - электроэнергии, газа и тепловой энергии (включая

для целей охлаждения помещений и оборудования);
- рост потребления новых ВИЭ, преимущественно на основе распределённых солнечных технологий;
- большой потенциал развития децентрализованных электро- и теплогенераторов топливных типов, в первую очередь на газе.

Менее экономически развитые регионы Китая, Монголия и КНДР относятся к преимущественно сельскому и промышленному типу городских поселений. Высокий темп роста доходов населения (для КНДР – в перспективе), обусловит и высокие темпы роста потребности в энергетических услугах всего КБС – как непосредственно населения, так и стремительно развивающейся сферы услуг. При этом опережающими темпами будут расти потребление сетевых видов энергоносителей.

Необходимо отметить, что в Японии уже началось снижение численности населения, РК последует в ближайшие годы, далее будут Тайвань, а в 20-е годы – Китай. Замедление темпов прироста, снижение численности населения сопровождается его старением, что также окажет влияние на структуру и объёмы потребление энергетических услуг.

Промышленность. По сути, прибрежные территории Китая, Япония, РК и Тайвань (“морское кольцо Восточной Азии”) представляют собой в настоящее время единый научно-производственный механизм, направленный на обеспечение высококачественной продукцией бытовых и промышленных потребителей как своего региона, так и в остальном мире. При этом в промышленности построены полные технологические цепочки от переработки сырьевых материалов до выпуска конечной продукции, в том числе весь спектр энергоёмких производств металлургии, химии и строительных материалов. В том числе будет сохраняться высокая конкурентоспособность производств, использующих энергоносители в качестве сырья, за счёт близкого расположения крупных потребителей продукции и синергетики технологических цепочек.

Мировое повышение цен на энергоносители для крупных импортёров энергии в Восточной Азии ещё более усиливает давление на промышленный капитал для замены технологического оборудования на наиболее энергоэффективное. Указанная тенденция позволяет сохранять как можно более длинные производственные цепочки в пределах национальных экономик. В Китае такая тенденция приводит к вытеснению энергоёмких производств в центральные и западные регионы страны, одновременно решая проблемы ускорения экономического развития и роста уровня жизни населения в этих регионах. Другим важным фактором такого перераспределения потребителей по территории страны является стремление снизить чрезвычайный уровень воздействия на природную среду и экологию развитого Приморского региона.

Повышение энергоэффективности технологий, снижение доли энергоёмких процессов первичного производства металлов, и повышение доли перерабатывающих, повышение доли газа и электроэнергии, окажет сильное давление на потенциал роста потребности промышленности Восточной Азии в энергоносителях.

Транспорт. Экспортная направленность экономики “морского кольца Восточной Азии” предполагает традиционно высокую долю морского и автомобильного транспорта. обслуживающего крупномасштабные импортно-экспортно операции, в том числе для импорта энергоносителей. В Китае чрезвычайно важное значение имеет и будет развиваться в дальнейшем грузовой железнодорожный транспорт, обеспечивающий межрегиональные перевозки сырья и угля. Высокая концентрация городского населения характеризует большую интенсивность пассажирского железнодорожного транспорта в странах Восточной Азии (за исключением Монголии и КНДР). В экономически более развитых регионах “морского кольца Восточной Азии” автомобильный транспорт быстро приближается к состоянию насыще-

ния как для грузового, так и для легкового сегментов, а менее развитые субрегионы находятся в стадии быстрого догоняющего роста.

Такая географическая особенность региона, как его относительная удалённость от основных экономических контрагентов - Европейского Союза и Северной Америки, Ближнего Востока и даже юго-восточной Азии (поставщиков сырья и рынков сбыта промышленной продукции), в условиях сохранения уже достигнутых масштабов обмена товарами и услугами позволяет как минимум поддерживать высокую интенсивность воздушного сообщения Восточной Азии с указанными регионами. Сохранение потребности во внутрирегиональном авиатранспорте Восточной Азии обусловлено его географическими размерами и плотностью взаимодействия экономических агентов.

Потребность региональных систем грузового и пассажирского транспорта в энергоносителях будет оставаться на высоком уровне. Повышение эффективности использования энергоносителей, рост использования газомоторного топлива, развитие инфраструктуры по повышению доступа к альтернативным энергоносителям для транспорта окажут существенное влияние на структуру и масштабы стадии трансформации и экспорта/импорта энергоносителей всех стран региона.

2.3. Развитие энергетических отраслей

Следуя энергетической политике стран-импортёров энергоресурсов, в условиях установления нового, стабильно высокого уровня цен на энергоресурсы, обострения политических рисков и в перспективе неуклонному снижению доступности традиционных энергоресурсов – нефти (и отчасти газа), в Восточной Азии большое значение приобретает использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В том числе этому способствует гористый характер местности, текущий высокий уровень освоения гидроресурсов, наличие протяжённого морского побережья, морских течений, приливов и градиентов, высокий уровень тектонической активности в регионе и следовательно наличия геотермальных источников. Кроме того, на севере и в западной части Китая начинается освоение громадного солнечно-ветрового потенциала. Гидроэнергетические ресурсы региона уже освоены в большой степени, и до 2050 г. прирост мощностей ГЭС фактически прекратится. Вместе с тем, этот огромный ресурс в условиях созданных общенациональных электрических сетей будет использоваться как системный “аккумулятор” и способствовать быстрому развитию генерации с использованием “нестабильных” ВИЭ – фотоэлектрической и ветровой.

Большое внимание уделяется ядерной энергетике, в том числе как одного из направлений экспорта технологий, услуг и капитала за пределы региона, “монетизации” высокого уровня научно-технического потенциала экономик региона.

Внешняя экспансия региональных нефтегазовых компаний осуществляется аналогично. Они не только продолжают технологическую цепочку до производства и транспорта углеводородов для обеспечения собственных импортных потребностей, но и в целях расширения своей экономической активности в других регионах мира. В силу принципиальной равнодоступности потребителей энергии “морского кольца Восточной Азии” к международным морским коммуникациям, именно крупные компании региона будут играть важную роль в процессах развития глобальных рынков энергоносителей, в первую очередь газовых.

Одним из важных расчётных инструментов будущего развития энергетического комплекса для каждой страны является оценка инвестиционных ресурсов по всей цепочке энергоснабжения – от производства/добычи энергоресурсов, их трансформации во вторичные энергоносители, транспорта и распределения до конечных потребителей. Такой расчёт должен быть дополнен и оценкой инвестиций в замену энергопотребляющего оборудования у потребителей в основных секторах – промышленность, транспорт и КБС.

Изучение и структуризация рыночных институтов для энергоносителей, оборудования, инвестиций и услуг, в том числе ценообразования на рынков энергоносителей, является ключом к пониманию механизма выработки и имплементации направлений трансформации энергетики для каждой рассматриваемой страны региона.

2.4. Особенности исследования перспектив развития энергетических рынков Восточной Азии

Рост влияния Азиатско-Тихоокеанского региона на развитие энергетики России, как и его долгосрочный характер, не подлежат сомнению. Характерной особенностью Восточно-Азиатского рынка энергоносителей является его большая ёмкость и малое количество государств, глубоко разделённых между собой политическими факторами, но очень тесно сотрудничающих экономически. Регион представляет собой одну из главных мировых “мастерских”. Четыре из шести экономик – морские (включая Республику Корея, по сути также являющуюся островной вследствие продолжающегося конфликта с Корейской Народно-демократической Республикой), со слаборазвитой инфраструктурой внутрирегиональной торговли энергоносителями, в отличие от технологической и институциональной инфраструктуры импорта из-за пределов региона.

Методологическая основа исследований энергетических рынков Восточной Азии состоит в анализе соответствующей информации по энергоснабжению, деловой и инвестиционной активности национальных и транснациональных компаний, эволюции институтов управления энергетикой, и в первую очередь – энергетической политики стран региона, а в случае Китая – и его внутренней энергетической политики. При этом необходим инструмент для верификации статистической информации, оценки сценариев развития энергетики, поиска перспективных сегментов рынка и проверки обоснованности исходных предположений, в том числе и самостоятельных разработок таких сценариев. Описание соответствующей методологии и инструментария приведено в [3].

Изучение институциональной инфраструктуры энергетики является основой для понимания движущих сил и управления трансформацией энергоснабжения стран Восточной Азии.

Оценка каждого из рассматриваемых сценариев развития энергетики для каждой страны (региона Китая) основывается на прогнозных топливно-энергетических балансах (полезного потребления трёх секторов экономики, структуры отраслей ТЭК) в заданных сценарных условиях.

Дополнительным инструментом анализа выступает оценка инвестиционных потоков в развитие энергетической технологической инфраструктуры (включая конечное потребление) и оценка экспортно-импортных операций с энергоносителями.

Для оценки роли России на рынках энергоресурсов и энергетических услуг в регионе Восточной Азии недостаточно изучать имеющиеся прогнозы национальных и международных акторов. Для анализа как национальных, так и международных институтов, имеющих отношение к энергоснабжению региона, необходимо использовать такой инструментарий, который позволяет сочетать методы социальных, экономических исследований и технико–экономического моделирования систем энергетики.

3. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ЯПОНИИ: ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ РОССИЙСКИХ ИНВЕСТОРОВ

3.1. Либерализация электроэнергетики Японии

Институты иностранного инвестирования в энергетические отрасли региона Восточной Азии имеют важное значение для роста экономического и политического влияния российского капитала. Поскольку реформирование институтов рынка направлено на повышение конкурентоспособности и привлечение новых акторов, данный процесс понимается в качестве синонима термина либерализация. В связи с большей открытостью и доступностью информационных ис-

точников в качестве первоочередного объекта изучения была выбрана Япония, и конкретно электроэнергетическая отрасль этой страны.

В 1964 году был принят закон «Об электроэнергетике», регламентирующий структуру и основные принципы управления отраслью. Единая государственная электроэнергетическая компания была разделена по территориальному признаку на 9 частных вертикально-интегрированных компаний (в 1972 году, после возвращения Окинавы в состав Японии, организована 10-я компания). Компании управляли всеми электроэнергетическими активами на подконтрольной территории; их деятельность контролировалась Министерством экономики, торговли и промышленности (МЭТП) [4].

Подобная ситуация сохранялась вплоть до середины 1990-х, когда под влиянием рецессии было решено провести частичную либерализацию отрасли путём создания ограниченной конкуренции в сфере генерации. Независимым производителям электроэнергии (НПЭ) разрешили продавать электроэнергию потребителям напрямую, но только через принадлежащую монополиям электросетевую инфраструктуру. Однако дальше либерализация не пошла, ВИК не были разукрупнены, и к концу 2000-х доля НПЭ в общей структуре генерации не превышала 6% [5].

В 2014-2015 гг. были приняты три поправки в закон, согласно которым к 2020 году ВИК должны быть разделены на независимые генерирующие, сетевые и сбытовые компании. В случае полной реализации этой программы в Японии будет развиваться конкурентный электроэнергетический рынок, и откроются новые возможности для инвесторов, хотя уже существуют ниши для иностранных инвестиций в японскую электроэнергетику.

3.2. Иностранное участие

Участие иностранного капитала в развитии японской электроэнергетики крайне невелико. Это в целом соответствует ситуации, сложившейся в группе стран – крупнейших производителей электроэнергии в мире, куда входит и Россия. Электроэнергетика – базовая инфраструктурная отрасль экономики, поэтому неудивительно, что допуск иностранных кампаний к управлению её активами ограничен. Известно лишь, что в 2012 году 4% электроэнергетического оборудования закупалось за рубежом, остальное было произведено и поставлено заказчикам на территории Японии [6].

В настоящий момент японское правительство серьёзно озабочено повышением инвестиционной привлекательности экономики, и тому есть причины две основные причины. Первая – стимулирование экономического роста. Среди стран «большой семёрки» у Японии самые низкие показатели доли иностранных инвестиций в структуре ВВП, что не может не сказываться на корректировке долгосрочных прогнозов экономического развития в сторону снижения показателей роста. И вторая – имиджевая. Несмотря на формально рыночный характер японской экономики, она остаётся закрытой для большинства иностранных инвесторов. Политика «опоры на собственные силы», которой японское правительство успешно следовало в течение десятилетий, в прежней мере себя уже не оправдывает, поэтому нужны свежие решения.

Японская внешнеторговая организация (JETRO) выделяет несколько наиболее подходящих для иностранных компаний инвестиционных направлений. Это информационные и коммуникационные технологии, фармацевтика, биотехнологии, энергосберегающие альтернативные технологии [7].

Для того чтобы начать бизнес в Японии, любой иностранной компании требуется регистрация филиала на территории страны и получение специального разрешения от профильного министерства. Бюрократические препоны для прямых иностранных инвестиций достаточно серьёзные, и не являются стимулирующим фактором. Поэтому японское правительство в 2010 году запустило программу субсидий для зарубежных компаний, желающих инвестировать в японскую экономику. Компании – претен-

денты участвуют в конкурсе, на который представляют свои бизнес – проекты. Победителям упрощают процедуру регистрации филиалов, а также компенсируют половину затрат (но не более чем на 5 млн. долл. США в год) [8]. Право получать правительственные субсидии предоставляется только новым участникам рынка.

Согласно энергетическому плану МЭТП, к 2030 году доля возобновляемой генерации в общей структуре должна достигнуть 20-22% [9]. В 2011 году был принят закон, обязывающий региональные монополии приобретать электроэнергию у возобновляемых генераторов в рамках фиксированных контрактов и по льготным ценам, превышающим сбалансированную цену по региону примерно на 2-3%. Это сделало бизнес в сфере альтернативной энергетики гораздо более прибыльным, и обеспечило рост доли возобновляемой генерации с 8% в 2010 до 11% в 2014 г.

Благодаря действию этих программ в возобновляемую энергетику Японии пришли такие иностранные компании, как американская Comverge, немецкая Juwi, французская Ciel and Terre. Они построили на территории Японии несколько объектов ветро- и солнечной генерации совокупной мощностью свыше 4 МВт [7].

Российские инвесторы потенциально могли бы воспользоваться предложениями японского правительства, поскольку, например, представители Газпрома и Интер РАО не раз заявляли об интересе к японскому электроэнергетическому рынку. Финансирование, предоставляемое в рамках программы субсидий, способно оказать существенную поддержку иностранному инвестору на первоначальных этапах развития бизнеса и укрепить его позиции на рынке в дальнейшем.

Также немаловажным фактором успешного инвестирования в японскую электроэнергетику является работа двусторонних (и многосторонних) комиссий по развитию отношений в сфере малого и среднего бизнеса. Создание подобных структур отражает заинтересованность сторон в сотрудничестве. Например, с 1987 г. функционирует Центр по изучению промышленной кооперации между ЕС и Японией, специалисты которого регулярно оценивают возможности сторон по взаимным инвестициям в различные отрасли промышленного производства, в том числе и в электроэнергетику, и предлагают способы углубления инвестиционного сотрудничества [10].

3.3. Перспективы для России

С конца 1990-х рассматривается возможность строительства на Сахалине мощной тепловой электростанции с возможностью экспорта до 20 млрд. кВт/ч. в год по подводному кабелю [11]. Технологически осуществление этого проекта возможно, но необходимо привлечение крупных инвестиций на проектной основе, что в текущей экономической ситуации проблематично как для России, так и для Японии. Выгоды этого проекта неоднозначны, а затраты на сооружение необходимой инфраструктуры существенны. Поэтому проект по-прежнему находится в стадии предварительного согласования [12].

В настоящий момент наиболее перспективным для российских инвестиций в электроэнергетику Японии выглядят вложения в развитие генерации из возобновляемых источников энергии, для которых существуют стимулирующие программы, и создана законодательная база. Возможно, при реализации планов правительства по разукрупнению ВИК и созданию конкуренции по всей цепочки от производства до сбыта электроэнергии, появятся и другие ниши, но сейчас об этом говорить преждевременно.

4. ЭВОЛЮЦИЯ МЕХАНИЗМОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ НА ГАЗОВОМ РЫНКЕ ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

4.1. Драйверы изменений институтов ценообразования

В настоящее время выделяют три основных международных региональных рынка природного газа: Североамериканский, Европейский (включая Великобританию) и Восточно-Азиатский, который в отличие от

двух других, является чисто импортным. За 10 лет он вырос более чем в 2 раза, тогда как Европейский лишь на 13%, а Североамериканский – уменьшился на 7%.

ТАБЛИЦА 2. МЕЖДУНАРОДНЫЕ РЫНКИ ГАЗА, МЛРД $М^3$

Газовые рынки	оборот		нетто-импорт	
	2004	2014	2004	2014
Восточно-Азиатский	116	248	116	248
Европейский	535	607	226	221
Североамериканский	264	248	17	9

Источники: [13,14]

Общим направлением развития рынков природного газа является постепенный переход от первоначального естественно-монопольного состояния к полной розничной конкуренции, с прохождением этапов конкуренции маршрутов и конкуренции поставщиков/покупателей на оптовом рынке.

При этом переход к рынку с более высокой конкуренцией требует выполнения определенных условий **институционального** и **структурного** характера [15]. К первым относятся:

- политика невмешательства со стороны государства;
- функциональное разделение транспортировки и торговой деятельности;
- дерегулирование оптовых цен.

Структурные условия включают:

- достаточная пропускная способность сетей и недискриминационный доступ к ним;
- конкурентное количество участников рынка;
- вовлечение финансовых институтов;
- наличие независимого регулятора, гарантирующего выполнение выше названных структурных условий.

Выполнение этих условий является источником уверенности в законности и прозрачности ценообразования на природный газ в рамках конкретного рынка. Цены на газ на таком рынке отражают реальное соотношение между двумя главными силами: спросом и предложением и становятся действительными сигналами, указывающими на возможности инвестирования. Способность рынка привлекать инвестиции есть главный признак его самодостаточности.

Североамериканский и европейский рынки природного газа имеют длительную историю формирования и к настоящему моменту считаются действительно конкурентными, соответствующими требованиям структурного и институционального характера.

Североамериканский газовый рынок, объединяющий национальные рынки США, Канады и Мексики, практически независим от импорта, ценообразование построено на принципе конкуренции между различными поставщиками газа, сделки (фьючерсные и спотовые) заключаются на Нью-Йоркской бирже NYMEX, либо вне её (форвардные и спотовые сделки), но с ориентиром на биржевые цены, которые основываются на данных пункта физической торговли газом Henry Hub (Луизиана, США). Присущими данному рынку ценовыми рисками, возникающими вследствие высокой волатильности, можно управлять с помощью системы биржевых инструментов (финансовых производных).

Европейский рынок природного газа характеризуется высокой степенью зависимости от импорта, одновременным использованием как конкурентного рыночного ценообразования с [относительно ликвидными] узлами виртуальной торговли, так и долгосрочных контрактов с привязкой к ценам на нефть и нефтепродукты. Причиной сосуществования двух различных систем ценообразования на одном рынке служит стремление гарантировать поставки необходимого объема газа.

Высокая зависимость Восточно-Азиатского рынка от импорта природного газа (и отсутствие гибкости в портфелях поставщиков) вынуждает его участников заключать долгосрочные контракты на поставку природного газа в целях обеспечения все возрастающих потребностей в данном виде топлива. Так, весь трубопроводный газ и 71% СПГ были поставлены в рамках долгосрочных контрактов [13, 16]. Цены таких контрактов не отражают реальный баланс спро-

са и предложения на природный газ (вследствие сложившейся практики привязки к другим энергоресурсам), и таким образом не являются реальными индикаторами состояния рынка.

Для достижения конкурентоспособности газа в структуре энергопотребления региона необходимо развитие институтов конкурентных национальных и регионального международного рынков, которые должны соответствовать институциональным и структурным требованиям, вызывать доверие участников, привлекать новых, и позволять использовать торговые площадки в целях балансировки своих потребностей.

4.2. Возможная роль Китая в реформировании Восточно-Азиатского газового рынка

Рынок природного газа КНР представляется наиболее вероятным претендентом на роль лидера в формировании региональных институтов международной торговли газом. Кроме выполнения институциональных требований по дерегулированию оптовых цен и наличию достаточного количества участников (в текущем году запущен механизм физической спотовой торговли природным газом в Шанхае) [17], этот рынок обладает развитой и диверсифицированной газовой инфраструктурой, имеет доступ к прочим международным рынкам как СПГ, так и трубопроводным. Выполнение прочих условий создания конкурентного рынка в значительной степени, является лишь вопросом времени и наличия политической воли.

Развитие конкурентного рынка природного газа в Китае не отменит в ближайшей и среднесрочной перспективе привязки к ценам на нефть и нефтепродукты в долгосрочных контрактах, ибо этого требует сложившаяся практика гарантированного обеспечения поставок и возврата инвестиций.

Таким образом, в относительно близкой перспективе не вызывает сомнения естественный процесс перехода азиатского рынка природного газа на уровень более высокой конкуренции. Этот процесс, вследствие существенного сходства условий, во многом будет похож на развитие рынка Европы и в конечном итоге приведет к аналогичному сочетанию конкурентного рыночного ценообразования и долгосрочных контрактов с привязкой к ценам на нефть и нефтепродукты. Однако особенности азиатского региона требуют внимательного изучения данного процесса с целью наиболее точного определения будущих условий установления цен на рынке, который представляет значительный интерес для России.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергетический рынок Восточной Азии является важной составляющей мирового рынка и наряду с европейским представляет стратегический интерес для России. Ряд особенностей придают ему уникальные характеристики, что необходимо учитывать в том числе в региональном энергетическом сотрудничестве. Будучи необъемлемой и значимой частью мировых социальных, экономических и политических процессов, регион одновременно вносит свой особый вклад в их формирование и развитие. В частности, здесь наиболее остро стоит проблема формирования приходной части энергетического баланса, и как следствие регион можно рассматривать в качестве образца для изучения процессов перехода мировой энергетики в так называемый “посткарбоновый мир”. Важное значение в этом процессе приобретают институты энергетического рынка, в первую очередь связанные с инвестициями и ценообразованием на энергоносители и энергетические услуги. Именно они формируют среду для международного сотрудничества в формировании и развитии энергетической инфраструктуры региона Восточной Азии.

Так эволюционный процесс механизмов ценообразования на природный газ в регионе в относительно близкой перспективе приведёт к переходу Восточно-азиатского рынка на уровень более высокой конкуренции. Ввиду значительного сходства с европейским рынком, наиболее вероятным представляется сочетание конкурентного ры-

ночного ценообразования и долгосрочных контрактов с привязкой к ценам на нефть и нефтепродукты.

Вследствие специфики Восточно-Азиатского рынка, на нём практически полностью отсутствуют институты региональной торговли, а тем более трубопроводной торговли газом. В условиях создания фактически нового сегмента рынка в этом регионе (в настоящее время монополизированного Китаем) чрезвычайный интерес для многих акторов представляет изучение перспектив его дальнейшего формирования с целью эффективного участия на этом рынке.

Также значительную роль в формировании рынков энергоносителей стран восточно-азиатского региона в долгосрочной перспективе будут играть институциональные реформы электроэнергетики, а именно развитие конкурентных электроэнергетических рынков. Электроэнергетика как базовая инфраструктурная отрасль экономики потребляет большую часть импортируемого ископаемого топлива, поэтому изменение принципов её функционирования может оказать существенное влияние на структурную эволюцию энергетических рынков в странах Восточной Азии.

Кроме того, формирование конкурентных электроэнергетических рынков в странах Восточной Азии потребует привлечения существенных инвестиций, в том числе и иностранных, что является для России шансом упрочить своё влияние в регионе.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Global Energy Statistical Yearbook 2015. Доступ: http://www.enerdata.net/enerdatauk/press-and-publication/publications/world-energy-statistics-supply-and-demand.php

[2] World Energy Statistics and Balances (2014 edition).

[3] Попов С.П. Методический подход к оценке потребности в российских энергоресурсах на рынках Восточной Азии. VII Мелентьевские теоретические чтения, Сессия 2: Перспективы развития мировой и российской энергетики. Звенигород, 18-19 апреля 2013г.

[4] Hiroshi Asano. Regulatory reform of the electricity industry in Japan: what is the next step of deregulation? // Energy Policy. – 2006. - Volume 16, p. 4291-2497.

[5] Akahori K., Inutsuka J., Iwakiri S., Uchida M. Fujitsu's approach to electricity system reform through electricity retail solutions // Fujitsu Science Technical Journal. – 2014. – Volume 50, p. 67-75

[6] Japan Statistical Yearbook 2014. Chapter 10: Energy and Water. Access: http://www.stat.go.jp/english/data/nenkan/1431-10.htm

[7] JETRO recommendation for foreign investment in attractive sectors. Access: https://www.jetro.go.jp/en/invest/attract.html

[8] Kenichi Kawamoto. Invest in Japan: FDI policy and facilitation. Access: http://www.seisakukikaku.metro.tokyo.jp/invest_tokyo/english/news-events/2014/pdf/201404_1.pdf

[9] Proposals for Japan FIT system. JREF Working Paper, Ver.1. Access: http://jref.or.jp/en/images/pdf/20120216/16FEB12_FIT_ver1_en.pdf

[10] EU-Japan Centre for Industrial Cooperation official website. Access: http://www.eu-japan.eu/

[11] Внешнеэкономические связи. Программа РАО ЕЭС России. Доступ: http://www.rao-ees.ru/ru/investor/reporting/reports/report98/5gl.htm

[12] Россия и Япония построят энергомост на Хоккайдо. Доступ: http://www.vestifinance.ru/articles/52798

[13] BP Statistical Review of World Energy June 2015. – London: BP, 2015. - 48 p. Access: bp.com/statisticalreview

[14] BP Statistical Review of World Energy 2005. – London: BP, 2005. – 42 p. Access: bp.com/statisticalreview

[15] Warner ten Kate, László Varró, Anne-Sophie Corbeau. Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia: Obstacles and Opportunities. – Oxford: OIES, 2013. - 83 p.

[16] Отрасль СПГ в 2014 г. Отчет Международной группы импортеров сжиженного природного газа (GIIGNL). The LNG Industry in 2014. GIIGNL report. Доступ: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2015_annual_report.pdf

[17] China's Shanghai pushes ahead with trading hub plans with approval of oil, gas platform. Информационное агентство Platts. Доступ: http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/singapore/chinas-shanghai-pushes-ahead-with-trading-hub-26988685

7. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Попов Сергей Петрович – ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: технологические, экономические, социальные и политические факторы влияния на энергоснабжение стран Восточной Азии, энергетическое сотрудничество России в АТР, рынок газа в восточной Евразии, энергетические инвестиции.



Корнеев Константин Анатольевич – научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат исторических наук. Основные научные интересы: институциональная структура экономики и энергетики России и стран АТР, реформирование энергетических рынков, энергетическая дипломатия.



Ершова Екатерина Валерьевна – инженер Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, аспирант. Основные научные интересы: мировая экономика, мировая энергетика, рынки природного газа.

Развитие энергетического сотрудничества России и Китая: декларации и практика.

О.В. Дёмина, А. Ю. Огнев

Китай является одним из основных торговых партнеров России. Рост внешнеторгового оборота между странами обусловлен увеличением поставок российских энергоресурсов. Описана хронология российско-китайского сотрудничества в энергетике. Рассмотрены основные соглашения и долгосрочные контракты на поставку российских энергоресурсов в Китай. Проанализирован потенциал инвестиционного сотрудничества в энергетической сфере. Несмотря на активизацию российско-китайских отношений, позиции России на китайских рынках очень скромные, в то время как Китай существенно расширяет участие в российских энергетических проектах[1].

Ключевые слова: **энергоресурсы, электроэнергия, экспорт, Дальний Восток, Китай, долгосрочные контракты, прямые иностранные инвестиции.**

На протяжении последних четырех лет Китай возглавляет список основных торговых партнеров России, в свою очередь Россия входит в десятку основных торговых партнеров Китая (9 место по итогам 2014 г.). Увеличение объемов внешнеторгового оборота между странами в 2000 - 2014 гг. происходило на фоне усиления зависимости Китая от импорта энергоресурсов (с 9 до 16%) и наращивания доли энергоресурсов в структуре экспорта России (с 50 до 73%).

Взаимодополняющие структуры энергетических балансов России и Китая привели к тому, что энергетика является приоритетной сферой сотрудничества. Именно в энергетике в последнее время были достигнуты договоренности о совместной реализации масштабных проектов, подкрепленные подписанными соглашениями, меморандумами о сотрудничестве и получившими практическую реализацию, прежде всего, в долгосрочных контрактах на поставку российских энергоресурсов. Важным направлением сотрудничества является также привлечение китайских инвестиций в российские энергетические проекты.

Еще в 1996 г. Россия и Китай сформировали подкомиссии по сотрудничеству в энергетической сфере и в области транспорта в рамках Комиссии по подготовке регулярных встреч глав правительств, в 2008 г. была создана Китайско-российская комиссия по энергетическому сотрудничеству (на уровне заместителей председателей правительств). В 2009 г. были подписаны основные соглашения, определяющие сотрудничество России и Китая в энергетической сфере, а в 2013-2014 гг. – долгосрочные контракты на поставку российских углеводородов.

По итогам 2014 г. на «минеральное топливо, нефть и нефтепродукты» приходится свыше 70% в стоимостной структуре российских экспортных поставок в Китай [1]. Однако даже данное направление сотрудничества еще недостаточно развито: в 2014 г. доля Китая в структуре экспорта составляла по углю -17%, по нефти - 15% и СПГ - 1%. Российские энергоресурсы в структуре импорта Китая занимают еще более скромные позиции: уголь -11%, нефть - 9% и СПГ - 0,7% [2].

Инвестиционный потенциал сотрудничества России и Китая также реализован не полностью и не соответствует масштабам торговых отношений. По итогам 2013 г. объем китайских прямых иностранных инвестиций составил 4,1 млрд. долл. (4% от объема ПИИ привлеченных в страну). Основной объем этих инвестиций является кредитами российским энергетическим компаниям.

[1] Статья выполнена при поддержке гранта РГНФ № 15-32-01035 «Исследование механизмов и результатов экономической интеграции России и Китая: освоение энергетических и минеральных ресурсов на Дальнем Востоке».

Российские прямые инвестиции в Китае составили всего 22 млн. долл. (0,02%) [3].

1. ХРОНИКА СОТРУДНИЧЕСТВА С КИТАЕМ В СФЕРЕ ДОБЫЧИ ТЭР

Первый крупный контракт на поставку российской нефти в Китай был заключен в 2004 г. между компанией ОАО «НК «Роснефть» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация (China National Petroleum Corporation, CNPC), объем составлял 48,4 млн. т нефти за период 2005-2010 гг., поставки осуществлялись по железной дороге [4]. В том же году российским правительством было принято решение о строительстве трубопровода «Восточная Сибирь - Тихий океан» (ВСТО). В 2006 г. ОАО «АК «Транснефть» и CNPC подписали протокол о строительстве ответвления трубопровода «ВСТО» до китайского города Дацин, а в октябре 2008 г. заключили соглашение о принципах строительства и эксплуатации нефтепровода «Сковородино – граница с КНР» [5].

21 апреля 2009 г. состоялось подписание Соглашения о сотрудничестве в нефтяной сфере. 20 августа 2009 г. Соглашение вступило в силу. В 2009 г. был заключен контракт на поставку российской нефти между ОАО «НК «Роснефть», ОАО «АК «Транснефть» и CNPC сроком на 20 лет в объёме 15 млн. т. Российские компании получили кредит в размере 25 млрд. долл., из них 15 млрд. долл. ОАО «НК «Роснефть» на развитие месторождений в восточных районах России и 10 млрд. долл. ОАО «АК «Транснефть» для реализации проекта «ВСТО». Поставки в Китай по нефтепроводу «ВСТО» осуществляются с 1 января 2011 г. 21 июня 2013 г. «Роснефть» и CNPC подписали долгосрочный контракт на поставку в Китай 365 млн. т российской нефти в течение 25 лет [6]. Кроме того, 22 октября 2013 г. у ОАО «НК «Роснефть» с Sinopec подписан меморандум в отношении заключения экспортного контракта, предполагающий поставки нефти в объеме до 100 млн. т в течение 10 лет, начиная с 2014 г., на условиях предоплаты.

Таким образом, на сегодняшний день у ОАО «НК «Роснефть» заключено 3 контракта на поставку нефти в Китай суммарный объем поставок составляет около 50 млн. т в год. В 2014 г. объем экспорта российской нефти в Китай достиг 33 млн. т. Перспективы увеличения поставок связаны с проектом расширения мощности «ВСТО» до 80 млн. т в год. Распределение нефти, поставляемой по «ВСТО» предполагает, что 24 млн. т в год будет направляться на экспорт в Козьмино, 30 млн. т – в Китай через Сковородино [7, 8].

9 августа 1997 г. было заключено Соглашение о сотрудничестве между ОАО «Газпром» и CNPC, развитие этот документ получил в октябре 1999 г., когда был подписан Протокол «О совместных исследованиях в области ПХГ». В октябре 2004 г. между ОАО «Газпром» и CNPC заключено Соглашение о стратегическом сотрудничестве. В декабре 2005 г. начались коммерческие переговоры по условиям поставок российского газа. 21 марта 2006 г. между компаниями был подписан «Протокол о поставках природного газа из России в КНР», в котором были оговорены «основные договоренности по срокам, объемам, маршрутам поставок газа и принципам формирования формулы цены». Для реализации поставок российского газа в Китай рассматриваются два маршрута «восточный» («Сила Сибири») и «западный» («Алтай») [9]. 24 июня 2009 г. подписан Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в сфере природного газа. 27 декабря 2009 г. были подписаны «Базовые основные условия поставки природного газа из России в Китай, а 27 сентября 2010 г. – «Расширенные основные условия поставки природного газа из России в Китай», которые детализируют договоренности сторон по основным условиям поставок газа [10].
13 октября 2014 г. подписано Межправительственное соглашение между Россией и Китаем о поставках газа в Китай по «восточному» маршруту. Оно определяет основные условия сотрудничества, в том числе по проектированию, строительству и эксплуатации трансграничного участка газопровода. Ответственными за реализацию

соглашения являются ОАО «Газпром» с российской стороны и CNPC с китайской. 21 мая 2014 г. «Газпром» и CNPC подписали долгосрочный контракт на поставку до 38 млрд $м^3$ газа в год в течение 30 лет [11]. 2 мая 2015 г. подписан Федеральный закон №106-ФЗ, в соответствии с которым ратифицировано Соглашение о сотрудничестве в сфере поставок природного газа из Российской Федерации в Китайскую народную республику по «восточному» маршруту [12]. В сентябре 2014 г. с российской стороны началось строительство газопровода «Сила Сибири», в мае 2015 г. на Чаяндинском месторождении началось бурение нефтяных эксплуатационных скважин. В июне 2015 г. началось строительство китайского участка газопровода. 9 ноября 2014 г. «Газпром» и CNPC подписали Рамочное соглашение о поставках природного газа из России в Китай по «западному» маршруту, объем поставок составит 30 млрд $м^3$ ежегодно в течение 30 лет [12].

24 июня 2009 г. подписан Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в угольной сфере. 27 сентября 2010 г. подписан Протокол к Меморандуму о взаимопонимании по сотрудничеству в угольной сфере. Ежегодно рассматривается Дорожная карта по развитию российско-китайского сотрудничества в угольной сфере. В рамках данных документов предполагается участие китайских компаний в проектах развития новых технологий переработки угля, поставки горношахтного и прочего оборудования в Россию, увеличение объемов поставок угля в Китай.

На сегодняшний день основными российскими поставщиками угля в Китай являются «СУЭК» (30% от объема экспорта компании направляется на китайский рынок) и «Мечел» (50%). В 2013 г. ОАО «Мечел» подписало несколько контрактов с китайскими компаниями о поставке коксующегося угля: в марте с китайской компании «Baosteel Resources» о поставке 960 тыс. т ежегодно; в июле с китайской корпорацией «Shasteel Group» – меморандум о поставках ежемесячно от 40 тыс. т до 80 тыс. т угля через дальневосточные порты. Цена поставок будет определяться ежемесячно. В августе 2013 г. ОАО «Мечел» приступило к отгрузке угольного концентрата в Китай по железной дороге через новый железнодорожный пограничный пункт пропуска «Махалино (РФ) - «Хунь-Чунь» (КНР). На начальном этапе планируется ввозить из России в Китай до 2 млн. т каменного угля в год с последующим расширением номенклатуры переводимых грузов и наращиванием объемов перевозок к 2020 г. до 12 млн т в год [13]. Перспективы расширения участия китайских компаний в развитии угледобычи на Дальнем Востоке, связывают с освоением Ерковецкого и Огоджинского месторождений в Амурской области [14].

Несмотря на незначительный, по сравнению с углеводородами вклад электроэнергетики в формирование экспортной выручки история сотрудничества составляет уже четверть века и имеет значительный потенциал развития.

2. ХРОНИКА СОТРУДНИЧЕСТВА С КИТАЕМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Поставки электроэнергии в приграничные районы Китая начались в 90-е годы XX века. Технически экспорт осуществлялся из Амурской энергосистемы по ВЛ класса напряжения 110 кВ Сиваки – Шипачжань и Благовещенск Хэйхе. Первоначально объемы поставок были незначительны и не превышали 200 млн.кВт час в год. Расчеты за электроэнергию производились как по бартеру (товарами), так и в валюте по договорным ценам. Но в 2000-х бартерные сделки были прекращены, поставки электроэнергии стали производиться по договорам с ОАО «Интер РАО ЕЭС», цены корректировались ежегодно, причем были случаи не достижения договоренности и прекращения поставок (2007, 2008 гг. когда из-за ценовых разногласий приграничная торговля электроэнергией была прекращена). Экспорт электроэнергии в Китай был возобновлен 1 марта 2009 г. после двухлетнего перерыва и все поставки осуществляются в рамках Контракта, заключенного с Государственной

электросетевой корпорацией КНР (ГЭК Китая) в феврале 2009 г. Для целей экспорта ОАО «Восточная энергетическая компания» (ОАО «ВЭК») закупает не востребованную на внутреннем рынке избыточную электроэнергию, вырабатываемую на электростанциях Объединенной энергосистемы (ОЭС) Востока. Передача электроэнергии на территорию КНР велась в тот период по действующим межгосударственным линиям электропередачи 110 кВ Благовещенская – Хэйхэ и 220 кВ Благовещенская – Айгунь [15].

В марте 2005 г. ОАО РАО «ЕЭС России» и ГЭК Китая подписали Меморандум о взаимопонимании, который положил начало новой фазе сотрудничества в области электроэнергетики и поставил задачей изучить соответствующие технические аспекты нового проекта. В Меморандуме был обозначен объем экспорта в размере до 20 млрд.кВт.ч. электроэнергии в год.

Вскоре вслед за Меморандумом было подписано Соглашение о долгосрочном сотрудничестве (от 01.07.2005), где объем экспорта по инициативе китайской стороны был увеличен до 30 млрд. кВт.ч. И уже 21 марта 2006 г. было подписано Соглашение о всесторонней разработке предварительного ТЭО Проекта широкомасштабного экспорта электроэнергии в Китай. В Соглашении были определены этапы реализации Проекта, общий целевой объем экспорта (60 млрд. кВт.ч. в год), зафиксированы принципы ценообразования и поставлена задача разработать предварительное ТЭО в течение 6-ти месяцев. В результате проделанной работы в ноябре 2007г. во время визита Премьер-министра РФ в КНР были подписаны еще два документа: Контракт на поставку электроэнергии по 1 этапу и Соглашение о принципах реализации Проекта. Дальнейшее развитие Проекта предполагало реализацию трех его этапов, обозначенных в Соглашении от 21 марта (табл.1).

Этап 1 - поставка электроэнергии с Дальнего Востока в годовом объеме 3,6-4,5 ТВт.ч. (600-720 МВт) по ВЛ 500 кВ от ПС Амурская до ПС в г. Хейхе (5 км от границы с РФ) и далее по территории КНР в г. Харбин. На данном этапе задействован избыток электроэнергии, имеющийся в ОЭС Востока, а по мере его исчерпания – предполагался ввод новых мощностей.

ТАБЛИЦА 1. ПАРАМЕТРЫ ПРОЕКТА.

	1 этап 2008-2009 гг.	**2 этап** 2010-2012 гг.	**3 этап** 2015-2018 гг.
Экспорт электроэнергии, млрд. кВтч / (МВт)	3,6-4,5 / (600-750)	18,0 / (3000)	38 / (6000-6400)
Всего экспорт нарастающим итогом, млрд. кВтч	3,6-4,5	21,6-22,5	59,6-60,5
Категория ЛЭП (точка приема)	500 + ВПТ (Хэйхэ-Харбин)	ППТ ±500 (Шеньян)	ППТ ±800 или 2 по ±600, (Пекин)

Этап 2 – дополнительная поставка электроэнергии в годовом объеме до 18 ТВт.ч. (мощность 3000-3600 МВт) по электропередаче постоянного тока ППТ ±500 кВ. Для чего предусматривалось строительство одной - двух угольных электростанций мощностью 3600 МВт. Окончательный вариант должен был быть выбран на этапе ТЭО. Электроэнергию намечалось передавать в провинцию Ляонин (северо-восток Китая), точка приема - г. Шеньян.

Этап 3 –дополнительная поставка электроэнергии в годовом объеме 38 ТВт.ч. (мощность 6000- 6400 МВт) по ППТ ±800 кВ или двум ППТ ±600 кВ. Поставка намечалась с трех угольных электростанций, построенных в Восточной Сибири.

Одновременно и параллельно с разработкой новых соглашений была начата работа по их практической реализации.

3. ПОСТАВКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В КНР

В 2006 г. дополнительно к действующим электропередачам 110 кВ Хэйхэйская компания «Сириус-Энерго» и Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Востока построили новую межгосударственную двухцепную линию электропередачи 220 кВ ПС «Сириус» - ПС «Благовещенская» и подстанцию «Сириус» 4х90 МВА, 220/35 кВ, находящуюся на территории КНР. Общая протяженность

линии составила 158,3 км (в т.ч. переход через р. Амур – 2814 м). Проект выполнен Дальневосточным институтом ОАО «Дальэнергосетьпроект», РФ. В ноябре 2006 г. линия была введена в эксплуатацию. Трансграничная ЛЭП 220 кВ была по счету уже третьей, которая связала Россию и Китай. Пропускная способность – до 300 МВт, объем передаваемой электроэнергии до 2 млрд. кВт.ч.

Со стороны России строительство обеспечивали ОАО «ФСК ЕЭС» и ее филиал Магистральные электрические сети Востока – МЭС Востока. Со стороны Китая строительство вела Компания «Сириус-Энерго».

Компания «Сириус-Энерго» в то время получила эксклюзивное право на импорт электроэнергии из России, не смотря на то, что по законам КНР этим правом обладает только ГЭК Китая. По истечении некоторого времени – порядка 2-х лет, ГЭК Китая выкупила эту линию и подстанцию.

В 2011 г. ГЭК Китая, ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «ВЭК» совместно построили еще одну межгосударственную линию электропередачи - ВЛ 500 кВ ПС «Амурская» - Госграница КНР и ВПТ-750 МВА (вставку постоянного тока) на территории КНР. Общая длина линии составляет 163,4 км (переход через р. Амур – 2345 м). Проект также выполнен ОАО «Дальэнергосетьпроект». В марте 2011 г. линия введена в эксплуатацию.

В 2012 г. Группа «Интер РАО» и Государственная Электросетевая Корпорация Китая подписали долгосрочный контракт на поставку электроэнергии в Китай от действующих электростанций на Дальнем Востоке: 100 млрд. кВт.ч за 25 лет.

В 2014 г. экспорт электроэнергии из России в Китай составил 3,375 млрд.кВт.ч, что хотя несколько ниже уровня 2013 г. (3,5), но пропускная способность только ВЛ 500 кВ (4,2 - 4,5 млрд. кВт.час) позволяет обеспечить необходимый объем экспорта как в рамках 1-го этапа проекта, так и в рамках подписанного в 2012 г. контракта.

Таким образом, можно сказать, что задачи 1-го этапа проекта «Широкомасштабного экспорта» фактически выполнены.

Относительно дальнейшей эскалации экспорта электроэнергии с российского Дальнего Востока необходимо отметить следующее. Прежде всего, объем экспорта с Дальнего Востока в настоящее время составляет не более 10 % от производимой электроэнергии на юге Дальнего Востока, т.е. в сфере действия ОЭС Востока. При этом, возможность наращивания объемов экспорта на действующих электростанция практически исчерпана и составляет не более нескольких процентов дополнительно от производства электроэнергии в регионе.

В китайской провинции Хэйлунцзян Объем импортируемой электроэнергии составляет не более 4 % от потребляемой электроэнергии и может быть существенно увеличен, даже исходя из уровня душевого электропотребления в провинции Хэйлунцзян, которое составляет около 2200 кВт.час в год на человека. Емкость рынка электроэнергии на северо-востоке Китая остается и прогнозируется весьма значительной, и потребность в российской энергии, следовательно, сохраняется, несмотря на относительно малые объемы ее поставок.

Поэтому принятие решения о дальнейшем увеличении экспорта будет скорее политическим решением, а не технологическим, и даже не экономическим (обоюдовыгодным), поскольку снятие существующих ограничений на экспортные поставки является весьма затратным мероприятием для обеих сторон, да к тому же с высокими рисками, особенно для российской стороны.

4. НОВЫЕ ПРОЕКТЫ. ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО.

Тем не менее, для дальнейшего увеличения поставок электроэнергии в настоящее время рассматриваются варианты строительства новых ГРЭС с размещением их в районах месторождений угля в Амурской области и в Восточной Сибири. В частности, прорабатывается вопрос строительства Ерковец-

кой ГРЭС с 2-3 блоками мощностью 350 МВт каждый в составе 1-й очереди станции. Предполагается использование энергетического оборудования китайского производства и финансирование с использованием китайских связанных кредитов. Эта электростанция может быть полностью ориентирована на экспорт в Китай, поскольку в ОЭС Востока, на территории функционирования которой она будет размещена, хотя и имеются избытки генерирующих мощностей, ведется строительство новых: Благовещенская ТЭЦ, 2-я очередь, 120 МВт, Нижне-Бурейская ГЭС, 320 МВт (обе в Амурской области). Также в зоне ОЭС Востока ОАО «РусГидро» ведет строительство ТЭЦ в г. Советская Гавань мощностью 120 МВт (Хабаровский край) и начато проектирование еще трех новых станций: в гг. Хабаровске, Владивостоке и Артеме.

Но все вышеперечисленные электростанции предназначены в основном для замещения выбывающих и отработавших свой ресурс энергетических мощностей в ОЭС Востока и существенного влияния на увеличение объема экспортных поставок оказать не смогут.

Ерковецкую ТЭС поэтому можно рассматривать как непосредственно экспортно-ориентированную станцию, установленная мощность которой при полном развитии может составить до 3600 МВт. Ввод этой электростанции позволит лишь частично решить задачи второго этапа проекта «Широкомасштабного экспорта», в связи с чем необходимо рассматривать и другие экспортно-ориентированные станции, например Эльгинскую ГРЭС (1800 МВт, Республика САХА).

5. ИНВЕСТИЦИОННОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В РОССИЙСКО-КИТАЙСКИХ ОТНОШЕНИЯХ.

Важным направлением сотрудничества являются китайские инвестиции в энергетические проекты. С 2005 г. Китай инвестировал в энергетические проекты за рубежом более 155 млрд долл. В нефтегазовый сектор направляется около 30% китайских ПИИ. Китайские компании нацелены на приобретение активов в собственность. Реализуется политика «нефть в обмен на инвестиции» и «нефть в обмен на инфраструктуру», что предполагает наличие соглашений договоренностей на государственном уровне [16-18]. Китай подписал более 130 соглашений о сотрудничестве в энергетической сфере с 43 странами и регионами мира [19].

В 2010 г. Китай участвовал в энергетических проектах в 31 странах, в 20 из них добывал нефть с приобретенных месторождений. Основные объемы поставок в рамках данного направления осуществляются из Казахстана, Судана, Венесуэлы и Анголы (суммарно обеспечивают около 70% нефти с проектов с китайским участием), на Россию приходится только 4% [16].

Уровень развития инвестиционного сотрудничества между Россией и Китаем не соответствует уровню развития торговых отношений двух стран. По итогам 2013 г. объем китайских инвестиций в Россию увеличился в 5 раз, но их доля по-прежнему незначительная (всего 4%). Большая часть инвестиций – кредиты энергетическим компаниям. Китай занимает четвертое место среди стран мира по объему прямых инвестиций в российские проекты. Объем накопленных китайских инвестиций в Россию составляет порядка 10 млрд. долл. Крупнейшими проектами, которые реализуются в России с участием китайского капитала, являются: покупка Китайской национальной нефтегазовая корпорацией 20% акций завода «Ямал-СПГ» (оценивается в 810 млн. долл.); инвестиции Государственной электросетевой корпорации Китая в совместные проекты с российской ГК «Синтез» (оценивается в 1,1 млрд. долл.) [20]. В ноябре 2014 г. НК «Роснефть» подписала рамочное соглашение с китайской CNPC о продаже 10% «Ванкорнефти» – оператора Ванкорского месторождения, сделка оценивается в 1 млрд. долл. [21].

Потенциал сотрудничества в энергетической сфере между Россией и Китаем мало реализован даже в рамках двух основных направлений: поставки первичных энергоресурсов и инвестиционное участие китай-

ского капитала в энергетических проектах. Однако сотрудничество в энергетической сфере должно продолжаться не только по экстенсивному пути (наращивание физических объемов поставок первичных энергоресурсов, электроэнергии и дополнительном привлечении китайских инвестиций), но созданием новых товарных ниш для продуктов нефтегазохимии, создание совместных предприятий, строительство новых и реконструкция действующих энергетических объектов, совместные разработки новых технологий в ТЭК.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Российско-китайское торгово-экономическое сотрудничество / Портал внешнеэкономической информации Министерства экономического развития РФ http://www.ved.gov.ru/exportcountries/ cn / cn_ru_relations/cn_ru_trade/
[2] United Nations Comtrade Database http://comtrade.un.org/ data/
[3] Загребнов Евгений. Прямые иностранные инвестиции: в чем разница между Китаем и Россией? / Сайт Ассоциация содействия развитию китайско-российской торговли http://www.cniru.ru/index.php?a=show&c=index&catid=9&id=1948&m=content
[4] Крутихин Михаил. Восточный поворот: Поддавки с Китаем / Ведомости № 3677 от 18.09.2014 http://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2014/09/18/poddavki-skitaem
[5] Информационно-аналитический портал Нефть России http://www.oilru.com/news/89106/
[6] Сайт ОАО «НК «Роснефть» http://www.rosneft.ru/ news/ pressrelease/ 210620139.html
[7] Распоряжение Правительства РФ от 6 мая 2015 № 816-р «Об утверждении схемы территориального планирования Российской Федерации в области федерального транспорта (в части трубопроводного транспорта)».
[8] Сайт национального журнала «Нефтегазовая Вертикаль» http://www.ngv.ru/news/transneft_ in-in-vestiruet_kп_2020_godu_45_mlrd_rubley_v_rasshirenie_moshchnosti_vsto_do_80_mln_tonn_v_god/
[9] Энергетический бюллетень № 1, 2013 / Аналитический центр при Правительстве РФ http://ac.gov.ru/ files/ publication/ a/ 273.pdf
[10] Справка о российско-китайском сотрудничестве в области энергетики / Департамент международного сотрудничества Министерства энергетики РФ. 2011. 30 с.
[11] Сайт ПАО «Газпром» http://www.gazprom.ru/ press/news/2014/may/article191417/
[12] Федеральный закон от 2 мая 2015 г. № 106-ФЗ «О ратификации Соглашения между Правительством Российской Федерации и Правительством Китайской Народной Республики о сотрудничестве в сфере поставок природного газа из Российской Федерации в Китайскую Народную Республику по «восточному маршруту».
[13] Плакиткина Л.С. Современное состояние и перспективы развития добычи угля в период до 2030 г. в основных бассейнах и месторождениях, расположенных в Дальневосточном ФО / Горная промышленность, №1 (113), 2014. С. 12-21.
[14] Распоряжение Правительства РФ от 21.06.2014 № 1099-р «Об утверждении программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года»
[15] Сайт ОАО «Восточная энергетическая компания» http://www.eastern-ec.ru/ru/about_company/
[16] Михневич С.В. Инновационные аспекты энергетической политики КНР: внутреннее и внешнее измерения // ЭКО. №2, 2015. С.87-110.
[17] Поминова И. Зависимость от импорта нефти - вызов для Китая / Академия энергетики, № 5, 2012. http://www.energoacademy.ru/ images/ academy/ journals/49/76-77.pdf
[18] Энергетический бюллетень № 9, 2014 / Аналитический центр при Правительстве РФ.
[19] Баодон Ван, Чанвэй Пан, Рубан Л.С. Развитие нефтегазовой отрасли Китайской Народной Республики // Бурение и нефть, № 1, 2015. С. 18-23.
[20] Основные итоги инвестиционного сотрудничества России и Китая/ Портал внешнеэкономической информации Министерства экономического развития РФ http://www.ved.gov.ru/ exportcountries/ cn/ cn_ ru_relations/cn_rus_projects/
[21] Сайт ОАО «НК «Роснефть» http:// www.rosneft.ru/news/pressrelease/09112014.html

7. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Дёмина Ольга Валерьевна – зав. сектором экономики ТЭК Института экономических исследований ДВО РАН, Хабаровск, Россия, кандидат экономических наук. Основные научные интересы: региональная экономика, экономика энергетики, исследования ТЭК Дальнего Востока России и стран АТР, экономико-математические методы моделирования.



Огнев Александр Юрьевич – научный сотрудник сектора экономики ТЭК Института экономических исследований ДВО РАН, Хабаровск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: региональная электроэнергетика, энергосистемы, ТЭК Дальнего Востока России и стран АТР.

Интересы Востока России в реализации российско-китайского газового контракта «Сила Сибири»

Н.И. Пляскина, В.Н. Харитонова, Вижина И.А.

Аннотация. Долгосрочный международный российско-китайский газовый контракт по строительству трубопровода «Сила Сибири» и экспорту российского газа в Китай, заключенный в мае 2014 г, вызвал большую полемику о выгодности его условий для социально-экономического развития России и ее восточных регионов. В докладе представлены комплексная оценка эффективности контракта «Сила Сибири» для освоения нефтегазовых ресурсов и развития нефтегазохимических кластеров в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия), а также ожидаемые выгоды социально-экономического развития регионов.

Ключевые слова: **российско-китайский газовый контракт, комплексная оценка эффективности, мегапроект ВСНГК, Восточно-Сибирский и Дальневосточный нефтегазохимические кластеры, региональные эффекты упущенная выгода**

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время возрастает значимость освоения нефтегазовых ресурсов и формирования Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса (ВСНГК) в продвижении российской нефти и газа на рынки стран АТР. Важное место в приоритетах российского правительства[1] занимает создание Восточно - Сибирского и Дальневосточного нефтегазохимических кластеров в государственном плане развития нефтегазохимии в России на период до 2030 г. Системообразующая роль в их размещении и развитии принадлежит магистральным трубопроводам: нефтепроводу ВСТО и газопроводам Восточной газовой программы «ОАО Газпром». Газовый контракт «Сила Сибири» реально стал драйвером освоения сложнопостроенных Чаяндинского и Ковыктинского базовых нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), стимулирования проектных инновационных разработок комплексного извлечения углеводородного сырья и гелия, пересмотра концепции развития нефтегазохимических кластеров в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

В статье исследуется влияние Российско-китайского газового контракта «Сила Сибири» на реализуемость государственной стратегии создания нефтегазохимических кластеров в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) и на развитие регионов Сибири и Дальнего Востока. На основе сценарного анализа формирования мегапроекта Восточно-Сибирского нефтегазового комплекса выполнены оценки ожидаемых прямых государственных и региональных экономических эффектов от развития газонефтехимических кластеров в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия).

2. ПРЕДМЕТ СОГЛАШЕНИЯ И УСЛОВИЯ КОНТРАКТА

В мае 2014 г. между ОАО «Газпром» и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией CNPC был подписан газовый мегаконтракт на 400 млрд долл. США о поставках газа в Северо–Восточный Китай с 2018 г. через отвод в районе Благовещенска по восточному маршруту. Стратегические приоритеты Газпрома на Востоке России состоят в освоении базовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) с перспективой их соединения с существующей ЕСГ России [2].

Срок долгосрочного контракта – 30 лет, начиная с 2014 г. Общий контрактный объем поставок газа составляет 1,032 трлн куб. м газа, годовой объем - 38 млрд м3, что сопоставило с поставками газа на Украину (40 млрд м3).

[1] В сентябре 2007 года приказом Министерства промышленности и энергетики РФ утверждена государственная «Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР» (Восточная газовая программа).

Условия контракта.

1. Производительность газопровода «Сила Сибири» - 61 млрд м3 в год, сроки строительства - 4-6 лет, проектная стоимость строительства - 25 млрд долл.
2. Поставки газа начнутся через 4-6 лет, за первые пять лет ОАО «Газпром» должен будет поставить в Китай по «Силе Сибири» до 82 млрд куб. м, в среднем по 16,4 млрд куб. м в год, в последующем – 38 млрд куб. м.
3. CNPC предоставит предоплату в объеме $25 млрд в 2014 г, что соответствует оценочной стоимости строительства газопровода "Сила Сибири", а ОАО Газпром направит ее на строительство газопровода.
4. Предполагается совместное участие России и Китая в разработке Ковыктинского и Чаяндинского месторождений, общий объем инвестиций в инфраструктуру проекта составит более $70 млрд, при этом инвестиции ОАО «Газпром» - примерно $55 млрд [3].
5. Контракт подписан на взаимовыгодных условиях для России и Китая. С российской стороны предусматривается предоставление преферентных налоговых режимов для газовых компаний, в частности по НДПИ. Гарантия выполнения контракта выражена условием "бери или плати". Формула цены на газ привязана к нефтяной корзине.

3. НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РИСКИ КОНТРАКТА

Условия майского контракта 2014 г скорректированы уже в ноябре. Достигнута окончательная договоренность об экспортной цене газа, поставляемого Китаю по проекту «Сила Сибири», сдвинуты сроки строительства газопровода и ввод в эксплуатацию с 2018 г. на 2020 г., аннулировано соглашение об авансе с китайской стороны на строительство трубопровода как финансового инструмента для дальнейшего снижения цены. По заявлению А. Миллера, ОАО «Газпром» способен самостоятельно профинансировать этот проект [4].

Несмотря на подписание контракта о строительстве газопровода «Сила Сибири», не теряют своей актуальности конкурирующие варианты выхода российского газа на китайский рынок: «западный маршрут» - газопровод "Алтай"[2] и поставки газа с сахалинских месторождений «Газпрома» по действующему газопроводу Сахалин – Хабаровск – Владивосток с продолжением его до китайской границы. Преимущество этих вариантов – значительное снижение потребностей в инвестициях в связи с наличием действующих месторождений и подготовленной инфраструктуры, меньшей протяженностью проектируемых участков новых газопроводов. Появление конкуренции со стороны альтернативных проектов транспортировки газа ставит под угрозу реализацию газового контракта «Сила Сибири» в период до 2020 г. и, соответственно, может отодвинуть сроки освоения базовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) и формирования нефтегазохимических кластеров на Востоке России, предусмотренных Планом-2030.

В условиях финансового кризиса и напряженности в формировании государственного бюджета России проблематичной может стать и реализация льготного НДПИ для газоконденсатных и газонефтяных месторождений восточных регионов.

В настоящее время наиболее значимы следующие риски, связанные с реализацией проекта.

1. Ценовые риски. Привязка к нефтяной корзине формулы цены газа обусловливает широкую зону неопределенности суммы контракта и показателей рентабельности контракта «Сила Сибири» и их зависимость от конъюнктуры рынка.

2. Освоенческие риски в области разработки месторождений обусловлены пионерной стадией освоения Чаяндинского и Ковыктинского - базовых месторождений газопровода «Сила Сибири», возможностью пересмотра проектов их разработки, сроков ввода мощностей и прогнозируемых инвестиций. Оба месторождения имеют сложное геологическое строение и особые термоба-

[2] В соответствии с утвержденной правительством схемы общая протяженность газопровода "Алтай" - 2622 км, "Силы Сибири" - 3177 км.

рические пластовые условия, расположены в суровых природно-климатических условиях, имеют многокомпонентный состав углеводородов. На Ковыкте сосредоточено порядка 30% российских запасов гелия. ОАО «Газпром» предусматривает применение инновационных технологий как в разработке и подготовке к транспорту углеводородов, так в использовании новой уникальной мембранной технологии извлечения гелия и его сохранения для дальнейшей переработки. Вместе с тем следует учитывать, что переход от опытной к промышленной эксплуатации новой технологии, как правило, имеет значительные технологические, финансовые и временные риски.

3. *Инвестиционные риски*. Головным инвестором проектов контракта является ОАО «Газпром». В условиях неблагоприятной рыночной конъюнктуры на мировых рынках нефти и газа 2014- 2015 гг. снижения экспортной выручки из-за низких цен на нефть и сокращения объемов экспорта газа на европейский рынок, ужесточения режимов финансовых заимствований на внешних рынках ОАО «Газпром» необходимо найти внутренние источники инвестиций для этого мегапроекта. Один из вариантов – организовать в первую очередь экспортные поставки газа в Китай из Западной Сибири с месторождений, имеющих уже подготовленную и развитую инфраструктуру. Ожидаемым последствием такой инвестиционной стратегии может стать перенос реализации газовой программы освоения месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) за пределы 2020 г. и, соответственно, пересмотр контрактных соглашений по проекту «Сила Сибири»

3. КОМЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ВЫГОД КОНТРАКТА «СИЛА СИБИРИ» ДЛЯ РЕГИОНОВ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Комплексная оценка выгод контракта «Сила Сибири» представляет собой взаимосвязанную систему оценок экономической эффективности освоения нефтегазовых ресурсов в Восточной Сибири и Республике Саха (Якутия) для государства, сырьевых компаний, формирования нефтегазохимических кластеров и социально-экономического развития регионов, принимающих проекты компаний.

В качестве аналитического инструментария использован разработанный нами комплекс имитационной и сетевой моделей инвестиционной программы мегапроекта ВСНГК на период до 2030 г. [1]. Мегапроект ВСНГК – межотраслевая и межрегиональная программа реализации совокупности инвестиционных проектов освоения нефтегазоносной провинции Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), трубопроводной инфраструктуры и нефтегазохимических кластеров, в которой сбалансированы во времени сроки ввода мощностей по производству, транспортировке и потреблению углеводородов, согласованы ресурсные и целевые приоритеты его участников: государства, компаний и регионов.

Ресурсные ограничения, целевые приоритеты являются варьируемыми параметрами в модельном комплексе мегапроекта, что позволяет оценивать различные сценарии, инвестиционные стратегии и механизмы государственной поддержки проектов с позиций достижения государственных корпоративных и региональных целей, предложить рекомендации по созданию благоприятных режимов для проектов нефтегазохимических кластеров и сырьевых компаний

Влияние контракта, его внешнеэкономических и освоенческих рисков на реализацию проектов нефтегазохимических кластеров, предусмотренных Государственным планом развития нефтегазохимии в России на период до 2030 г. (План-2030), целесообразно проводить в связке со стратегиями развития добывающих компаний в рамках мегапроекта ВСНГК

Оценка финансовых показателей инвестиционной программы выполнена при посылках динамики цен на нефть и газ согласно прогнозу ИНЭИ РАН [5].

3.1. Оценка эффективности развития нефтегазохимических кластеров.

1. Российско-китайский газовый проект «Сила Сибири» существенно изменит стра-

тегию формирования мегапроекта ВСНГК и его нефтегазохимических кластеров в направлении увеличения коэффициента извлечения ценных компонентов углеводородного сырья и их дальнейшей переработки преимущественно в газохимическом кластере Дальнего Востока. Газовый контракт «Сила Сибири» реально стал драйвером освоения сложнопостроенных Чаяндинского и Ковыктинского базовых нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия), стимулирования проектных инновационных разработок комплексного извлечения углеводородного сырья и гелия, пересмотра концепции развития нефтегазохимических кластеров в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

2. Газовый контракт предусматривает реализацию программ масштабной переработки газа и газификации регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока и создание крупного инновационно-технологического комплекса по извлечению гелия, этана и других ценных компонентов из природного газа на Белогорском ГПЗ мощностью по переработке газа в объеме 60 млрд м3 в год. В свою очередь СИБУР предполагает создание здесь ГХК для производства широкой гаммы полимерной продукции и станет основой Дальневосточного газохимического кластера [6].

3. Расчеты показали, что новая стратегия ОАО «Газпром» комплексного освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири и Республики Саха Якутия, инициируемая газовым контрактом «Сила Сибири», эффективна и находится в русле интересов долговременного развития Дальнего Востока как территории опережающего развития России.

Мегапроект ВСНГК внесет существенный вклад в прирост интегральной добавленной стоимости в восточных регионах страны, который за 2015-2030 гг. составит 593 млрд долл. В добавленной стоимости 56 % - чистая прибыль компаний, а 44% - бюджетные доходы государства. Регионы-участники мегапроекта, получат треть консолидированных бюджетных доходов, что придаст импульс их развитию. В целом за прогнозный период 2015-2030 гг. чистая прибыль в 2,6 раза превысит потребности в инвестициях. Все инвестиционные проекты участников мегапроекта окупится в прогнозируемый период.

Получен качественный рост коммерческой эффективности проектов глубокой переработки углеводородов, нефтехимической и газохимической промышленности. Предусмотренный в соглашении льготный режим налогообложения комплексной разработки месторождений углеводородного сырья стал существенным фактором снижения эксплуатационных затрат продукции газохимических и нефтехимических проектов.

Вклад газохимических и нефтехимических кластеров в совокупную чистую прибыль мегапроекта ВСНГК достиг 38%. Основным источником прибыли будут ожидаемые экспортные доходы от продукции нефтегазохимии и товарного гелиевого концентрат, более трети выручки от ее реализации прогнозируется получить на российском рынке. Налоговые поступления от газохимических и нефтехимических кластеров обеспечат 29% бюджетных доходов государства от ВСНГК. Предприятия нефтехимической и газохимической отраслей мегапроекта станут системообразующей основой кластеров в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

4. Произойдет кардинальный сдвиг производства нефтегазохимии в регионы Дальнего Востока. В Дальневосточном кластере сосредоточится выпуск конечной нефтегазохимической продукции, который составит 30,9 млн т., его доли в производстве пластмасс - 50% и полимеров –78%, 100% моторных топлив и товарного гелиевого концентрата, вырабатываемых из углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики (Саха Якутия). В Восточно-Сибирском кластере объем конечной газохимической продукции уменьшится в 2 раза - до 5,5 млн т, главным образом, за счет снижения мощностей по производству полимеров до 22.

Однако по эффективности инвестиций (3,5 долл./долл.) Восточно-Сибирский кластер имеет несомненное преимущество перед Дальневосточным (1,98). Среди газохими-

ческих предприятий лидер мегапроекта - Саянский ГХК, на втором месте Красноярский ГХК (3.16), а в Белогорском ГХК Дальневосточного кластера эффективность инвестиций в 1,9 раза ниже, чем в Саянском (рис. 1).

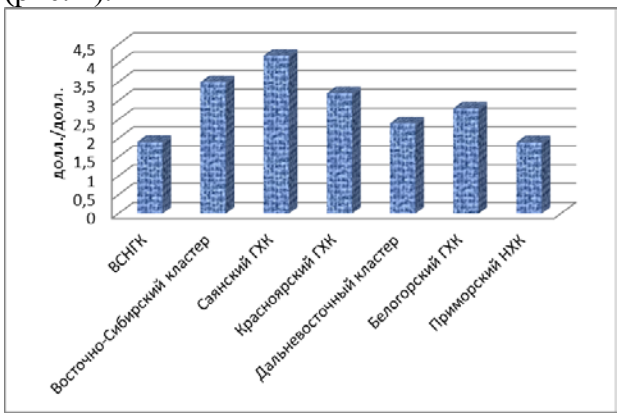


Рис. 1. Эффективность нефтегазохимических кластеров в 2015-2030 гг.

5. Как показали наши исследования, ОАО «Газпром» явно недооценил потенциал роста эффективности инвестиций Саянского и Красноярского ГХК для формирования полноценного Восточно-Сибирского кластера на базе развития уже действующей инфраструктуры, наличия квалифицированных кадров, научно - технического и технологического потенциала, логистических центров Транссибирской магистрали. Размещение нефтегазохимических производств на их территории позволило бы снизить в 1,5–2 раза инвестиционные затраты газохимических комплексов и повысить эффективность инвестиций Плана-2030.

6. Новая стратегия ОАО «Газпром» находится в противоречии с задачами Плана-2030 развития газохимии Восточной Сибири и интересами диверсификации экономики Красноярского края и Иркутской области [7]. «Исчезают» сырьевые ресурсы этана, гелия и широкой фракции углеводородов для Восточно-Сибирского нефтегазохимического кластера. В результате мощности Саянского ГХК в Иркутской области сократятся в 3,5 раза, а в Красноярском крае – вдвое, в сравнении с проектами Плана – 2030.

3.2. Региональные эффекты

1. Прогнозируемые среднегодовые региональные эффекты от Восточно-Сибирского и Дальневосточного нефтегазохимических кластеров принципиально отличны по вкладу в региональные бюджеты и их влиянию на импульсы развития регионов. Дальневосточный нефтегазохимический кластер практически удвоит доходы региональных бюджетов Амурской области и Приморского края и станет точкой инновационного роста и диверсификации экономики на территориях опережающего развития Дальнего Востока уже после 2020 г. Восточно-Сибирский кластер окажет локальное воздействие на диверсификацию экономики регионов. Прогнозируемые среднегодовые региональные бюджетные доходы от Восточно-Сибирского кластера в Иркутской области и Красноярском крае сопоставимы с приростами на 12% их региональных бюджетов 2014 г.

2. В сравнении с Планом-2030 интересы регионов Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) оказались ущемленными в результате отказа от размещения проектов нефтегазохимии на их территории. Ожидаемая прямая упущенная выгода регионов Восточной Сибири от снижения масштабов газохимического кластера за 2015-2030 гг. в Иркутской области оценивается в размере 39 млрд долл добавленной стоимости., в Красноярском крае - 44 млрд долл. В Республике Саха (Якутия) упущенная выгода - 38 млрд долл. США, что обусловлено отказом от строительства Якутского ГХК.

3. Ожидаемый региональный эффект от реализации газового контракта «Сила Сибири выразится в развитии добывающего сектора экономики, создании нефтегазохимических кластеров и газификации регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока.

В период 2015-2030 гг. прогнозируется среднегодовой прирост налоговых поступлений в региональные бюджеты, сравнимый с современными объемами доходов этих субъектов Федерации региональными доходами:

- в Иркутской области - 1,5 млрд долл. в год, главным образом за счет поступлений от развития добывающего нефтегазового сектора.

вклад Саянского газохимического комплекса составит 12%;

- увеличению на 60% доходов областного бюджета 2014 г., в Красноярском крае - 1,5 млрд долл., что соразмерно росту на 35% доходов краевого бюджета 2014 г. в том числе вклад Красноярского ГХК – 13%.

Таким образом, Восточно-Сибирский газохимический кластер окажет позитивное влияние на социально-экономическое развитие в центрах размещения его мощностей, но не всего региона.

4. Противоположная роль у Дальневосточного нефтегазохимического кластера в формировании доходов региональных бюджетов Амурской области, Приморского края и Республики Саха (Якутия), которые аккумулируют 39,5 млрд долл. - 47% налоговых доходов нефтегазового комплекса ВСНГК. Более половины этих доходов формируются в газонефтедобывающем секторе Якутии, а вклад Дальневосточного нефтегазохимического кластера достигает 45%.

Региональные бюджетные эффекты ВСНГК на Дальнем Востоке распределяются следующим образом. В Якутии сырьевой сектор и трубопроводный транспорт обеспечат среднегодовой прирост налоговых доходов в республиканский бюджет в размере 1,1 млрд долл., что сопоставимо с приростом на 30% доходов бюджета 2014 г.

Дальневосточный нефтегазохимический кластер обусловит рост доходов региональных бюджетов:

- в Амурской области – 770 млн долл. в год, что сопоставимо с доходами бюджета 2014 г.;
- в Приморском крае – 1,7 млрд долл. в год или 87% доходов краевого бюджета.

В результате развитие Дальневосточного кластера позволит удвоить доходную часть бюджетов Приморского края и Амурской области.

Новая стратегия ОАО «Роснефть» развития нефтехимии в Приморском крае позволит увеличить практически вдвое уровень расходов бюджетов на развитие социальной сферы и тем самым обеспечить заметный пророст качества жизни населения региона

5. Анализ реализуемости инвестиционной программы мегапроекта ВСНГК на условиях самофинансирования проектов (полного реинвестирования годовой чистой прибыли) выявил высокие освоенческие риски в первые пять лет. По нашим расчетам, капитал риска составит 33,6 млрд. долл., причем весь формируется в нефте-газохимических проектах в 2016-2020 гг. Создание условий и организационных механизмов консолидации финансовых ресурсов добывающих компаний их накопленная чистая прибыль способна обеспечить лишь 15% потребностей инвестиционной программы нефтегазохимических кластеров. В этих условиях при выполнении газового контракта «Сила Сибири» наиболее вероятным является концентрация инвестиций ОАО «Газпром» в пользу Дальневосточного кластера и сдвиг сроков за пределы 2030 г. или отказ от реализации проектов Восточно-Сибирского кластера.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Значимость российского - китайского контракта по строительству газопровода «Сила Сибири» для России состоит в придании импульса освоению нефтегазовых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока и развитию нефтегазохимической промышленности Востока России.

2. Прогнозируемые среднегодовые региональные эффекты от Восточно-Сибирского и Дальневосточного нефтегазохимических кластеров принципиально отличны по вкладу в региональные бюджеты и их влиянию на импульсы развития регионов. Дальневосточный нефтегазохимический кластер практически удвоит доходы региональных бюджетов Амурской области и Приморского края и может стать точкой инновационного роста и диверсификации экономики на территории опережающего развития Дальнего Востока. Восточно-Сибирский кластер окажет локальное воздействие на диверсификацию экономики регионов. Прогнозируемые среднегодовые региональные эффекты от Восточно-Сибирского кластера в Иркутской области и Красноярском крае сопоставимы с приростами на 12% их региональных бюджетов 2014 г.

3. Вместе с тем, современная система формирования федеральных и региональных

бюджетов серьезно ограничивает участие регионов Восточной Сибири, Республики Саха (Якутия) и Дальнего Востока в получении налоговых поступлений - лишь треть прогнозируемых консолидированных бюджетных доходов останется на их территории.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Пляскина Н.И., Харитонова В.Н. Стратегическое планирование межотраслевых ресурсных мегапроектов: методология и инструментарий // Проблемы прогнозирования. - 2013. - № 2. - С. 15-27.

[2] Виктор Тимошилов. Восточный вектор газовой программы. Государственный подход. Корпоративный журнал «Газпром» № 10, 2014, 25 сентября 2014. http://www.gazprom.ru/press/reports/2014/eastern-vector/

[3] ОАО «Газпром" получит от CNPC предоплату за газ в $25 млрд. ИТАР ТАСС, экономика и бизнес, 21 мая, 2014. http://itar-tass.com/ekonomika/1203038 / 19.06.2014).

[4] Максим Блант. Валютно-энергетическая капитуляция В.В. Путина http://ruspolitics.ru/article/read/valjutno-energeticheskaja-kapituljacija-putina.html).

[5] В.А. Кулагин, С. Н. Сорокин и др. Прогноз до 2040 года. Главные проблемы и вызовы для энергетики ИНЭИ РАН. http://www.ng.ru/ng_energiya/2013-06-11/11_prognoz.html

[6] Амурский газохимический комплекс станет крупнейшим в России. Амурская правда, 19.09.2014, экономика. http://www.ampravda.ru/2014/09/19/051768.html

[7] Тимур Куприянов. Ковыктинский газ - не для Приангарья. 23 октября 2014. http://articles.ircity.ru/2481/

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Пляскина Нина Ильинична – ведущий научный сотрудник сектора Анализа взаимосвязей энергетических производств Института экономики и организации промышленного производства (ИЭОПП) СО РАН, д.э.н., профессор НГУ. Закончила экономический факультет Новосибирского государственного университета (1973) по специальности экономист – математик, защитила кандидатскую диссертацию в 1980 г., докторскую - в 2005 г. Основные направления научных исследований: методология и инструментарий стратегического планирования и управления межотраслевыми ресурсными мегапроектами; использование аппарата сетевых моделей инвестиционных программ как формы стратегического планирования и управления мегапроектами; бюджетная политика в проблемных регионах Сибири; экономические проблемы развития ТЭК и его взаимодействие с окружающей средой; экономические и правовые аспекты регулирования охраны окружающей среды; исследование эффективности энергосбережения, использования возобновляемых источников энергии и эколого-экономическая оценка энергетического потенциала утилизации твердых бытовых отходов в регионе. С 1981 г. она ведет активную преподавательскую деятельность, в настоящее время является профессором кафедры экономического управления ЭФ НГУ. По результатам исследований ею опубликовано 224 научных работы общим объемом 320 п.л. (авторских 165 п.л.), из них 15 работ монографического характера, 3 учебных пособия.



Харитонова Виктория Никитична – ведущий научный сотрудник сектора Анализа и прогнозирования развития проблемных регионов Сибири Института экономики и организации промышленного производства СО РАН. Закончила Новосибирский Государственный университет в 1970 г, по специальности экономист – математик. Защитила кандидатскую диссертацию в 1980 г. Харитонова В. Н - специалист в области региональной экономики,программного планирования и прогнозирования развитию нефтегазовых проблемных регионов и социально- экономического развития Азиатского Севера. Автор и соавтор более 202 научных работ, в том числе 25 монографий. В последние годы основное внимание в исследованиях уделяется разработке государственной и региональной политики на Севере, механизмам государственного регулирования процессов межрегиональной интеграции Севера и Юга Сибири и формирования инвестиционной политики субъектов РФ.



Вижина Ирина Александровна – старший научный сотрудник сектора Анализа и прогнозирования развития проблемных регионов Сибири Института экономики и организации промышленного производства СО РАН. Закончила Московский экономико-статистический институт в 1971 г, по специальности механизированная обработка экономической информации. Научные интересы

Вижиной И.А. – региональная экономика, государственное регулирование, инвестиционный анализ и бюджетная политика в проблемных регионах Сибири. Автор и соавтор 82 научных публикаций общим объемом 75 п.л, в том числе 8 монографий. В последние годы основное внимание в исследованиях уделяется разработке комплексной оценки вариантов частно-государственного партнерства в проектах ВСНГК и проектах освоения ресурсов Арктики и Севера.

Анализ маршрутов поставок российского трубопроводного газа в Китай

А.К. Ижбулдин, Л.А. Платонов

В статье анализируются основные технические параметры реализуемых и обсуждаемых проектов поставок трубопроводного газа из России в Китай: ресурсная база, протяженность, потенциал рынка газа вдоль трассы газопровода; а также выявляются сильные и слабые стороны рассматриваемых проектов для всех участников: России, Китая и операторов проектов.

Ключевые слова: **поставки газа в Китай, Сила Сибири, Сила Сибири-2, Алтай, ГТС «Сахалин-Хабаровск-Владивосток».**

Комплексная, системная оценка любого крупного межстранового проекта должна включать в себя геополитическую, экономическую, энергетическую, технологическую и другие составляющие, которые невозможно свести к некоему одному обобщенному показателю. В этих условиях, отягощенных отсутствием достаточной исходной технико-экономической и иной необходимой информации возможно применение средств SWOT-анализа для комплексной оценки таких проектов, направленной на выявление слабых и сильных сторон, достоинств и недостатков.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время реализуется первая очередь проекта экспорта трубопроводного газа в Китай «Сила Сибири» мощностью 38 млрд м^3/год: идет строительство газопровода на участке Чаяндинское НГКМ – Благовещенск, доразведка и подготовка к эксплуатации Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ.

Протяженность газопровода до г. Благовещенска – 2240 км, по территории Китая до целевых рынков (г. Пекин) – 1670 км, что в сумме составит 3910 км.

А.К. Ижбулдин, Л.А. Платонов, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: izhbuldin@isem.irk.ru).

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Правительства Иркутской области в рамках научного проекта №14-48-04139-р_сибирь_а.

Трасса первого этапа строительства газотранспортной системы (ГТС) «Сила Сибири» проходит по малонаселенным районам с преимущественно коммунально-бытовым потреблением топлива. Численность населения вдоль трассы первой части ГТС составляет около 400 тыс. человек. Эти факторы обуславливают ограниченный внутренний рынок вдоль трассы газопровода – 1–2 млрд м^3 в год. Таким образом, первая часть ГТС «Сила Сибири» в части поставок газа потребителям является экспортным проектом и не способствует увеличению доли газа в топливно-энергетическом балансе восточных регионов.

На втором этапе иркутский центр газодобычи будет соединен газопроводом с якутским центром (длина участка 800 км).

Следует отметить, что для увеличения поставок свыше 38 млрд м^3 в год необходимо расширение ГТС «Сила Сибири». Ресурсной базой для следующих очередей ГТС будут месторождения иркутского и, в перспективе, красноярского центров добычи газа.

9 ноября 2014 г. в Пекине представителями ОАО «Газпром» и КННК было подписано рамочное соглашение по проекту «Алтай», которое предусматривает прокладку газопровода напрямую из России в Китай, минуя третьи страны. В соглашении оговорено нахождение точки передачи природного газа на границе Российской Федерации и КНР. Предполагается, что коммерческий контракт по проекту «Алтай» будет подписан сторонами в 2015 г.

ГТС «Сила Сибири-2» («Алтай») соединит месторождения Западной Сибири с Синьцзян-Уйгурским автономным районом на западе Китая. Там он объединится с китайской ГТС «Запад – Восток», по которой российский газ, как предполагается, дойдет до столичного региона (и так называемого «Бохайского кольца»), а также Шанхая.

Протяженность ГТС «Сила Сибири-2» («Алтай») составляет 2622 км. Предусматривает-

ся строительство 10 компрессорных станций суммарной мощностью 880 МВт.

Возможность трубопроводных поставок газа в Китай в районе г. Дальнереченск (Приморский край) рассматривалась еще при разработке «Восточной газовой программы», утвержденной в 2007 г. Позже ПАО «Газпром» объявило о приоритете поставок СПГ в «восточном» направлении и представило проект завода «Владивосток СПГ».

8 сентября 2011 г. первый пусковой комплекс данной ГТС был введен в эксплуатацию.

Общая протяженность трассы ГТС в однониточном исчислении превышает 1800 км. При полном развитии с 14 компрессорными станциями система сможет обеспечить ежегодную транспортировку порядка 30 млрд $м^3$ сахалинского газа. 10 ноября 2014 г. на Саммите АТЭС в Пекине Председатель Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллер заявил, что Россия и Китай рассматривают перспективы поставок российского газа в Китай по этому маршруту.

В качестве ресурсной базы завода «Владивосток-СПГ» рассматривались, в первую очередь, месторождения проекта «Сахалин-3» (Киринское и Южно-Киринское), способные обеспечить уже в ближайшие 3–4 года производство и поставки до 15 млрд $м^3$ природного газа в год.

2. ВАРИАНТЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА «СИЛА СИБИРИ»

Ресурсной базой возможного дальнейшего развития ГТС «Сила Сибири» являются месторождения иркутского центра добычи газа и, в среднесрочной перспективе, месторождения красноярского центра. Объем запасов месторождений иркутского центра позволяет организовать добычу более 50–60 млрд $м^3$ в год.

Существуют несколько вариантов прохождения трассы второй очереди ГТС «Сила Сибири» (таблица 1):

– вдоль проектируемой и строящейся в настоящее время первой очереди ГТС «Сила Сибири» в одном коридоре с нефтепроводом ВСТО с переходом границы в районе г. Благовещенска;

– Ковыктинское ГКМ – Саянск – Усолье-Сибирское – Ангарск – Улан-Удэ – Забайкальск;

– Ковыктинское ГКМ – Саянск – Усолье-Сибирское – Ангарск – Наушки – Улан-Батор – Эрлянь.

Вариант прохождения второй очереди по той же трассе в одном коридоре с ВСТО является самым протяженным из рассматриваемых: длина до границы составит 3040 км, до целевых рынков 4710 км, и, соответственно, будет характеризоваться максимальными затратами на транспорт газа. Кроме того, этому маршруту присущи все недостатки, описанные для первой очереди.

Вариант прохождения трассы по территории южных районов Иркутской области, Республики Бурятия и Забайкальскому краю с переходом границы в районе г. Забайкальск короче на 1000 км: длина до границы 1940 км, до целевых рынков 3730 км. Кроме того, трасса газопровода пройдет по промышленно развитой территории с населением более 1,5 млн чел., что создает предпосылки для газификации этих регионов.

Вариант прохождения трассы по территории южных районов Иркутской области и Республики Бурятия с переходом российско-монгольской границы в районе г. Наушки, далее до г. Улан-Батор и с переходом монголо-китайской границы в районе г. Эрлянь наименее протяженный из рассматриваемых: 1900 км до китайской границы (включая 940 км по территории Монголии), 2600 км до целевых рынков.

Эти два маршрута принципиально важны как с экономической точки зрения (газификация потребителей Республики Бурятия и Забайкальского края трубопроводным газом экономически целесообразна лишь при прохождении по их территории газопровода большого диаметра), так и с геополитической точки зрения – поставка природного газа потребителям Монголии – нашему стратегическому партнеру в этом важном для России регионе.

3. ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ РЕАЛИЗУЕМЫХ И ОБСУЖДАЕМЫХ ПРОЕКТОВ

В таблице 1 приведены основные параметры анализируемых вариантов трубопроводного транспорта российского газа в Китай. Объем поставок у всех проектов, кроме ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», сопоставим и составляет 30-40 млрд $м^3$/год. Проекты имеют различную ресурсную базу и разные точки перехода российско-китайской границы. Эти различия обуславливают разную длину трасс газопроводов как по территории России, так и по территории Китая. Наименьшую длину трассы имеют проекты трубопроводов, проходящие по южным районам Иркутской области и субъектам РФ Байкальского региона (столбцы 4,5 таблицы 1) и ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». Наибольшую длину имеет трасса ГТС «Алтай» (столбец 6 таблицы 1).

ТАБЛИЦА 1. ПАРАМЕТРЫ ВАРИАНТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА В КИТАЙ

	Проект «Сила Сибири»				**Проект «Сила Сибири-2» 1-я очередь**	**ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток»**
	1-я и 2-я очередь	**Расширение**				
1	2	3	4	5	6	7
Статус	Реализуется	Проект ПАО «Газпром»	Проект РУСИА Петролеум	Проект ИСЭМ СО РАН	Проект ПАО «Газпром»	Построен до границы
Объем поставок, млрд $м^3$/год	38	30-40	30-40	30-40	30	15-20
Ресурсная база	Чаяндинское НГКМ, Ковыктинское ГКМ	Ковыктинское ГКМ, Левобережное ГКМ, Ангаро-Ленское ГКМ	Ковыктинское ГКМ, Левобережное ГКМ, Ангаро-Ленское ГКМ, месторождения Красноярского края		Месторождения севера Тюменской области	Месторождения шельфа острова Сахалин (проекты Сахалин-1, Сахалин-3)
Пункт перехода российской границы	Район г. Благовещенска (Амурская область)	Район г. Благовещенска (Амурская область)	Район г. Забайкальска (Забайкальский край)	Район г. Наушки (Республика Бурятия)	Российско-китайская граница в Республике Алтай	Район г. Дальнереченска (Приморский край)
Расстояние до целевых рынков (Пекин), км, всего	4710 (на первом этапе 3910)	4710	3730	2600	6100	3100
В том числе до границы с Китаем	3040 (на первом этапе 2240)	3040	1940	1900 (включая 940 по территории Монголии)	2600	1310 (уже построена)
По территории Китая	1670	1670	1790	700	3500	1790
Внутренний рынок вдоль трасс газопроводов (новые потребители), млрд $м^3$/год	1-2	0	10-12	10-12	0	0

Кроме того, проекты, предполагающие прохождение трассы газопровода по южным районам Иркутской области, Республике Бурятия и Забайкальскому краю (столбцы 4,5 таблицы 1), создают предпосылки для

газификации потребителей этих регионов с объемом потребления 10-12 млрд м^3/год.

4. АНАЛИЗ СИЛЬНЫХ И СЛАБЫХ СТОРОН ПРОЕКТОВ

4.1. Для Российской Федерации и регионов

В рассматриваемых проектах участвуют несколько субъектов: Российская Федерация (включая регионы), Китай, операторы проектов, интересы которых различны. Отдельно следует выделить ПАО «Газпром», которое выступает не только оператором большинства проектов добычи и поставок газа, но и является координатором «Восточной газовой программы».

Для Российской Федерации и регионов, в которых предполагается реализация проектов добычи и транспорта газа, безусловным положительным эффектом является формирование новых центров добычи газа – новых точек роста в восточных регионах; увеличение числа занятых (однако, среди местного населения – только в среднесрочной перспективе); рост налоговой базы; увеличение внешнеторгового оборота; создание предпосылок для развития новых предприятий. Для проекта «Алтай» – сохранение или увеличение объемов добычи в северных районах Тюменской области. ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» позволяет организовать скорейший (в сравнении с другими проектами) выход на китайский рынок.

Особую значимость для Иркутской области, а также для Республики Бурятия и Забайкальского края имеют проекты, предполагающие прокладку газопроводов по территории этих регионов. Реализация этих проектов будет способствовать дальнейшему развитию иркутского центра добычи газа; созданию предпосылок для развития газоперерабатывающих и газохимических мощностей на территории Иркутской области; увеличению числа занятых (в том числе занятых в химическом комплексе Иркутской области); существенному росту налоговой базы в связи с увеличением объемов производства; увеличению внешнеторгового оборота; созданию предпосылок для масштабной газификации субъектов РФ Байкальского региона.

Кроме того, положительное решение о строительстве газопровода по территории Монголии будет способствовать вовлечению в сферу российских интересов и российско-китайского сотрудничества Монголии с потенциальным рынком газа до 2 млрд м^3/год.

Все проекты имеют выраженную экспортную направленность. С одной стороны, наличие крупного потребителя в конечной точке газотранспортной системы позволяет снизить удельные затраты на транспорт газа. Это, безусловно, достоинство этих проектов. С другой стороны, воспользоваться этим преимуществом в интересах внутренних потребителей позволяют только проекты, предполагающие прокладку газопроводов по территории субъектов Байкальского региона с населением вдоль трассы более 1,5 млн чел. и объемом потребления 10-12 млрд м^3/год (без учета газохимических производств).

Реализации проекта «Алтай» повлияет на экономику территорий по трассе газопровода только в период строительства. Кроме того, имеются претензии к выбору маршрута трассы газопровода, проходящей по территории, на которой должна быть исключена любая хозяйственная деятельность.

В связи с предоставлением проектам по добыче и транспортировке существенных налоговых и прочих финансовых льгот не ожидается существенного увеличения поступлений в бюджеты от реализации проектов на начальном этапе.

4.2. Для ПАО «Газпром»

Оператором обсуждаемых в настоящее время газопроводных проектов является ПАО «Газпром». Все проекты ориентированы на один внешний рынок – центральные и восточные провинции Китая. Эти факторы обуславливают конкуренцию между проектами как внутри страны, так и на внешнем рынке. Поставки по «восточным» маршрутам позволят сократить трассу ГТС (по сравнению с «западным» маршрутом) и

осуществлять поставки в предпочтительной для Китая точке на границе, близкой к потенциальным потребителям. В случае реализации проектов расширения ГТС «Сила Сибири» с прохождением трассы по южным районам субъектов Байкальского региона будут созданы предпосылки для их экономичной газификации с потенциальным объемом потребления 10-12 млрд м^3. Это позволит реализовать положения «Восточной газовой программы» в части развития газотранспортной инфраструктуры и газификации российских потребителей.

Скорейший выход на китайский рынок может быть осуществлен за счет поставок газа по ГТС «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» с ответвлением в районе г. Дальнереченска (Приморский край). Это позволит загрузить на полную мощность действующий газопровод и улучшить экономические показатели его функционирования, снизить удельные затраты на транспорт газа. Однако для осуществления этого варианта в краткосрочной перспективе ПАО «Газпром» необходимо договариваться с «Эксон Нефтегаз Лимитед», имеющим свободные ресурсы газа, в связи с отсутствием собственных подготовленных запасов для заполнения газопровода.

4.3. Для Китая

«Восточные» маршруты трубопроводных поставок газа из России являются приоритетными с точки зрения Китая.

Можно предположить, что в переговорах по проекту «Сила Сибири-2» Китай будет занимать жесткую позицию в отношении приемлемой цены (существенно ниже, чем по «восточному» маршруту») в связи с дальностью транспортировки по собственной территории от границы до потребителей.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящее время из всех перечисленных проектов экспорта трубопроводного газа в Китай реализуется только один: первая очередь проекта «Сила Сибири»: идет строительство газопровода на участке Чаяндинское НГКМ – Благовещенск, доразведка и подготовка к эксплуатации Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ.

Сокращение сроков выхода проекта «Сила Сибири» на полную мощность возможно в случае начала разработки Ковыктинского ГКМ и строительства участка Ковыктинское ГКМ – Чаяндинское НГКМ одновременно с началом реализации первого этапа проекта: разработка Чаяндинского ГКМ и участка ГТС Чаяндинское НГКМ – Благовещенск.

При наличии потребности в природном газе в Китае поставки трубопроводного газа могут быть увеличены. Приоритетными проектами трубопроводного экспорта газа в этом случае являются проекты строительства газопроводов от Ковыктинского ГКМ через южные районы Иркутской области, Республику Бурятия, Монголию (с ответвлением в Забайкальский край) или в Забайкальский край (с ответвлением в Монголию). Эти оба маршрута характеризуются минимальной длиной трубопроводов до целевых рынков, возможностью обеспечения газификации потребителей Байкальского региона и предприятий химической промышленности Иркутской области (как существующих, так и вновь создаваемых) дешевым и эффективным газовым сырьем. Кроме того, эти два маршрута принципиально важны как с экономической, так и с геополитической точек зрения – поставка природного газа потребителям Монголии – нашему стратегическому партнеру в этом важном для России регионе.

По проекту «Сила Сибири-2» («Алтай») заключены рамочные соглашения и продолжаются переговоры. Нужно отметить приоритетный характер данного проекта для ПАО «Газпром» в связи с необходимостью диверсификации поставок газа с месторождений СРТО в связи со снижением поставок в Западную Европу с этих месторождений.

Основной параметр, обуславливающий все риски этого проекта, – точка пересечения границы с Китаем на западе страны. В данном районе имеются как собственные ресурсы газа, так и все возрастающие поставки среднеазиатского газа. Таким образом,

для доставки российского газа китайским потребителям, необходимо сооружать отдельную нитку ГТС «Запад – Восток» протяженностью 3500–4000 км, а российскому газу конкурировать по цене со среднеазиатским, учитывая необходимость дальнего транспорта до основных потребителей.

Для обеспечения скорейшего выхода российского газа на китайский рынок наиболее технически подготовленным является маршрут поставок трубопроводного газа по ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» в районе г. Дальнереченск. Данная ГТС уже построена. С технической точки зрения для организации поставок необходимо строительство предусмотренных проектом компрессорных станций и ответвления до границы. В поставках по данному маршруту китайской стороной была высказана заинтересованность на саммите АТЭС, прошедшем в Пекине в ноябре 2014 г. Данный проект поставок является альтернативой реализации проекта «Владивосток СПГ».

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Ижбулдин Александр Константинович – научный сотрудник отдела комплексных и региональных проблем энергетики ИСЭМ СО РАН. В институте работает с 2000 г. после окончания Иркутской государственной экономической академии. Сфера научных интересов: разработка подходов, методов и моделей для оценки эффективности инвестиционных проектов в ТЭК, стратегий развития региональных ТЭК; разработка подходов, методов и моделей для оценки эффективности и определения рациональных масштабов использования природного газа в ТЭК и экономике Восточной Сибири и Дальнего Востока.



Платонов Лев Анатольевич – окончил Ленинградский нефтетехнологический техникум им. Д.А.Менделеева по специальности «Техник-механик по эксплуатации и строительству нефтебаз и нефтепроводов», Иркутский Институт народного хозяйства по специальности «Экономика и организация строительства». Область научных интересов связана с функционированием нефтегазовых систем от их строительства до эксплуатации, с исследованиями ресурсной базы углеводородов в регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока, с разработкой и осуществлением программ развития нефтегазового комплекса в Иркутской области.
В ИСЭМ работает с 1999 г. в должности ведущего специалиста по проблемам развития нефтегазовых комплексов в отделе комплексных и региональных проблем энергетики.

Оценка экспортного потенциала угля востока России

А.Д. Соколов, Л.Н. Такайшвили

В статье дается обзор перспективных для экспорта угля месторождений угля восточных регионов России. Показаны запасы угля и его качественные характеристики. Дан обзор возможных проектов развития добычи угля экспортного качества. Представлены сильные и слабые стороны проектов.

Ключевые слова: **запасы угля, экспорт, месторождение, восточные регионы, потенциальные возможности.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Россия обладает мощной сырьевой базой углей, занимая по количеству запасов второе место в мире после США. В сырьевой базе угля России представлены угли энергетические и коксующиеся, широкого спектра марок, качества и технологических свойств. Более половины запасов углей отличается хорошими качественными характеристиками и пригодны для экспорта.

Экспорт угля осуществляется в восточном и западном направлениях через порты отгрузки, а также через сухопутные переходы. Восточное направление достаточно интенсивно развивается. Долгосрочной программой развития угольной промышленности России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением правительства в июне 2014 года, предусматривают рост объемов экспорта угля до 170-240 млн т., в том числе в восточном направлении до 110-160 млн т [1]. Рост объемов экспорта предусматривается, в основном, за счет развития добычи и переработки угля в восточных регионах.

Потенциальные возможности развития экспорта угля из восточных регионов, основанные на изучении официальных материалов разных лет, оценок экспертов [1,2], инвестиционных проектах, разработанных различными организациями.

На экспорт поставляются, в основном, каменные угли и антрацит. В статье рассматриваются потенциал экспорта каменного угля и антрацита, поскольку бурый уголь поставляется в незначительных количествах и существенно не влияет на объемы и развитие экспортных поставок.

2. ЗАПАСЫ УГЛЯ

Запасы угля и прогнозные ресурсы России распределены крайне неравномерно: на долю наиболее развитой в промышленном отношении Европейской части России и Урала приходится лишь 8,9% от всех запасов России, на долю Восточных регионов - 90%, в том числе: Западной Сибири – 44,5%, Восточной Сибири - 35,7% и Дальнего Востока – 10,8% (рис.1) [3].

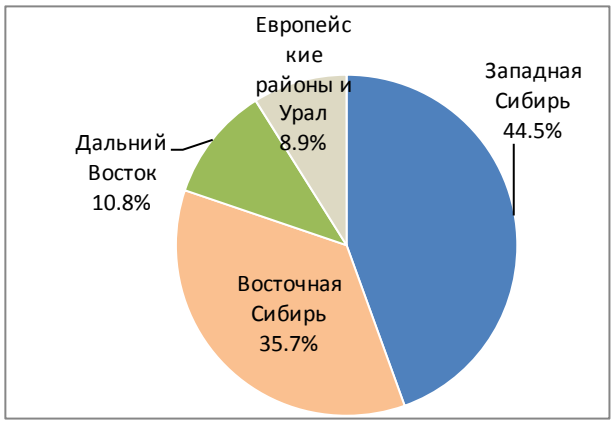


Рис. 1. Территориальное распределение запасов угля России

По обеспеченности запасами угля Россия лидирует на международном рынке угля. Обеспеченность Российской Федерации доказанными запасами угля категорий A+B+C1 (отношение запасов к годовым объемам добычи), по российской классификации запасов, при уровнях добычи 2014 г составляет в среднем 550 лет Обеспеченность запасами каменных углей, основного ресурса угля для экспорта, равна 308 лет, а для бурых -1383 года.

К наиболее обеспеченным промышленными запасами углей, при наличии суммарных производственных мощностей более 10 млн т в год относятся восточные регионы России: Хакасия и Саха (Якутия), Кемеровская область, Красноярский, Забайкальский и Приморский края и Иркутская область, а в

европейской части России Республики Коми. Степень изученности запасов (отношение запасов категории A+B+C1 к ресурсам) в среднем составляет 4,9%. Доля запасов угля в ресурсах угля варьируется от 1,6% до16,8% для разных регионов, что говорит о малой изученность запасов угля и высоких потенциальных возможностях развития угледобычи в регионах. Больше всего разведанных запасов, пригодных для развития добычи и экспорта угля, сосредоточено в Сибири и на Дальнем Востоке.

Балансовые запасы каменных углей и антрацита восточных регионов представлены в таблице 1[5]. Запасы каменных углей пригодных для экспорта имеются в Республиках Саха (Якутия), Тыва и Бурятия, в Хабаровском крае, в Сахалинской, Магаданской области и в Чукотском АО.

ТАБЛИЦА 1. БАЛАНСОВЫЕ ЗАПАСЫ КАМЕННОГО УГЛЯ И АНТРАЦИТОВ РОССИИ (НА 01.01.2014), МЛРД Т.

Бассейн	**Балансовые запасы**		
	$A+B+C_1$	**C_2**	**$A+B+C_1+C_2$**
Россия			
Каменный	87,5	31,5	119,0
из них коксующиеся	40,7	9,7	50,4
Антрацит			
Восточные регионы			
Каменный	26,5	14,0	40,5
из них коксующиеся	8,7	4,8	13,5
Антрацит	0,03	0,03	0,06
Доля восточных регионов, %			
Каменный	30	44	34
Коксующиеся	21	49	27

На территории Восточной Сибири и Дальнего Востока: расположены крупнейшие угленосные бассейны российского и мирового значения Канско-Ачинский, Тунгусский, Ленский, Южно-Якутский, Улугхемский бассейны, месторождения республики Бурятия и Забайкалья, а так же более мелкие бассейны и месторождения, представляющие хозяйственную значимость и потенциально значимые.

3. ЭКСПОРТ УГЛЯ ИЗ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ.

В настоящее время из восточных регионов экспортируются нерюнгринский, тугнуйский, ургальский, хакасский, сахалинский и в небольшом количестве приморский, черемховский и канскоачинский угли. Объемы экспорта из восточных регионов с 2008 г к 2013 г выросли с 15 до 28 млн т (рис.2, таблица 2) [4,5]. Возросла доля угля восточных регионов в общем объеме экспорта с 16% до 20%.

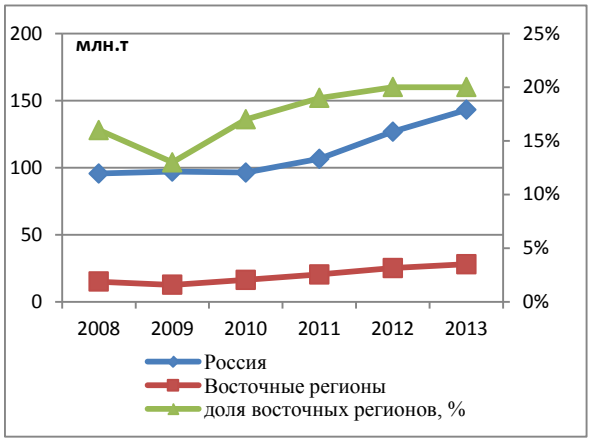


Рис. 2. Экспорт угля из России

ТАБЛИЦА 2. ЭКСПОРТ УГЛЯ ИЗ ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНОВ ТЫС. Т.

Регион	**год**		
	2011	**2012**	**2013**
Россия			
В том числе:			
Восточные регионы	18815	24185	26786
В том числе:			
Республика Саха (Якутия)	3712	4724	6053
Забайкальский край	6840	8385	8794
Хабаровский край	120	2812	2846
Приморский край		176	517
Сахалинская область	896	1871	2362
Красноярский край	92	83	61
Иркутская область	99	170	382
Республика Хакасия	7056	5964	5771

4. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДЛЯ ЭКСПОРТА УГЛЯ.

4.1. Характеристика месторождений

Анализ ресурсной базы, официальных документов и инвестиционных проектов позволяет рассматривать как перспективные для развития экспорта угля проекты по развитию месторождений, большей частью, коксующихся углей, в том числе редких марок, представленных в таблица 3. Качественные характеристики углей, в основном, соответствуют требованиям, предъявляемым к углям поставляемым на экспорт.

Большую часть углей предполагается перерабатывать на обогатительных фабриках и поставлять на экспорт в виде концентрата. Месторождения обладают значительными балансовыми, а также забалансовыми запасами угля и значительными прогнозными ресурсами. Угли месторождений мало - и среднезольные (2,8-39,8%), малосернистые, большей частью содержание серы от 0,15 до 0,6, кроме Межегейского и Зашуланского месторождений, теплота сгорания низшая достаточно высокая от 3500 до 7400 ккал/кг (Таблица 3) [5].

ТАБЛИЦА 3. ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ДЛЯ ЭКСПОРТА УГЛЯ

Месторождение	**Марка**	**Запасы категорий, млн. т**			**Качественные характеристики**		
		$A+B+C_1$,	C_2	Забалансовые	Зола,%	Сера, %	Q* ккал/кг
Межегейское	Ж,Жкокс	213,5		53,4	2,8-23,4	0,17-1,32	6210
Элегестское	Ж	775,6	79,4	91,0			
Участок центральный/ Улугхемского бассейна	Ж,Жкокс	2833,9	355,6	126,3		Н.д	
Зашуланское	Д	256,2	-	-	4,4-40,0	0,3-0,9	5250
Апсатское	Ж,Жкокс	2,7	0,1	-		Н.д	
Южная часть Тунгусского бассейна;	Д	338,0	19,5	582,8	8,7-20,8	0,5-0,63	3470-5580
Эльгинское	ГЖ,Ж	1604,3	473,7		15-35	0,2-0,5	6925-7400
Южной Якутии	К,КЖ,Ж						
шахта Инаглинская	Жкокс,КЖкокс	71,3			15-17	0,4-0,5	5430
шахта Денисовская	Ккокс,КЖкокс	56,9	25,7	30,1	5,5-39,8	0,15-0,45	4000
Кабахтинское	КЖ-Ккокс	160,2	450,1	-		Н.д.	
Огоджинское	ГЖ,Г,Д,СС	15,4	100,9	0,03	25-37	0,3-0,5	3500-5680
Ургальское	Г,ГЖО	1277,9	603,2	415,0	17-34	0,2-0,5	3500-5100
Амаамское	Ж	3,2	20,5	-	19-22	0,52-0,9	5970-6200
Омсукчанский бассейн	А	27,8	-	-	12-30	0,3-0,5	6925-7400
Мгачинское	ДГ,Г	94,3	44,8	4,0	7-18	0,3-0,4	3770-4970
Первомайское	Д	19,8	28,1	8,0	19-33,2	0,33-0,38	4370-4400
Углегорское: шахта Ударновская	ДГ,Г	46,0	9,5	0,2	17,3	0,3	4070

*теплота сгорания низшая

4.2. Республика Тыва

В республике Тыва перспективными для экспорта угля являются Межегейское и Элегестское месторождения и Участок центральный Западной части Улугхемского бассейна.

Балансовые запасы угля Межегейского месторождения категории А+В+С1 составляют 213,5 млн т, в том числе коксующиеся 191,3 млн т.

Для освоения Межегейского месторождения проектом предусматривается строительство комплекса промышленных предприятий, которые должны обеспечить ритмичную работу угольной шахты, получение угольного концентрата и поставки товарного продукта на в регионы России и экспорт угля в Китай.

На Межегейском месторождении планируется добыча коксующегося угля марки Ж к 2015 году – 1,5 млн. т и к 2018-2019 - 6 млн. т. Потенциальные возможности добычи угля на Межегейском месторождении составляют 12 млн т [2].

Балансовые запасы угля Элегестского месторождения категории А+В+С1 составляют 775,6 млн т, в том числе коксующиеся угля дефицитной марки Ж 751,7 млн т.

На Элегестском месторождении планируется добыча угля к 2016 году —5 млн т, к 2017 – 15 млн т и к 2019 - 18 млн т.

Осложняет проектирование и строительство угледобывающего комплекса на Элегестском месторождении отсутствие до недавнего времени в России практики разработки

сверхмощных пластов угля. Основным пластом, подлежащим отработке, является пласт, мощность которого достигает 11 м.

Добываемый на Элегестском месторождении уголь предполагается поставлять в Японию, Китай, Южную Корею и Индию. С этой целью в порту «Ванино» планируется построить терминал проектной мощностью 15 млн т.

Выход на полную мощность проектов будет определяться сроками завершения строительства дороги Кызыл-Курагино. До запуска железной дороги добываемый уголь будет перевозиться с помощью автотранспорта.

Балансовые запасы угля на участке Центральный, Западной части Улугхемского категории А+В+С1 составляют 2833,9 млн т, Планируется строительство шахты с добычей угля 5,5 млн т к 2020 г, а к 2030 9,5 млн т.

К сильным сторонам проектов можно отнести значительные запасы высококачественных коксующихся углей и наличие повышенного спроса на российском и мировом рынке коксующихся углей.

Слабыми сторонами проектов является отсутствие транспортной инфраструктуры для вывоза угля и высокое содержания метана в угольных пластах.

4.3. Забайкальский край

В Забайкальском крае перспективными для экспорта угля являются Зашуланское и Апсатское месторождения.

Запасы угля Зашуланского месторождения категории А+В+С1 составляют 256,2 млн т.

Добывать уголь на месторождении предполагается открытым способом. Проектная мощность разреза 6 млн. тонн угля в год. Добыча может быть начата в 2018 г., а выход на проектную мощность предварительно планируется в 2021 г. В перспективе планируется изучение возможности строительства шахты для отработки запасов за пределами разреза.

Помимо угольного разреза необходимо построить автомобильную дорогу до ближайшей железнодорожной станции (около 100 км), и другие объекты социальной и технологической инфраструктуры.

Угли предполагается поставлять на экспорт в Китай и на внутренний рынок Забайкальского края.

К сильным сторонам проектов можно отнести: значительные запасы высококачественных энергетических углей, близость к железнодорожному погранпереходу в Китай и морским портам для поставок угля на экспорт в страны АТР и открытый способ разработки месторождения.

Слабыми сторонами проектов является отсутствие транспортной инфраструктуры для вывоза угля и отсутствие внутреннего рынка углей в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке России.

Утвержденные запасы Апсатского месторождения по категории, С2 – 1,2 млн т [5]. Неутвержденные запасы месторождения, состоящие на оперативном учете в Центральной Комиссии по запасам полезных ископаемых, составляют: по категории С1 – 178,7 млн тонн, С2 – 240,8 млн тонн, Р1 – 65,7 млн тонн. [9]. Уголь месторождения коксующийся, дефицитных марок Ж и Жкокс.

Горнотехнические и гидрологические условия освоения сложные. Также месторождение находится в зоне многолетней мерзлоты и высокой сейсмичности [10]. Месторождение может расцениваться как газоугольное. что создает дополнительные трудности в освоении месторождения.

В углях Апсатского месторождения также выявлены повышенные содержания наиболее ценных редкоземельных элементов: тяжелых лантаноидов. Однако, по мнению многих исследователей, процесс извлечения должен основываться на переработке побочных продуктов, образующихся при энергетическом использовании углей.

Добыча угля на месторождении ведется с 2012 г. В 2013г на разрезе добыто 651 тыс. т

угля. Предполагается строительство разреза мощностью 3 – 4 млн. т угля в год и обогатительной фабрики коксующегося угля.

4.4. Красноярский край

В Красноярском крае расположена Южная часть Тунгусского бассейна. Месторождения не достаточно изучены. Прогнозные ресурсы оцениваются в более чем 2,5 млрд. т, половина которых, приходится на коксующиеся угли.

Проект освоения Южной части Тунгусского бассейна рассчитан на ежегодную добычу 50 млн. т каменного угля и строительство предприятий для глубокой переработки угля и получения высококачественного энергетического и коксового концентрата, кокса, продукции коксового передела и угольных брикетов.

Проектом предусмотрено строительство 5-6 угольных разрезов, тепловой электростанции, коксохимического комбината мощностью (1,5 млн. т кокса в год), предприятий по брикетированию угля и получения синтетического топлива. При добыче угля до 50 млн. т выпуск продуктов обогащения может составить - не менее 35 млн. т. Продукция коксохимического комбината пригодна для поставок на экспорт. Подготовительные работы по проекту направлены на организацию поисковых работ на Амельтикской площади, как наиболее подготовленной для перевода прогнозных ресурсов в запасы и начала добычи угля, а также на решение вопросов по размещению и строительства ТЭС.

4,5. Республика Саха (Якутия)

В республике Саха (Якутия) перспективными для экспорта угля являются Эльгинское месторождение и месторождения Южной Якутии.

Эльгинское месторождение является одним из самых крупных месторождений в мире с запасами высококачественных коксующихся углей. Запасы угля Эльгинского месторождения составляют 2,2 млрд. т, в том числе балансовые категорий А+В+С1 -1,6 млрд.

Угли месторождения каменные энергетические и коксующиеся марок ГЖ и Ж.

На Эльгинском месторождении планируется создание комплекса в составе разреза с объем добычи 27 млн. т угля в год, обогатительной фабрики с выпуском продукции до 23 млн. т в год, строительство Эльгинской ТЭЦ с установленной мощностью 160 МВт

Предполагается, что высококалорийный угольный концентрат будет экспортироваться в страны АТР, прежде всего, в Китай. Добываемый низкокалорийный уголь будет использоваться для производства электроэнергии на угольной электростанции, которую построят на месторождении.

Строительство комплекса ведется с 2010 года. Выполнены следующие работы: сдан в эксплуатацию угольный разрез первоочередного участка отработки; построена сезонная обогатительная фабрика и завершено строительство подъездного железнодорожного пути от ст. Улак до ст. Эльга.

К сильным сторонам проекта можно отнести: значительные запасы высококачественных коксующихся и энергетических углей; близость к погранпереходам в Китай и морским портам для поставок угля на экспорт в страны АТР и открытый способ разработки.

Слабыми стороны проекта является: проблемы с финансированием проекта и отсутствие внутреннего рынка углей в Дальневосточном регионе России.

На месторождениях Южной Якутии Чульманканском и Денисовском развивается производство высококачественного коксующегося угля (К, КЖ, Ж) для поставок на российский и зарубежные рынки за счет строительства новых добывающих и обогатительных мощностей [2]. В планах добывать по 13,5 млн. т угля в год к 2020 году.

В настоящее время реализуются проекты по строительству угледобывающих и перерабатывающих предприятий: Горнообогатительный комплекс «Денисовский» и Горно-обогатительный комплекс «Инаглинский».

Горно-обогатительный комплекс «Денисовский» (ГОК «Денисовский») включает шах-

ту «Денисовская» и горно-обогатительную фабрику «Денисовская» мощностью 2,4 млн т. Производство концентрата предполагается начать в 2015 г.

Горно-обогатительный комплекс «Инаглинский» (ГОК «Инаглинский») включает шахту «Инаглинская» и горно-обогатительную фабрику «Инаглинская» мощностью 6 млн тонн с возможностью увеличения производительности до 10,5 млн т. Выход на полную мощность предполагается к 2018 году.

4.6. Амурская область

В Амурской области перспективными для экспорта угля является Огоджинское месторождение. Суммарные запасы энергетического угля оцениваются в 1,6 млрд. т, в том числе балансовые запасы угля по категориям А+В+С1 составляют 15 млн т., что говорит о слабой изученности месторождения. Угли месторождения марок ГЖ, Г, Д, СС.

Горногеологические условия отработки пластов сложные.

В настоящее время добыча угля на Огоджинском месторождении ведется разрезом Огоджинский. Ввиду малой востребованности огоджинских углей, их добыча с 2013 г не превышала 30 тыс. т.

В результате реализации проекта к 2019 году планируется добыча энергетического угля на уровне 30 млн тонн в год, строительство двух обогатительных фабрик и Огоджинской ТЭС, создание транспортной инфраструктуры и поселка на 15 тыс. человек.

Предполагается, что высококалорийный угольный концентрат будет экспортироваться в страны АТР, прежде всего, в Китай. Добываемый низкокалорийный уголь и отходы обогащения будет использоваться для производства электроэнергии на угольной электростанции, которую построят на месторождении, Это позволит решить проблему использования низкокачественных продуктов обогащения.

Разработку месторождения осложняет:

- необходимость применения селективной выемки из-за наличия марок углей, которые трудно использовать,
- наличие островной многолетней мерзлоты мощностью до 70-110 м;
- необходимость при отработке запасов угля отводить поверхностные воды, так как около 30% запасов основных пластов сосредоточено в долине реки.

К сильным сторонам проекта можно отнести: значительные запасы высококачественных энергетических углей и близость к железнодорожному погранпереходу в Китай и морским портам для поставок угля на экспорт в страны АТР.

Слабыми стороны проекта является: отсутствие транспортной инфраструктуры для вывоза угля; сложные горногеологические условия месторождения и наличие множества марок угля и отсутствие внутреннего рынка углей в Дальневосточном регионе России.

4.7. Хабаровский край

В Хабаровском крае перспективным для экспорта угля является Ургальское месторождение с суммарными балансовыми запасами угля по категориям А+В+С1 1,3 млрд т. Угли марок Г и ГЖО используются как энергетическое топливо, также могут являться сырьем для черной металлургии.

Проект по расширению угледобывающего комплекса на Ургальском месторождении правительством России включен в список приоритетных инвестиционных проектов Дальнего Востока в Хабаровском крае. В 2013 году на месторождении добыто 4,6 млн т угля, при производственной мощности 5 млн т в год. Проектом предусматривается увеличение добычи угля до 8,1 млн. тонн в год, в том числе за счет открытых горных работ - до 2 млн. тонн в год и подземных горных работ - до 6,1 млн. тонн в год и строительство обогатительной фабрики мощностью 6 млн. т в год [1]. После обогащения повысится конкурентоспособность этого топлива на внутреннем российском и мировом рынках.

4.8. Чукотский автономный округ

На территории Чукотского автономного округа расположен Беринговский каменноугольный бассейн с запасами угля перспективными для экспорта. Общий ресурсный потенциал Беринговского бассейна составляют 4,5 млрд т, в том числе Амаамское месторождение – 0,67 млрд. т. Балансовые запасы которого по категориям A+B+C1 составляют всего 3,2 млн. т.

Предполагается разработка открытым способом Амаамского месторождения с доведением добычи до 12 млн. т угля в год.

Амаамское месторождение представлено энергетическими и коксующимися углями марки Ж легкой и средней обогатимости.

Для реализации проекта необходимо создание необходимой энергетической и транспортной инфраструктуры:

- строительство угольного терминала и морского порта с грузооборотом до 12 млн т/год;
- строительство автомобильной дороги;
- строительство линий электропередач.

Освоение угольных месторождений на Чукотке является пока слишком дорогостоящим.

4.9. Магаданская область

В Магаданской области расположен Омсукчанский угольный бассейн с запасами углей перспективных для экспорта. Балансовые запасы в Омсукчанском бассейне учтены на Галимовском и Кэнском месторождениях и составляют по категориям A+B+C1 27,8 млн. т. Прогнозные ресурсы бассейна оцениваются 674 млн. т. Угли месторождения - высококачественные антрациты.

Проект предусматривает создание угольного комплекса [11], предположительно включающего в себя несколько угольных разрезов мощностью свыше 3 млн. тонн угля в год, всесезонную автодорогу и угольный терминал на берегу Охотского моря.

В настоящее время ведется геологическая разведка на 6 лицензионных участках.

К сильным сторонам проекта относятся: значительные запасы высококачественных антрацитов; уникальность продукта; близость к рынкам угля стран АТР; дефицит антрацита на рынке углей Китая.

К слабым сторонам проекта относятся: сложные климатические условия; отсутствие транспортной инфраструктуры; высокая стоимость завозимых строительных материалов и оборудования.

4.10. Сахалинская область

В Сахалинской области разрабатывается несколько месторождений угля. Объемы экспорта из Сахалинской области растут (таблица 2) На экспорт поставляются, в основном, угли Солнцевского, Углегорского, Первомайского и Бошняковского месторождений. Рост объемов экспорта из Сахалинской области обусловлен, в основном, близостью расположения рынков сбыта.

Программой развития угольной промышленности России на период до 2030 года предусматривается развитие добычи каменных углей экспортного качества в Сахалинской области на Мгачинском (2 млн т), Первомайском (1 млн т) и Углегорском (шахта Ударновская -0,82 млн т) месторождениях. Солнцевское месторождение обладает запасами как каменных, так и бурых углей. На Солнцевском месторождении предусматривается рост добычи [1] на разрезе до 5 млн. т и в перспективе до 10 млн. т угля в год. Возможно, часть прироста добычи Солнцевского месторождения будет отправляться на экспорт.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Потенциал добычи углей экспортного качества восточных регионов составляет более чем 186-194 млн т в год (таблица 3). Экспортный потенциал же несколько ниже, поскольку на экспорт поставляется не только рядовой уголь а, большей частью, продукты переработки.

Все представленные месторождения располагают значительными запасами высококачественных востребованных на междуна-

родном рынке углей. Требуются дополнительные геологоразведочные работы из-за малой изученности месторождений и значительные инвестиционные вложения для реализации проектов [1].

ТАБЛИЦА 4. ПОТЕНЦИАЛ РОСТА ДОБЫЧИ УГЛЯ ДЛЯ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК УГЛЯ В ВОСТОЧНЫХ РЕГИОНАХ, МЛН Т.

Месторождение	**Объем добычи**
Межегейское	6-12
Элегестское	18
Зашуланское	9,5
Апсатское	4
Южная часть Тунгусского бассейна	50
Эльгинское	27
Южной Якутии	13,5
Огоджинское	30
Ургальское	8,1
Амаамское	12
Омсукчанский бассейн	3
Месторождения Сахалина	5-7*
ИТОГО	186,1-194,1

Разработка большинства месторождений связана с созданием транспортной и социальной инфраструктур и необходимостью привлечение квалифицированных специалистов для строительства и эксплуатации угледобывающих комплексов. Существует также проблема сбыта низкокачественных продуктов переработки углей там, где не предполагается строительство угольных электростанций для местных нужд или экспорта электроэнергии.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Программа Развития угольной промышленности России на период до 2030 года, принята в июне 2014 года.

[2] Плакиткина Л.С. Анализ и перспективы развития угольной промышленности основных стран мира, СНГ и России в период до 2030 г. – М.: «Горная промышленность».-2013.-416 с.

[3] Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2014 года. Вып. 91, Уголь, I, Сводные данные. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2014.-360 с.

[4] Статистические данные ГП «'ЦДУ ТЭК»

[5] Анализ Российского экспорта угля. Изд-во CUSTOMSTAT, 2014.

[6] Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2014 года. Вып. 91, Уголь, Том VII, Сибирский федеральный округ, часть 2. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2014.-306 с.

[7] Государственный баланс запасов полезных ископаемых Российской Федерации на 1 января 2014 года. Вып. 91, Уголь, Том VIII, Дальневосточный федеральный округ, часть 2. – М.: Министерство Природных Ресурсов и Экологии Российской Федерации, Федеральное агентство по недропользованию, Российский Федеральный геологический фонд, 2014.-352 с.

[8] Государственный доклад «Состояние и использование минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации» –Уголь, http://www.mineral.ru/Facts/russia/161/546/3_03_ugol.pdf (20.02.2015)

[9] Апсатский уголь http://expert.ru/2008/04/17/apsat/ (20.05.2015)

[10] Куклина Г.Л., Метелев В.А. Геолого-экологические аспекты рационального использования углей Апсатского месторождения/ Горный информационно-аналитический бюллетень. № 10/2006 Изд-во МГГУ "Горная книга" с. 159-166

[11] Создание угольного кластера в Омсукчанском районе Магаданской области/ Инвестиционный портал Магаданской области / :http://magfer.ru/sozdanie-ugolnogo-klastera-v-omsukchanskom-rajone-magadanskoj-oblasti/

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Соколов Александр Данилович – заведующий лабораторией «Проблем развития ТЭК Сибири и Дальнего Востока» ИСЭМ СО РАН», доктор технических наук. Основные научные интересы – развитие ТЭК азиатской части России, моделирование развития угольной промышленности.



Такайшвили Людмила Николаевна - старший научный сотрудник лаборатории «Проблем развития ТЭК Сибири и Дальнего Востока» ИСЭМ СО РАН», кандидат технических наук. Основные научные интересы – моделирование развития угольной промышленности и разработка инструментария для исследования развития угольной промышленности.

Интернет-сервис для анализа статистических данных в области энергетики на примере мирового рынка нефти

Л.Н. Трофимов, И.Л.Трофимов

В данной работе предлагается проект создания Интернет-сервиса, предназначенного довести до заинтересованной аудитории обработанную статистическую энергетическую информацию. На примерах, показан один из возможных разделов Интернет-сервиса: "Мировой рынок нефти". Данный раздел в свою очередь включает в себя три подраздела перечисленных ниже.

Электронный атлас мира. Листы электронной карты в соизмеримых единицах, показывают уровни запасов, добычи, экспорта, импорта и потребления сырой нефти, а так же динамику изменения этих показателей.

Визуализация статистической информации через построение специальных графиков и диаграмм. Позволяет увидеть количественно-качественные соотношения между странами участницами рынка.

Краткая информация об основных странах – участницах рынка, для критического анализа и корректировки статистической информации.

Ключевые слова: **электронный атлас, рынок нефти, анализ статистики.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Большой объем статистической информации в области энергетики, разбросанный по многочисленным сайтам в сети Интернет, требует от исследователя многочасовых поисков в сети, трудоемкой систематической обработки для дальнейшего изучения и анализа. Предлагаемый интернет-сервис (ESAS) на базе собранной и обработанной статистической информации выдает набор информационных продуктов, готовых к восприятию, как серьезными аналитиками, так и менее подготовленной аудиторией. На примере одного из разделов энергетики "Мировой рынок нефти" в статье представлены следующие информационные наборы: электронный атлас, блок графического анализа и краткая информация об энергетическом субъекте.

2. ЭЛЕКТРОННЫЙ АТЛАС МИРА

2.1. Производство и экспорт нефти

Диаграммы производства и экспорта нефти на рис.1. и рис.2. изображены на листах электронной карты[2][3] в виде круговых диаграмм по странам мира. Более светлый круг – количество добытой нефти, более темный – количество экспортируемой нефти из страны. Площади кругов пропорциональны соответствующим величинам добычи и экспорта нефти. Рядом с круговой диаграммой отображается количество произведенной нефти (в млн. тонн нефтяного эквивалента) и количество вывезенной (экспортируемой) нефти из страны. Таким образом, ширина светлого круга это количество потребляемой внутри страны от количества добытой в этой же стране нефти. В интернет-сервисе возможен просмотр листа за любой год (1990-2012гг.), а так же в динамике в виде непрерывного воспроизведения.



Рис. 1. Производство и экспорт нефти в 1990г.



Рис. 2. Производство и экспорт нефти в 2012г.

2.2.Первичное потребление и импорт нефти

Диаграммы первичного потребления и импорта нефти отображены на рис.3 и рис.4. Площади кругов изображается в тех же пропорциях что и в предыдущем разделе. Большой, более темный круг это первичное потребление, более светлый – объем ввезенной нефти. Таким образом, более темное внешнее кольцо представляет собой первичное потребление нефти за счет собственной добычи. Рядом с круговой диаграммой отображается численное значение первичного потребления нефти (в Mtoe). Ниже отображается количество потребления нефти за счет импорта.



Рис. 3. Первичное потребление и импорт в 1990г.



Рис. 4. Первичное потребление и импорт в 2012г.

2.3. Выработка запасов нефти за период 1980-2012 годы

На следующих листах электронного атласа, (рис.5 и рис.6) приведена оценка использования запасов нефти за период с 1980 по 2012 год. Полупрозрачной штриховкой закрашен сектор объема достоверных запасов (по версии BP[1]) к концу указанного на карте периода. Сектор коричневого цвета - объем извлеченной за этот период нефти. Более узкий и темный сектор это добыча нефти в последнем году данного периода. Рядом с круговой диаграммой отображается количество достоверных извлекаемых запасов нефти (в Mtoe, по версии BP[1]).



Рис. 5. Добыча за 1980-1991гг и запасы к концу 1991г.



Рис. 6. Добыча за 1980-2012гг и запасы к концу 2012г.

За период с1980 по 2012гг выросли как объемы разведанных достоверных запасов в странах, так и естественно количество добытой за это время нефти. Динамика данного процесса, так же может отслеживаться по каждому году в отдельности. Площадь всего круга соответствует сумме трех показателей: достоверные запасы (оценка на текущий год) + нефть, добытая за период с 1980г. + добыча за текущий год.

3. БЛОК ГРАФИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

3.1. Производство, экспорт, импорт, первичное потребление нефти. Первая десятка стран.

На рис.7 представлены четыре графика, на которых в одних и тех же координатных осях показаны уровни мировой добычи, импорта, экспорта и первичного потребления нефти. На каждом графике выделена десятка крупнейших стран доминирующих по данной позиции[4][5] . Отметим что экспорт (импорт) составляет около 50% всей добываемой (потребляемой) нефти. Доминирующий потребитель и импортер нефти – США (зеленая полоса), заметно растет по этим позициям Китай (желтая полоса). По производству и экспорту доминируют Саудовская Аравия и Россия (коричневая и красная полосы на графике).

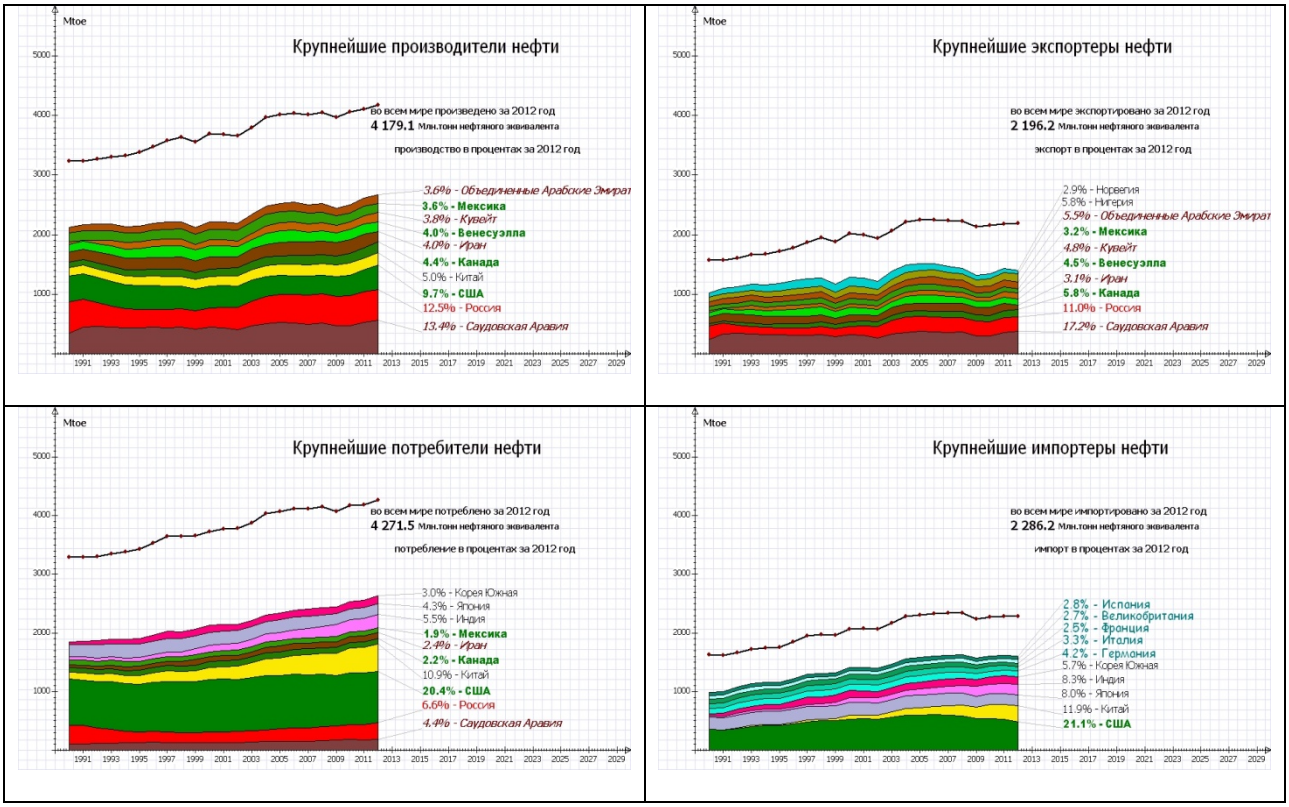


Рис.7 Крупнейшие производители, экспортеры, импортеры и потребители нефти.

Достоверные запасы по версии BP для нескольких стран Персидского залива показаны на рис.8.



Рис. 8. Запасы нефти в Персидском заливе

График извлечения нефтяных запасов за период с 1980г по 2012г совмещен с диаграммами, показывающими соотношение уже извлеченной (добытой) нефти и еще оставшейся (разведанные запасы). Рис. 9.

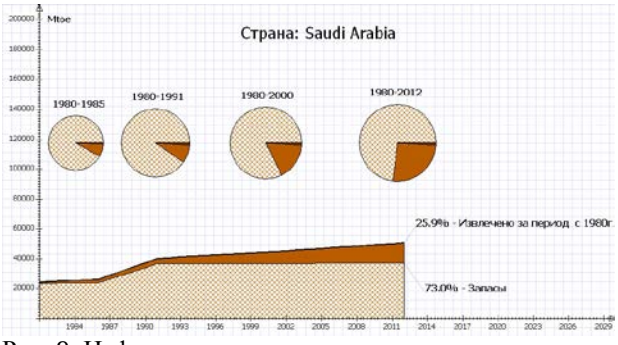


Рис. 9. Нефть, извлечено и осталось

3. САУДОВСКАЯ АРАВИЯ – КРАТКИЙ ОБЗОР

3.1 Историческая справка

Нефть в аравийских песках была найдена в 1935 году. Первые семь геологоразведочных вышек, исходя из предыдущих сейсмических исследований, проведенных в 1933-34 годах, было решено заложить в районе бедуинского поселения Даммам. Разведку в пустынях Саудовской Аравии вели в то время американские нефтянники, на тот момент самые опытные в мире. Шесть первых вышек, несмотря на опыт нефтянников, успешно "промазали" мимо будущего месторождения Даммам[6]. Однако седьмая вышка, знаменитый Dammam-No7, которая была добавлена в план разведки в последний момент, внезапно, на глубине около 1400 метров, подсекла мощный нефтяной пласт и начала фонтанировать сырой нефтью в объёме 1 585 баррелей в день. Через три недели дебит вышки возрос до 3810 баррелей в день.

Результатом усилий Aramco (Arabian-American company) по разведке явилось открытие сверхбольших месторождений качественной, лёгкой аравийской (арабской) нефти. Самые крупные месторождения были названы весьма символически - Ghawar (Король), Abqaiq (Королева), Safaniya (Вторая жена), Berri (Великий визирь) и т.п.

ТАБЛИЦА 1. КРУПНЕЙШИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

	Открытие	введено	Млрд.т
Ghawar - Гавар	1948	1951	9.5
Abqaiq - Абгейг	1940	1946	1.21
Safaniya - Сафания	1951		6.5
Berri - Берри	1964		1. 9
Manifa - Манифа	1957	2013	1.54
Zuluf - Зулуф	1965	1973	2
Shaybah - Шайбах	1968	1998	2.4
Abu Sa'fah - Абу Саафа	1963	1966	1
Khursaniyah- Хурусания			
Khurais - Хурайс	1963		2.7
			28.75

Сверхбольшое месторождение Гавар (Ghawar), открытое в 1948 году и введённое в эксплуатацию уже в 1951 оказалось вообще самым большим в мире. Его начальные достоверные запасы составили до 12 млрд. тонн. Список крупнейших месторождений представлен в таблице 1.

Практически все нефтяные месторождения Саудовской Аравии сосредоточены на юго-востоке вблизи Персидского залива или на его шельфе и расположены достаточно компактно, рис.10. Все они или почти все были открыты, когда компания Aramko управлялась американцами. К 1988г закончился процесс полной национализации компании.



Рис. 10. Месторождения нефти и газа в Саудовской Аравии

3.2 Важные предположения

Еще раз обратим внимание на графики достоверных запасов (рис 8 и 9). Сразу, как только управление перешло к саудитам они резко, на треть подняли планку достоверных запасов и строго засекретили информацию о месторождениях. Увеличение более чем на 10 млрд. тонн. Это эквивалентно открытию нового месторождения Гавар. Многие исследователи, обратили на это внимание, но никаких сведений об открытии в КСА месторождений такого масштаба нет, и

за 25 лет не появилось. Есть много причин, по которым, поднятие планки достоверных запасов было выгодно для страны. Одна из них: в странах ОРЕС квоты на добычу распределяются с учетом объема достоверных запасов, и многие страны пытались и пытаются завысить свои запасы. Если предположить, что скачок достоверных запасов в КСА был ничем не обоснован, то после соответствующих оговорок данное предположение можно проиллюстрировать в разрабатываемом информационном продукте.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Учитывая вышеперечисленные предположения[7], связанные с искажением статистических данных предлагается создать в интернет-сервисе специальный раздел, содержащий варианты откорректированной статистической информации. Обоснованные и хорошо продуманные варианты изменений в статистических данных, их иллюстрация на графиках и электронных картах позволит аналитикам более глубоко и качественно исследовать данную предметную область.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] BP Statistical Review of World Energy June 2014. / http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf

[2] URL / http://knoema.ru/atlas

[3] IEA Energy atlas. / http://energyatlas.iea.org/?subject=-1920537974

[4] Wiley Online Library. Volume 34, Issue 1, Article first published online: 18 DEC 2012 / http://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/wot.13/pdf

[5] ЦДУ ТЭК. / http://www.cdu.ru/articles/detail.php?ID=301905

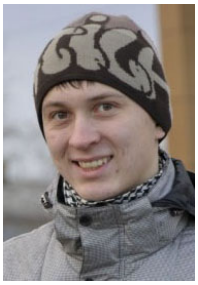
[6] URL / http://www.saudiaramcoworld.com/issue/196301/seven.wells.of.dammam.htm

[7] URL / http://en.wikipedia.org/wiki/Hubbert_Linearization

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Трофимов Леонид Николаевич – ведущий программист Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы: вычислительные методы для моделирования Геоинформационных систем, методы объектно-ориентированного программирования для визуализации статистической энергетической информации.



Трофимов Иван Леонидович окончил математический факультет Иркутского государственного университета в 2009 году. Аспирант, младший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН,

Международная энергетическая безопасность в условиях глобализации мировой экономики

Ю.В. Жилкина, к.э.н.

Энергетическая безопасность оказалась в последнее время в центре дискуссий на самых разных уровнях. Однако, несмотря на свою актуальность, не только экономическую, но и политическую значимость, тема эта в подавляющем большинстве случаев требует конкретизации и концептуализации (см. низ страницы).

Ключевые слова: **международная энергетическая безопасность, экономическая безопасность, национальная безопасность, глобализация**

ВВЕДЕНИЕ. В настоящее время во многих официальных документах, исследованиях, когда речь идет об основных субъектах мировой энергетики, говорится о производителях (producers) и потребителях (consumers) углеводородов. Я считает более корректным вести речь о странах - нетто-импортерах углеводородов, странах - нетто-экспортерах и странах-транзитерах. Обладая по совокупности (природный газ и нефть) крупнейшими в мире запасами углеводородного сырья и являясь их существенным потребителем и транзитером, Россия участвует во всех важнейших процессах, происходящих в мировой энергетике.

Представляется необходимым обратить внимание на наличие противоречий и, одновременно, взаимозависимости в интересах между нетто-экспорте-рами и нетто-импортерами углеводородов, между теми нетто-импортерами, которые являются «старыми» центрами силы мировой экономики (США, ЕС, Япония) и новыми - прежде всего Китаем и Индией. Без трезвого, реалистического анализа таких противоречий и зависимостей невозможно идентифицировать проблему дисбаланса интересов и, соответственно, найти пути гармонизации «действующих лиц» в этой сфере.

Противоречия между нетто-экспортерами и нетто-импортерами не сводятся лишь к вопросу о цене на нефть и природный газ. Они выражаются и в самой трактовке понятия «международная энергетическая безопасность». До последней четверти прошлого века доминировало такое представление о международной энергетической безопасности, которое, прежде всего, отражало интересы развитых стран - нетто-импортеров углеводородов. Это был полностью неверный, дезориентирующий подход. Исходя из своего понимания международной энергетической безопасности, страны - нетто-импортеры углеводородного сырья добиваются от нетто-экспортеров, в частности, того, чтобы последние имели значительные резервные мощности по нефтедобыче. Эти мощности призваны в условиях кризиса, нарушения поставок из какой-либо одной страны нарастить добычу так, чтобы скомпенсировать потери за счет этих нарушений. Для нетто-экспортеров следование такой политике означает помимо омертвления значительных средств рост рисков, связанных с циклическим характером экономического роста и соответственно цен на нефть.

Для начала надо выяснить, что представляют собой такие понятия, как «национальная безопасность» и «экономическая безопасность».

В специальной литературе под понятием «безопасность» кого-либо или чего-либо понимается такое их состояние, при котором они находятся в положении надежной защищенности. Когда речь идет о стране, обществе, то чаще всего используется понятие «национальная безопасность».

Россия — многонациональная страна, которая включает десятки национальностей, имеющих свою государственность и даже

Ю.В. Жилкина, к.э.н., ПАО «ФСК ЕЭС», Москва, Россия (e-mail: zhilkina.yulia@gmail.com).

свои Советы безопасности, занимающиеся обеспечением национальной безопасности. Понятие «национальной безопасности» отражает состояние, уровень защищенности всех народов и наций, входящих в Россию. Главными объектами защиты являются личность, общество и государство. В послании Президента РФ Федеральному собранию «О национальной безопасности» подчеркивается, что «национальная безопасность понимается как состояние защищенности национальных интересов от внутренних и внешних угроз, обеспечивающее прогрессивное развитие личности, общества и государства».

Не лишним будет подчеркнуть, что защита безопасности общества, человека и государства от многочисленных угроз и опасностей не сводится к тому только, что достигнуто, а предполагает создание благоприятных условий, обеспечивающих модернизацию, быстрое развитие всех сфер жизнедеятельности российского общества, совершенствование его государственного организма в интересах прогрессивного поступательного развития всех наций и народов России.

В целях большей конкретизации различных видов опасностей их подразделяют на внутренние и внешние.

Внутренние опасности для общества и государства порождаются действиями различных радикально настроенных социальных, национальных, этнических групп, слоев, политических партий, движений, направленных на изменение конституционного строя, подрыв или ослабление экономических устоев, политической стабильности и обороноспособности страны и государства.

Внешние угрозы и опасности могут порождаться действиями недружественных или враждебных сил, находящихся за пределами страны. В качестве таких сил обычно выступают государства, союзы государств, различные эмигрантские, сепаратистские организации, существующие на их территориях и часто направляемые спецслужбами. Кроме этих сил, угрозы могут исходить из политики и действий правящих элит и государственных органов зарубежных стран с целью подрыва, ослабления экономической мощи, достижения односторонних уступок, овладения сырьевыми ресурсами, изменения политического строя и т.п. Экономическая безопасность – это такое состояние экономики, при котором обеспечиваются устойчивый экономический рост, достаточное удовлетворение общественных потребностей, эффективное управление, защита экономических интересов на национальном и международном уровнях. Высшим приоритетом в области национальной безопасности является эффективность экономики, её устойчивый рост. Это ключевые элементы всей системы безопасности.

Сразу следует отметить, что несмотря на разницу в подходах ведущих государств, существуют и очевидные точки сближения в понимании энергетической безопасности. По сути, возможно, выделить основные принципы, которые в той или иной степени разделяют все государства.

Во-первых, энергетическая безопасность – это взаимная ответственность потребителя и поставщика энергетических ресурсов. Это признают все, однако проблемы начинаются там, где потребитель и поставщик начинают требовать друг от друга гарантий поставок или оплаты этих поставок. К примеру, в умеренном варианте, требование гарантий поставок может приводить к требованию потребителя допустить представляющие его экономические интересы компании к разработке и транспортировке энергетических ресурсов на территории страны-поставщика. Это вариант требования ЕС к России, на что, как отмечено, она отвечает аналогичным требованиям доступа к системам непосредственного распределения ресурсов до конечного потребителя. Т.е. это требования открытия экономических границ.

В радикальном варианте гарантирование поставок может выражаться в прямом политическом и экономическом диктате странам-поставщикам, вплоть до проведения против них военных операций. Это, с некоторыми оговорками, стратегия США.

Однако есть и третий вариант, представленный азиатскими странами. Это готовность гарантировать поставки за счет, с одной стороны, участия компаний, представ-

ляющих экономические интересы потребителя в разработке энергетических ресурсов на территории страны-поставщика, с другой – играя по правилам страны-поставщика и вкладывая значительные средства в инфраструктуру добычи и транспортировки. В данном случае речь идет не о простой схеме товар-оплата, а о более сложных инвестиционных, страховых и иных договорных отношениях. Потребитель обеспечивает себе гарантии поставок за счет вложений в инфраструктуру поставщика, таким образом также оптимизируя систему поставок, делая ее более современной, менее затратной и т.д., а поставщик, допуская потребителя к проектам на своей территории получает не только гарантированный и устойчивый рынок сбыта, но и стратегического инвестора.

Таким образом, речь идет о принципе ответственности взаимозависимости потребителя и поставщика.

Принципами энергетической безопасности также являются деполитизация и честная конкуренция. При этом если можно представить конкуренцию между поставщиками, то гораздо более серьезным явлением является конкуренция между потребителями. По сути, учитывая то, что энергетика – необходимое условие экономического роста, данная конкуренция не должна присутствовать. Более того, учитывая приведенные данные о том, что треть населения планеты не имеет доступа к энергетическим ресурсом становится также очевидным глобальное социальное измерение энергетической безопасности.

Энергетическая безопасность должна означать не только предотвращение конфликтов за энергетические ресурсы между поставщиками и потребителями, внутри группы стран-поставщиков и внутри группы стран-потребителей, но и расширение доступа к энергетическим ресурсам. Невозможность развития экономики без энергетики означает также невозможность преодоления проблем, которые давно признаны мировым сообществом как глобальные: бедность, эпидемии, низкий уровень образования, угрозы экологии и др. В данном контексте не следует забывать, что энергетическая безопасность не может не быть составной частью глобальной системы безопасности.

Итак, можно выделить еще два принципа энергетической безопасности: глобальность и социальная направленность. В целом же, эти принципы выглядят следующим образом:

· Ответственность взаимозависимости
· Диверсификация поставок и источников энергетических ресурсов
· Деполитизация
· Честная конкуренция
· Глобальность
· Социальная направленность.

Глобализация энергетической безопасности.

На данный момент ситуация находится на еще более раннем этапе – не выработано даже единое понимание самого понятие энергетической безопасности, а в ряде случаев значения, которые страны вкладывают в это понятие прямо противоположны друг другу.

Тем не менее, те страны, включая Россию, которые пытаются предложить максимально широкий и учитывающий разные интересы подход, в принципе, соглашаются с тем, что на данный момент понятие энергетической безопасности нельзя употреблять в отрыве от процесса глобализации.

Представляется, что глобализация энергетических проблем и энергетической безопасности как системы, нацеленной на их решение, означает необходимость не только выработки единого подхода на базе всеми признаваемых принципов, но и создания международного механизма, который бы учитывал именно глобальный аспект энергетического измерения.

Глобальный аспект касается подхода к энергетическим ресурсам не только как к средству торговли и получения прибыли отдельными игроками, но и как к одной из основ экономического и шире, гуманитарного развития мира, в целом. Одним из итогов активных дискуссий последнего времени вокруг проблемы энергетической безопасности стало растущее осознание того, что энергетика, так же как, к примеру, экология, обладает глобальным измерением – это сфера,

проблемы и задачи которой касаются условий жизни каждого человека в каждой стране.

При этом несложно понять, что именно международный механизм глобальной энергетической безопасности мог бы обеспечить легитимный и авторитетный арбитраж как разных подходов к энергетическим проблемам, так и каждых конкретных спорных случаев в энергетической сфере. Речь идет не о вмешательстве его во внутренние дела или двусторонние политические или торгово-экономические отношения, а, к примеру, о блокировании тех случаев, когда отдельная страна вмешивается, причем не на базе существующих международно-правовых принципов, а на основе соображений политической целесообразности или внутреннего законодательства к сфере энергетической или безопасности других стран.

Далее, при понимании энергетики, которое не выходит за рамки торговых операций и получения прибыли, т.е. исключительно финансового аспекта, сложно представить возможность выделения поставщиками или потребителями определенных ресурсов для обеспечения энергетических потребностей слабых в экономическом отношении стран. Подобная энергетическая благотворительность не вписывается в существующие модели экономических отношений и, по большому счету, не имеет четких правовых оснований.

Однако, как уже сказано, глобализация энергетической безопасности связана не в последнюю очередь с гуманитарным измерением. Сохранение ситуации, при которой 2 млрд. людей не имеют доступа к энергетическим ресурсам грозит гуманитарными катастрофами, ростом напряженности в мире, появлением новых конфликтов и усугублением имеющихся глобальных проблем. И именно в рамках международного механизма по обеспечению энергетической безопасности возможен выход за пределы исключительно торгово-финансовых энергетических взаимоотношений отдельных стран, и создание системы устойчивого обеспечения энергетическими ресурсами всех стран.

Тенденции, определяющие новый стратегический ландшафт мировой энергетики.

Следует отметить сохранение в ближайшей и отдаленной перспективе центральной роли нефти в мировом потреблении энергии (для наглядности ниже приведена мировая карта запасов нефти и газа). Многоплановый и практически универсальный характер использования нефти, технологические особенности индустриальной и постиндустриальной экономики сделали нефть уникальным видом сырья в современной цивилизации, с которым не может сравниться ни один другой вид сырья. Именно жидкое топливо, получаемое из нефти, во многом определило современный образ жизни развитых государств, который служит для поддержания большей части населения мира. Такая роль нефти, несмотря на развитие применения других энергоносителей, прогнозируется авторитетными организациями и экспертами и на обозримую перспективу в будущем. Сколько-нибудь серьезной, достаточно масштабной альтернативы нефти на два-три десятилетия не предвидится.

Основные особенности территориального размещения запасов нефти состоят в том, что, во-первых, нефть отличается сравнительно высокой концентрацией запасов и, во-вторых, на экономически развитые страны приходится менее 20% мировых запасов нефти. Около половины мировых запасов нефти сосредоточено в земной коре Аравийского полуострова.

Сразу же необходимо отметить, что для большинства стран региона Ближнего Востока характерна «хроническая нестабильность». Война в Ираке, развязанная США и Великобританией в 2003 году, внесла свой вклад в еще большее усложнение обстановки в этом районе. И эта нестабильность имеет не временный, а долгосрочный характер, связанный с трансформацией экономики, общества, политических систем соответствующих стран.

Среди наиболее рельефных тенденций последних 10-15 лет в развитии мирового энергобаланса отмечается возрастание удельного веса природного газа - в силу комплекса экономических, технологических

и экологических факторов. Дополнительные рыночные товарные свойства природному газу придает увеличение производства сжиженного газа (СПГ).

По ряду оценок, при росте за последние 30 лет мировой добычи нефти на 60% (с 50 до 80 млн. баррелей в сутки) ежегодные затраты на ее добычу увеличились с 10 млрд. долларов до 160 млрд., т. е. более чем в 16 раз. Это во многом обусловливается потребностью применения все более совершенных и соответственно более дорогостоящих технологий ее добычи. Нефтяное сырье играло и играет огромную роль в обеспечении комфорта и мобильности, в формировании обилия и разнообразия новых искусственных материалов. Большинство экспертов сходятся во мнении, что в дальнейшем эта тенденция будет только увеличиваться, причем не только за счет нефти, но и за счет определенных фракций природного и попутного газа.

В мировом энергопотреблении по-прежнему значительную роль играет уголь (особенно в производстве электроэнергии во многих странах). Удельный вес атомной энергетики длительное время остается примерно на одинаковом сравнительно невысоком уровне. В значительной мере эти тенденции пролонгируют в большинстве наиболее известных прогнозов и на обозримое будущее.

Что касается нефти, то рынок в целом можно считать глобальным; применительно к природному газу сохраняется региональный характер рынков, несмотря на рост доли в его потреблении сжиженного газа (СПГ).

В то же время мировой рынок нефти остается сегментированным. Это связано с тем, что нефтеперегонные заводы определенных регионов зависят от нефти из конкретных месторождений. Диапазон адаптации у многих НПЗ к нефти разных сортов весьма невелик.

Наличие такого рода сегментации в случае возникновения кризиса в той или иной нефтедобывающей стране или провинции способно создавать серьезные локальные дефициты сырья (и соответственно нефтепродуктов) и скачки в ценах на нефтепродукты, дестабилизирующие не только рынки, но и социально-политическую обстановку в тех или иных странах.

В ряде районов мира значительно отстало от роста потребления развитие нефтеперерабатывающих предприятий (НПЗ); особенно это оказалось характерным для США. Российские НПЗ, хотя и удовлетворяют сохранившийся внутренний спрос, не блещут современными технологиями и качеством производства.

В условиях неопределенности и риска каждый субъект экономической деятельности, как правило, стремится обезопасить себя или, используя условия риска и неопределённости, получить экономическую выгоду. Учитывая то, что риск и неопределённость – свойства, которыми обладает любая экономическая система в каждый период времени, допустимо сделать следующие предположения. Во-первых, проблема энергетической безопасности экономической системы носит всеобщий и постоянный характер. Во-вторых, достичь абсолютной безопасности невозможно. В-третьих, организационно-экономическая система в каждый период времени имеет определённый уровень безопасности. В-четвёртых, если национальная экономическая система не обладает нужным уровнем безопасности, она разрушается под воздействием шоков.

Система международной энергетической безопасности реализует свою деятельность в рамках функционирования и (или) развития экономической системы. В её структуру входят уполномоченные международные структуры и институты, органы государственной власти, органы управления крупных компаний, которые являются субъектами деятельности, направленной на обеспечение энергетической безопасности организационно-экономической системы. Объектами являются интересы общества, предприятий и их объединений, государства, международного сообщества.

Субъектно-объектные отношения в рамках обеспечения энергетической безопасности могут реализовываться на следующих уровнях:

• глобальный уровень (мировая энергетиче-

ская безопасность);
• региональный уровень (энергетическая безопасность геополитического региона, в рамках объединений стран и экономических организаций);
• макроуровень (страновой) (энергетическая безопасность государства, экономическая безопасность отрасли);
• микроуровень (корпоративный) (энергетическая безопасность отрасли, энергетическая безопасность хозяйствующего субъекта).

Функционирование системы международной энергетической безопасности должно основываться на следующих принципах:
• диверсификация импорта энергоносителей для субъектов-потребителей и экспорта для субъектов-производителей;
• устойчивость, «запас надежности» в системе энергоснабжения, смягчающая (компенсирующая) воздействие потрясений различного рода и облегчающая процесс восстановления после сбоев;
• признание реальности интеграции – признание необходимости взаимодействия между субъектами для обеспечения общей и собственной энергетической безопасности, что предполагает эффективное взаимодействие между элементами организационно-экономической системы;
• важность информирования – отрытый доступ к информации для заинтересованный сторон, невозможность сокрытия данных и фактов;
• адаптивность – это способность системы энергетической безопасности своевременно выявлять изменения, происходящие во внутренней и внешней среде, и осуществлять разработку, подготовку и реализацию мероприятий, обеспечивающих корректировку её работы;
• институционализация - связана с формированием и функционированием институтов, в которых разрабатываются нормы, регламентирующие обеспечение безопасности национальной экономической системы;
• эффективность работы системы - характеризует соотношение расходов, выделяемых субъектами системы на обеспечение энергетической безопасности, к полученным результатам;
• инновационность – необходимость активного инвестирования в разработку альтернативных видов энергии.

Таким образом получается, что энергетическая безопасность - это состояние устойчивости системы к внутренним и внешним угрозам. Для нужд управления энергетической безопасностью необходимо определить виды угроз, риски и провести анализ возможных последствий, с целью разработки дальнейших мер по предупреждению и ликвидации опасности.

Наиболее полно спектр угроз энергетической безопасности планеты был отражен в документах саммита G8 в Санкт-Петербурге 2006 г.:
• высокие и неустойчивые цены на нефть;
• возрастающий спрос на энергоресурсы (по различным оценкам, к 2030 г. он увеличится в полтора с лишним раза, причем приблизительно на 80% этот спрос будет удовлетворяться за счет ископаемого топлива, запасы которого ограничены);
• растущая зависимость многих стран от импорта энергоносителей;
• потребность в крупных инвестициях во все звенья энергетической цепочки;
• необходимость защиты окружающей среды и решения проблемы климатических изменений;
• уязвимость жизненно важной энергетической инфраструктуры;
• политическая нестабильность, природные катаклизмы и иные угрозы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Григорьев Л.М. Мировая рецессия и энергетические рынки — в.: Мировой кризис и глобальные перспективы энергетических рынков. (Материалы совместного заседания Ученых советов Института мировой экономики и международных отношений РАН и Фонда «Институт энергетики и финансов». 22 мая 2009 г.) / Сост. и науч. ред. С.В. Чебанов. — М.: ИМЭМО РАН, 2009 г.

2. Индия и Китай продолжат стимулировать спрос на нефть.
http://quote.rbc.ru/topnews/2011/05/24/33299214.html;
http://www.snailthewinner.ru/?p=1448

3. U.S. Energy Information Administration, “Energy Perspective 2035”, 2012

4. «Наше общее будущее»: Доклад Международной комиссии по окружающей среде и развитию (МКОСР): Пер. с англ./Под ред. и с послесл. С.А. Евтеева и Р.А. Перелета. - М.: Прогресс, 1989.
5. Costanza R., Folke C. Ecological Economics and Sustainable Development. Paper prepared for the International Experts Meeting for the Operationalization of the Economics of Sustainability. Manila, Philippines. 1994. July 28-30.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Юлия Викторовна Жилкина – кандидат экономических наук. Основные научные интересы: международная энергетическая безопасность в эпоху глобализации мировой экономики, вертикально-интегрированные компании, экономическая безопасность, исследования угроз расширения ЕС на экономическую безопасность РФ.

Сессия 3.

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Итоги обследования режимов распределительных электрических сетей Сибири и юга России

Н.Н. Харлов, В.С. Боровиков

Представлены результаты обширного обследования электрических режимов, потерь активной мощности и энергии в распределительных электрических сетях МРСК Сибири и МРСК Юга. На основе уникальной математической модели, учитывающей распределенность параметров линий, поверхностный эффект в проводах и тросах, несимметрию фазных напряжений и токов, проведен расчет основных и добавочных потерь активной мощности и энергии, вызванных протеканием несинусоидальных токов. Даны рекомендации оценки величины коэффициента добавочных потерь по ограниченной выборке контрольных точек в сложной электрической сети.

Ключевые слова: **распределительные электрические сети, несинусоидальность и несимметрия фазных токов, основные и добавочные потери электроэнергии, математическая модель**

ВВЕДЕНИЕ

В период с 2008 по 2012 г. коллективом Регионального центра ресурсосбережения Томского политехнического университета проведены обширные обследования электрических режимов, потерь активной мощности и энергии в распределительных электрических сетях МРСК Сибири (2008-2009 гг.) и МРСК Юга (2011- 2012 гг.).

Целью данного инструментального обследования электрических сетей 110 кВ является анализ режимов и загрузки оборудования, линий электропередач и трансформаторов в электрических сетях 110 кВ для разработки мер повышения эффективности работы этих сетей.

ЗАДАЧИ И ИТОГИ ОБСЛЕДОВАНИЯ

Основные задачи обследования

В задачи обследования включено:

- измерение загрузки сетей 110 кВ по току, активной и реактивной мощности;
- выборочный анализ загрузки линий электропередачи 110 кВ относительно допустимого и экономического режима;
- выборочный анализ загрузки трансформаторов 110 кВ относительно номинальной мощности;
- анализ уровней симметрии и синусоидальности напряжений узлов и токов ветвей;
- анализ основных и добавочных потерь в линиях.

Проведение таких исследований в порядке текущей эксплуатации штатными измерительными средствами и силами эксплуатационного персонала невозможно по ряду причин:

- штатные измерительные приборы не обеспечивают необходимую точность и необходимый объем измерений;
- эксплуатационный персонал в большинстве случаев занят другими работами, не обладает необходимой квалификацией для проведения таких работ и требуется дополнительное обучение;
- технические средства типа «Нева» и другие (черные ящики) имеют сегодня ограниченное распространение и применение;
- обеспечение достоверности и объективности сведений представляет дополнительные трудности такой технологии;

Количество обследованных объектов (линий и трансформаторов) составило около 10 % от всех работающих. Для измерений

случайным образом отобраны 60 подстанций МРСК Сибири и 37 подстанций МРСК Юга. Это дает основания предполагать, что характеристики загрузки остальной сети близки к полученным.

Основным измерительным средством для обследования явился комплект переносных приборов AR-5 (фирмы CIRCUTOR), включенных в госреестр средств измерения. Инструментальные обследования проведены в соответствии с действовавшим в то время ГОСТ Р 53333- 2008 «Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [1] и «Методикой комплексного энергетического обследования предприятий электрических сетей».

В ходе обследования измерялись основные и высшие гармонические составляющие, суммарные коэффициенты гармонических составляющих напряжений в узлах и токов фаз, активные и реактивные мощности в линиях и узлах нагрузки. Время регистрации параметров составляло, как правило, сутки.

Выводы по результатам обследования

Ниже приводятся основные выводы по результатам обследования электрических сетей 110 кВ.

1. Действующие фазные напряжения на шинах 110 кВ подстанций в течение суток изменяются в зависимости от нагрузки от 113% до 88% от номинального значения (п/ст Богучаны)

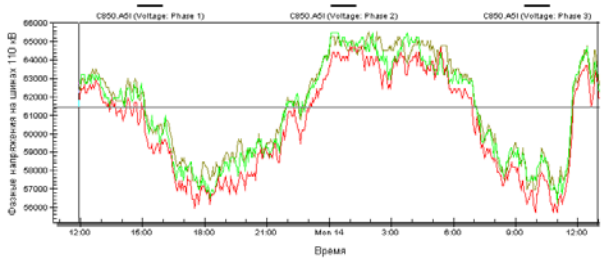


Рис.1. Суточный график изменения фазных напряжений на шинах 110 кВ п/ст Богучаны (Красноярскэнерго) 13-14 декабря 2009 г.

2. Загрузка распределительных линий электропередачи 110 кВ, как правило, значительно меньше расчетной. Так по МРСК Сибири 24% линий имеют загрузку менее 10% от допустимой по нагреву [2]. Более 50% линий работают с загрузкой менее 20% от допустимой по нагреву. В Ростовской и Волгоградской энергосистемах положение несколько лучше и загрузку линий менее 10% имеют только 5%, а менее 20% - 16,7% обследованных линий [3]. На рис. 2. приведены гистограммы распределений токовой загрузки линий МРСК Сибири, а на рис. 3. – МРСК Юга.

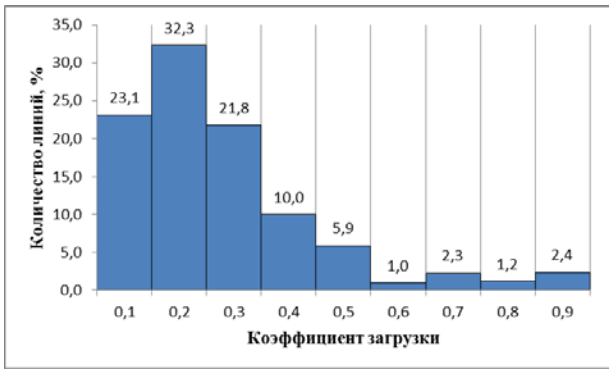


Рис.2. Распределение линий 110 кВ МРСК Сибири по величине токовой загрузки



Рис.3. Распределение линий 110 кВ МРСК Юга по величине токовой загрузки

В ночные часы токовая загрузка линий значительно снижается. На рис. 4. приведен типичный график изменения действующих значений фазных токов линии 110 кВ.

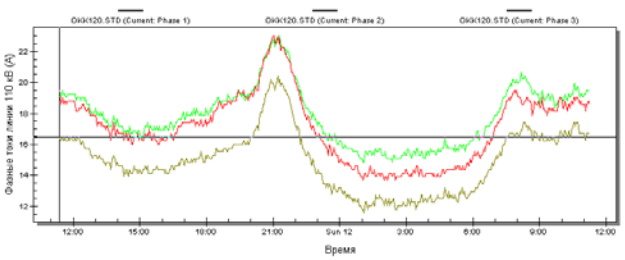


Рис 4. Суточный график фазных токов линии 110 кВ Окино-Ключи – Бичура (Бурятэнерго) 11-12 сентября 2010 г. Допустимая нагрузка по току по нагрева – 390 А.

3. Понижающие трансформаторы имеют значительный резерв по мощности. Средняя загрузка трансформаторов 110 кВ Сибири составляет 45% от номинальной, а 14% обследованных трансформаторов работают с загрузкой менее 20% (в МРСК Юга 32% и 38,3% соответственно). На рис.5. приведены гистограммы токовой загрузки понижающих трансформаторов МРСК Сибири, а на рис. 6.– МРСК Юга.



Рис. 5. Распределение трансформаторов МРСК Сибири по величине токовой загрузки

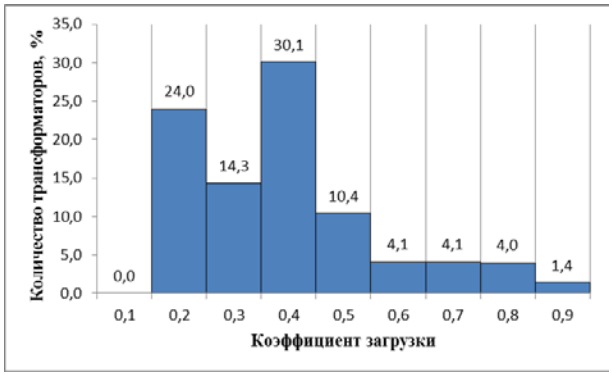


Рис. 6. Распределение трансформаторов МРСК Юга по величине токовой загрузки

Во многих случаях наблюдаются крайне низкие коэффициенты мощности нагрузки (ниже 0,3).

4. Коэффициент несимметрии напряжений основной частоты по обратной последовательности в контролируемых узлах незначительный и, как правило, не превышает значения установленные ГОСТ 32144-2013. Несимметрия токов основной частоты достигает 10-15% и в отдельных случаях превосходит 40%. Коэффициенты несимметрии напряжений и токов нулевой последовательности имеют значимые величины только для слабонагруженных трансформаторов и примыкающих линий. На рис. 7. приведены суточные графики изменения коэффициентов обратной и нулевой последовательностей напряжений основной частоты на шинах 110 кВ одной из подстанций МРСК Сибири. Обращает на себя внимание стабильность напряжения нулевой последовательности, причиной которого является не нагрузка, а прежде всего параметры сети 110 кВ. Коэффициенты несимметрии токов линии (рис. 8.) в ночное время сильно возрастают по причине снижения значения основной гармоники тока. Высшие гармоники тока, как правило, остаются на прежнем уровне.

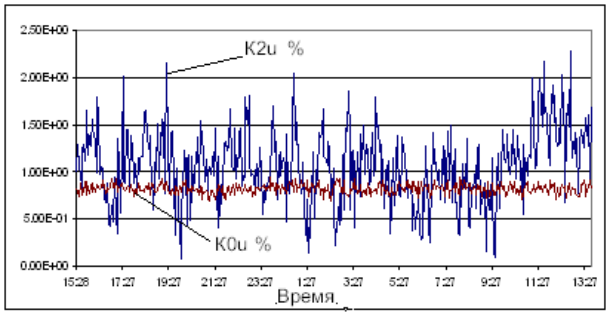


Рис.7. Суточные изменения коэффициентов несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности (шины 110 кВ, подстанция ОГОК, 10-11 сентября 2009 г.)

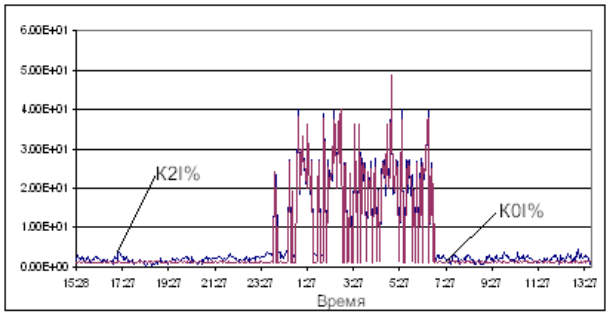


Рис.8. Суточные изменения коэффициентов несимметрии токов по обратной и нулевой последовательности линия 88 Читаэнерго

5. Коэффициент несимметрии напряжений и токов по обратной и нулевой последовательности высших гармонических составляющих значителен и в отдельных случаях достигает 80 % и более. (Опорная- Чесноковская Алтайэнерго, Академгородок Красноярскэнерго).

6. Коэффициенты гармонических составляющих $K_{U(n)}$ и $K_{I(n)}$ практически не коррелируют с основными гармониками (величина коэффициента корреляции в основном не превышает 0.1) и, как правило, не превышают нормативные значения. Суммарные коэффициенты гармонических составляющих напряжений фаз в узлах, также не превышают значения установленные ГОСТ 32144-2013. Для фазных токов линий данная величина оказывается значительной и в отдельных случаях превышает 25% (Арбузовская-Корчинская Алтайэнеро [2], Промзона-Сулин Ростовэнерго [3]). На рис. 9. показаны суточные графики коэффициентов 3, 5 и 7- ой гармонических составляющих для токов фазы «А» линии 88 в узле примыкания к подстанции ОГОК. Здесь коэффициенты в отдельные моменты времени превышают 14%.

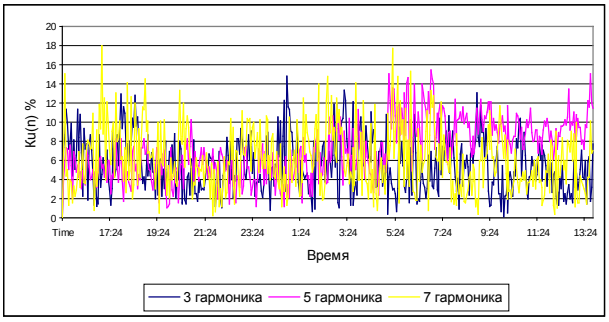


Рис 9. Коэффициенты гармонических составляющих тока фазы «А» (линия 88 Читаэнерго в узле примыкания к подстанции ОГОК, 10-11 сентября 2009 г.)

Суммарные коэффициенты гармонических составляющих тока фазы «А» представлены на рис. 10.

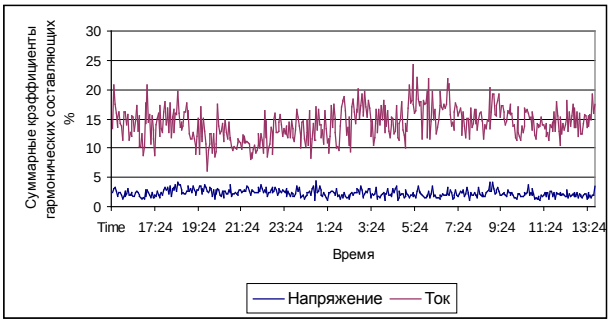


Рис. 10. Суммарные коэффициенты гармонических составляющих тока фазы «А» (линия 88 Читаэнерго в узле примыкания к подстанции ОГОК, 10-11 сентября 2009 г.)

Из приведенных рисунков видно, что токи линии имеют значительные искажения. Проведенное обследование показало, что данное явление представляет собой скорее правило, чем исключение. На рис. 11. приведены осциллограммы токов линии 88 Читаэнерго для одного из моментов времени.

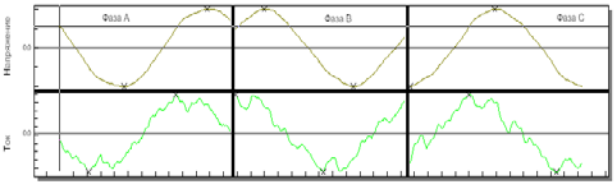
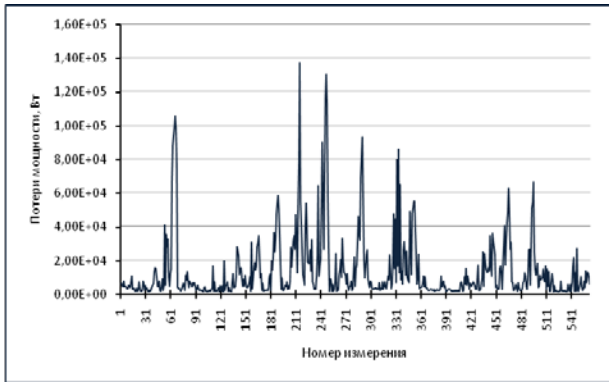


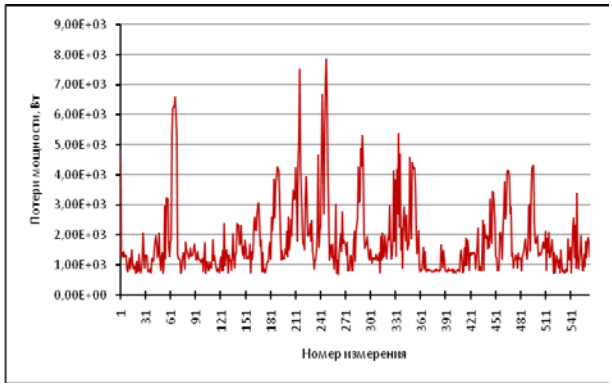
Рис. 11. Осциллограммы напряжений на шинах 110 кВ подстанции ОГОК и токов фаз для времени 18:30 линии 88 Читаэнерго в узле примыкания к подстанции ОГОК, 10-11 сентября 2009 г.

Установленные в ходе настоящего обследования особенности режимов распределительных электрических сетей оказывают влияние на величину потерь электрической мощности и энергии. Расчетные потери в линиях, произведенные с учетом всех перечисленных особенностей режимов (несимметрии и несинусоидальности напряжений и токов, геометрии подвески проводов и грозозащитных тросов, поверхностного эффекта, распределенности параметров линий) позволили установить величину т.н. добавочных потерь, в отличие от потерь, создаваемых синусоидальным и симметричным режимом. Разность расчетных потерь, создаваемых напряжениями и токами основных гармоник, и потерь от основных гармоник прямой последовательности образует

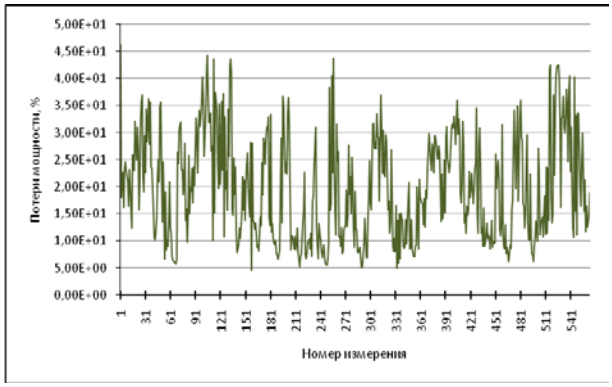
добавочные потери от несимметрии режима, а потери, создаваемые высшими гармоническими составляющими напряжений и токов – добавочные потери от несинусоидальности. Расчеты показали значимость этих составляющих потерь. На рис. 12. приведены результаты расчета добавочных потерь в одной из линий МРСК Юга.



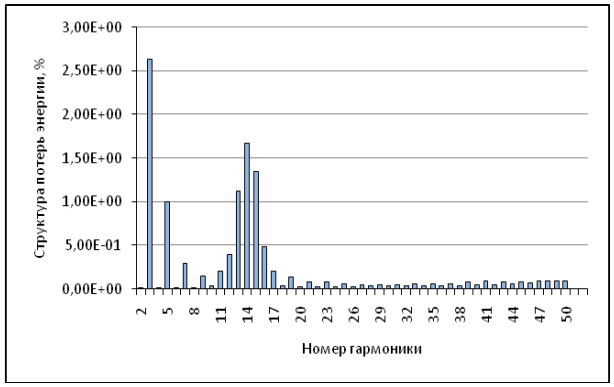
а)



б)



в)



г)

Рис.12. Структура потерь электрической мощности и энергии в линии МРСК Юга Т15-Матвеев Курган: а) потери мощности на основной частоте; б) добавочные потери мощности от высших гармоник; в) добавочные потери мощности в % от суммарных потерь; г) струтура потерь энергии от гармоник за время измерений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное инструментальное обследование режимов подстанций филиалов МРСК Сибири и МРСК Юга позволило получить объективные сведения о загрузках оборудования и об особенностях режимов электрической сети 110 кВ в условиях роста нелинейных нагрузок, несимметрии и несинусоидальности токов в элементах электрической сети, перетоков активных, реактивных и других неактивных мощностей. Обследование проводилось как в зимний, так и в летний период.

В обобщенном виде основные результаты могут быть изложены в следующих выводах:

1. Загрузка основного энергетического оборудования распределительных сетей 110 кВ (линий и понижающих трансформаторов) в подавляющем числе случаев не соответствует их возможностям, создает дополнительные затраты на их эксплуатацию и ухудшает технико-экономические показатели их функционирования.

2. Во многих случаях напряжения на зажимах понижающих трансформаторов изменяется в широких пределах, что

требует регулирования под напряжением в автоматическом режиме.

3. Значения коэффициентов мощности узловых нагрузок на ряде подстанций понижены, что требует усиления работы с потребителями по компенсации реактивной мощности.

4. Отдельные воздушные линии, имеют признаки резонансных процессов на частотах высших гармонических составляющих.

5. Большое количество присоединений (более 30%) работают с повышенными и высокими значениями суммарных коэффициентов гармонических составляющих токов, вследствие чего в элементах электрической сети возникают так называемые добавочные потери от несинусоидальности. Причинами такого положения являются: рост мощностей нелинейных нагрузок, искажение напряжений на шинах питающих подстанций сетей более высокого напряжения, возникновение режимов, близких к резонансам между распределенными индуктивностями и емкостями линий на частотах отдельных гармонических составляющих.

6. Многие присоединения (более 60%) имеют значительную несимметрию токов (суммарный коэффициент несимметрии по обратной последовательности для токов основной частоты) более 10-15%. Наличие несимметрии токов приводит к увеличению потерь активной мощности и энергии.

7. Снижение добавочных потерь в электрических сетях и повышение качества напряжения в настоящее время возможно путем принятия документов, регламентирующих инъекции токов высших гармонических составляющих и токов обратной последовательности основной частоты потребителями на границах раздела балансовой принадлежности источников питания и потребителей.

8. Проведенные расчеты структуры потерь показали наличие значительных добавочных потерь в отдельных линиях и трансформаторах. К таким присоединениям относятся линии, питающие, прежде всего, тяговые нагрузки, нагрузки черной и цветной металлургии, а также другие нагрузки, параметры питающих линий которых создают условия, близкие к резонансу

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 53333-2008 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».– Введ. 01.07.2009. М.: Стандартинформ, 2009.-32 с.

2. Боровиков В.С., Волков М.В., Иванов В.В и др. Опыт корпоративного обследования электрических сетей 110 кВ Сибири: Монография. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 228 с.

3. Боровиков В.С., Волков М.В., Иванов В.В., Литвак В.В., Мельников В.А., Погонин А.В., Харлов Н.Н., Акимжанов Т.Б. Режимные свойства электрических сетей 110 кВ юга России в обеспечении эффективности транспорта электроэнергии. Томск, STT, 2013. – 268 с.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Харлов Николай Николаевич, к.т.н., доцент, ведущий инженер Регионального учебно-научно-технологического центра ресурсосбережения Томского политехнического университета. Основные научные интересы: математическое моделирование несинусоидальных режимов сложных электрических систем, энергосбережение.



Боровиков Вячеслав Сергеевич, инженер Регионального учебно-научно-технологического центра ресурсосбережения Томского политехнического университета. Основные научные интересы: эффективность транспорта электрической энергии и экономичность работы электрических сетей, энергосбережение.

Влияние режимов работы энергосистем на несинусоидальность и несимметрию напряжений в магистральных электрических сетях

М. А. Силаев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов

Инструментальное исследование качества электрической энергии в магистральных электрических сетях показывает, что режимы работы энергосистем оказывают существенное влияние на уровни гармоник и несимметрии напряжений. В статье представлены результаты анализа закономерностей изменения показателей качества электроэнергии в зависимости от потокораспределения в сетях 220 – 500 кВ.

Ключевые слова: **качество электроэнергии, гармоники и несимметрия напряжений, режим энергосистемы**

1. ВВЕДЕНИЕ

При анализе качества электроэнергии (КЭ) по показателям, характеризующим несинусоидальность и несимметрию напряжений, в распределительных электрических сетях 0,4 – 35 кВ основное внимание уделяется характеристикам и режимам работы нелинейных и несиммметричных нагрузок, присоединенным к данным сетям. При этом, как правило, считается, что при постоянной схеме питающей сети сопротивление системы практически неизменно, а негативное влияние данной искажающей нагрузки не распространяется за пределы анализируемой распределительной сети.

Подобный подход не применим к магистральным электрическим сетям 220 – 500кВ. Многочисленные измерения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) в данных сетях выявили, что значительные изменения уровней гармоник и несимметрии напряжений нередко не связаны с изменением режимов работы мощных искажающих нагрузок и топологии сети. При этом, изменения ПКЭ существенно зависят от потокораспределения в сети.

Таким образом, при анализе закономерностей изменения гармоник и несимметрии напряжений в магистральных сетях, наряду с характеристиками и режимами работы мощных нелинейных и несимметричных нагрузок, нужно учитывать изменения режимов работы энергосистемы в целом.

В статье представлены результаты анализа влияния на КЭ в электрических сетях 220 – 500 кВ режимов работы двух энергосистем с мощными электролизной и электрифицированной тяговой нагрузками.

2. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ПКЭ

2.1. Перечень учитываемых факторов

Наряду со значениями токов гармоник и обратной последовательности, генерируемых искажающими нагрузками, ключевой характеристикой энергосистемы, влияющей на ПКЭ, является ее эквивалентное сопротивление $X_{\text{сист}}$ относительно различных узлов сети. Падения напряжения на этом сопротивлении вызывают соответствующие уровни гармоник и несимметрии напряжений в сети.

Упрощенно $X_{\text{сист}}$ определяется по формуле:

$$X_{\text{сист}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}} \qquad (1)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение в узле, кВ; $I_{\text{кз}}$ – ток трехфазного короткого замыкания в узле, кА.

В свою очередь, $I_{\text{кз}}$ зависит от структуры энергосистемы и режимов ее работы, в т.ч.:

- схемы (топологии) электрической сети;
- состава, точек подключения и режимов работы генераторов электростанций;
- состава, точек подключения и режимов работы нагрузок;
- состава, точек подключения и режимов работы сетевых источников реактивной мощности и пр.

Указанные факторы непрерывно (в части режима работы) или периодически (в части схемы сети и состава работающего оборудования электростанций и потребителей) изменяются, влияя, в том числе, и на уровни гармоник и несимметрии напряжений в сети.

2.2. Общие закономерности влияния системных факторов на ПКЭ

Схема электрической сети изменяется при плановых и аварийных отключениях элементов сети. Подобные отключения вызывают ослабление связей между узлом с искажающей нагрузкой и источником питания, что приводит изменению уровней гармоник (в общем случае, как в большую, так и в меньшую сторону) и несимметрии напряжений вблизи данной нагрузки. Изменение гармоник напряжения возможно также и на конце протяженных слабозагруженных тупиковых участков магистральной сети вследствие резонансных явлений.

Вышесказанное необходимо учитывать при планировании графиков отключений в сети, поскольку вывод в ремонт одного или нескольких элементов, может приводить к неприемлемо высоким искажениям напряжения в ремонтных схемах.

Режимы работы электростанций определяются типом генерации (гидро-, тепло- или атомные электростанции) и ее системной значимостью (степенью участия в регулировании балансов мощности и режимов работы энергосистемы). Наибольшей манёвренностью обладают гидроэлектростанции и тепловые электростанции с газовой генерацией, характеризующиеся широкими диапазонами изменения мощности в течение суток, вплоть до ежедневного отключения части генераторов в часы наименьших нагрузок энергосистемы. Увеличение числа генераторов, находящихся в работе, приводит к уменьшению эквивалентного сопротивления системы, и наоборот.

Уровни нагрузок отдельных подстанций определяются типами, характеристиками и графиками работы присоединенных потребителей. Симметричные электроприёмники с линейной вольт-амперной характеристикой можно рассматривать в качестве шунтирующего сопротивления для токов высших гармоник и обратной последовательности, протекающих в сетях. Поэтому, чем выше мощность таких электроприёмников при неизменном уровне искажающей нагрузки, тем, как правило, ниже уровни искажений напряжения в сети и наоборот.

Графики потребления мощных искажающих нагрузок зависят от типа производства. Так, например, график потребления преобразовательной электролизной нагрузки алюминиевого комбината обладает высокой стационарностью в течение суток, а в течение года существенно меняется лишь при выводе в ремонт отдельных цехов.

Напротив, графики потребления тяговых подстанций электрифицированных железных дорог или заводов черной металлургии характеризуются широким суточным диапазоном изменения резкопеременной нагрузки, зависящей соответственно от графика движения поездов и производственного цикла завода.

В целом же, для энергосистемы, суммарные графики потребления, как правило, имеют выраженные минимумы нагрузки в ночные часы и максимумы – в дневные и вечерние.

Следовательно, при анализе КЭ в сети необходимо учитывать как графики электропотребления всей энергосистемы, так и графики нагрузок отдельных наиболее крупных потребителей (групп потребителей).

Состав и режимы работы сетевых источников реактивной мощности также регулярно изменяются в течение суток с целью регулирования напряжения согласно требуемым графикам.

Непрерывные изменения схемы сети, состава и режимов работы генераторов электростанций, сетевых источников реактивной мощности и нагрузок потребителей определяют соответствующие изменения потокораспределения (вплоть до реверсивных перетоков в магистральных сетях в течение суток) и обусловленные этим изменения $I_{\text{кз}}$ и $X_{\text{сист}}$ в каждом узле системы.

3. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА УРОВНИ ГАРМОНИК

3.1. Режимы работы энергосистемы с мощной электролизной нагрузкой

Влияние режимов работы энергосистем на уровни гармонических составляющих напряжения показано на примере протяженного транзита 500 кВ, соединяющего две мощных энергосистемы. Укрупненная схема транзита представлена на рис. 1.

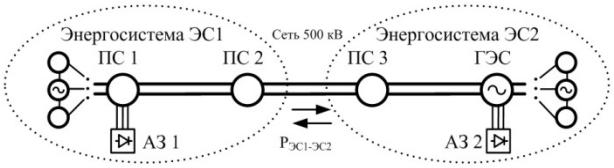


Рис. 1. Укрупненная схема транзита 500 кВ, в котором проводились измерения ПКЭ.

Измерения ПКЭ проводились на шинах 500кВ ПС 2 энергосистемы ЭС1. К шинам ПС 1 присоединен крупный алюминиевый завод АЗ 1, являющийся доминирующим источником гармоник в энергосистеме 1.

В энергосистеме ЭС2 расположена системно значимая ГЭС, обеспечивающая первичное регулирование частоты и балансов мощности в объединенной энергосистеме, к которой относятся ЭС1 и ЭС2. В ЭС2 также имеется алюминиевый завод АЗ 2, который намного больше электрически удален от точки измерений ПКЭ по сравнению с АЗ 1.

По линиям 500 кВ между ПС 2 и ПС 3 осуществляется переток мощности между ЭС1 и ЭС2, меняющий свое направление в течение суток. Данный переток преимущественно направлен от ЭС2 к ЭС1, снижаясь до нуля или меняя свое направление лишь в ночные часы, когда для регулирования баланса мощности в объединенной энергосистеме на ГЭС снижается генерация (вплоть до отключения нескольких генераторов). График перетока активной мощности между ЭС1 и ЭС2 в течение периода измерений ПКЭ представлен на рис. 2.

В течение суток электроснабжение АЗ 1 осуществляется в следующих режимах, различающихся источниками питания завода:

- полностью от электростанций ЭС2;
- совместно от электростанций ЭС2 и ЭС1;
- полностью от электростанций ЭС1.

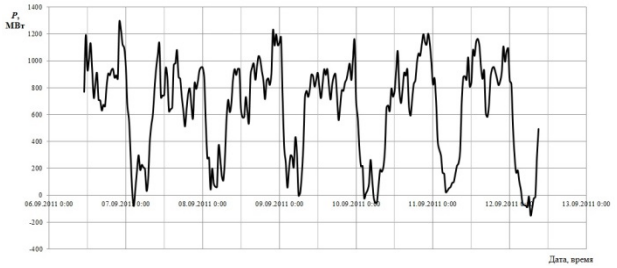


Рис. 2. График перетока мощности между энергосистемами ЭС1 и ЭС2 (положительные P – при направлении перетока от ПС 3 к ПС 2).

Для данных режимов рассчитаны токи короткого замыкания на шинах 500 кВ ПС1. В соответствии с полученными результатами по формуле (1) рассчитано значение $X_{\text{сист}}$, которое возрастало на 5 % в часы минимальных нагрузок по сравнению с режимами максимальных нагрузок энергосистемы.

3.2. Закономерности изменения высших гармоник

На рис. 3 представлены графики изменения K_U, $K_{U(5)}$ и $K_{U(11)}$ на шинах 500 кВ ПС 2.

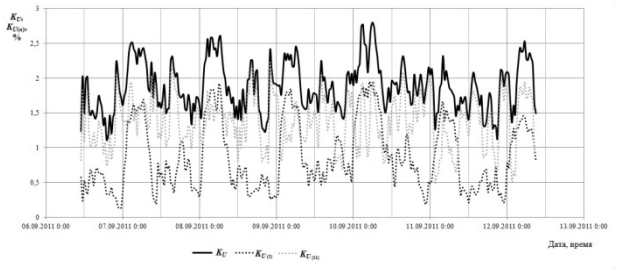


Рис. 3. Графики K_U, $K_{U(5)}$ и $K_{U(11)}$ на шинах 500 кВ ПС2.

Сравнение рис. 2 и 3 показывает, что в ночные часы при снижении перетока из ЭС2 в ЭС1, во время разгрузки ГЭС в часы минимума потребления объединенной энергосистемы регулярно наблюдаются повышенные уровни $K_{U(5)}$ и K_U, значения которого в данном случае определяются преимущественно уровнями 5-ой гармоники. Это объясняется следующими факторами:

- ростом $X_{\text{сист}}$, через которое протекают токи гармоник от АЗ 2 и АЗ 1;

- исключением взаимной частичной компенсации токов гармоник АЗ 1 и АЗ 2 (предположительно) в отличие от дневных часов при питании обоих заводов от ГЭС.

График изменения $K_{U(11)}$ имеет более сложную зависимость от перетока мощности между ЭС1 и ЭС2. Во многих режимах рост 11-ой гармоники сопровождался увеличением перетока из ЭС2 в ЭС1. Вероятно, это связано со следующими факторами:

- меньшей степенью взаимной компенсации токов 11-ой гармоники АЗ 1 и АЗ 2 (предположительно) по сравнению с токами 5-ой гармоники из-за электрических характеристик сетей и нагрузок;
- влиянием прочих искажающих потребителей ЭС1;
- изменением уровней гармоник тока нелинейных потребителей и элементов сети вследствие изменения отклонений напряжения (как правило, в часы наименьших нагрузок имеет место повышение напряжения в сети).

Из полученных результатов следует вывод о необходимости раздельного анализа закономерностей изменения гармонических составляющих напряжений и токов разных порядков в магистральных сетях, даже в случае, если они обусловлены одними и теми же искажающими нагрузками.

4. ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ НА УРОВНИ НЕСИММЕТРИИ НАПРЯЖЕНИЙ

4.1. Режимы работы энергосистемы с мощной электрифицированной тяговой нагрузкой

Для анализа влияния режимов работы энергосистем на несимметрию напряжений по обратной последовательности проведены измерения ПКЭ на шинах 110 кВ ПС В участка сети, представленного на рис. 4.

Электроснабжение ПС В осуществляется от двух энергосистем ЭС1 и ЭС2. Система ЭС1 питает преимущественно симметричных потребителей, в состав нагрузки ЭС2, напротив, входят тяговые подстанции железных дорог. Между самой электрически близкой к ЭС2 ПС С и ПС В находятся тяговые подстанции 1 – 3 (ТПС 1, ТПС 2 и ТПС 3 на рис. 4), представляющие собой источник токов обратной последовательности в системе. К ПС В присоединена мощная электрифицированная железнодорожная магистраль, также являющаяся источником токов искажений. В ЭС2 расположена мощная ГЭС, регулирующая частоту и балансы мощности в системе.

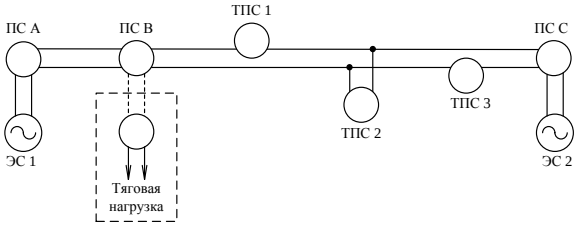


Рис. 4. Упрощённая схема участка сети 220 кВ, в котором проводились измерения ПКЭ.

При изменении состава генерации ЭС1 и ЭС2, а также в результате изменения тяговых нагрузок, в электрической сети имеет место периодическое смещение точки потокораздела, которая может находиться на ПС А, ПС В или на одной из тяговых подстанций между ПС В и ПС С. Вследствие этого, в некоторых режимах ПС В получает питание от ЭС1, в других – от ЭС2, а иногда – совместно от ЭС1 и ЭС 2. Для указанных режимов были вычислены токи короткого замыкания на ПС А и ПС С, по которым определены эквивалентные сопротивления систем ЭС1 и ЭС2. На их основании рассчитано, что относительно наиболее характерного режима, когда ПС В питается от ЭС1, при смещении точки потокораздела в сети сопротивление объединённой энергосистемы для ПС В возрастало до 15 %.

4.2. Закономерности изменения несимметрии напряжений

На рис. 5 представлен график изменения K_{2U} на шинах 110 кВ ПС В. Как видно, имеют место систематические нарушения нормативных требований по несимметрии напряжений. Характерными чертами представленного графика является наличие

кратковременных повышений K_{2U}, достигающих 7,2 %, а также наличие зон, где средний уровень коэффициента несимметрии колеблется около значений в 1-2 % и 2,5-3 % (указанные зоны показаны на рисунке пунктирными линиями).

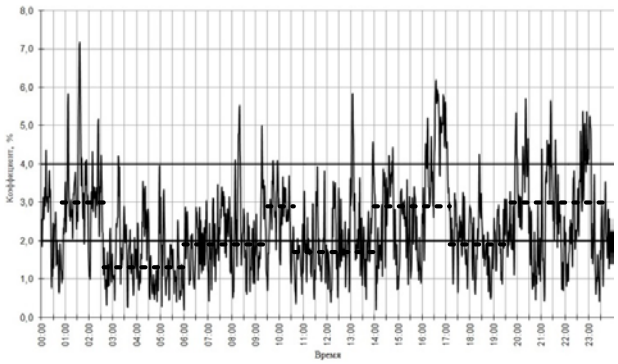


Рис. 5. Графики K_{2U} на шинах 110 кВ ПС В.

В целях анализа влияния сопротивления питающих энергосистем на уровень несимметрии напряжений на ПС В, была составлена схема замещения по обратной последовательности для приведённого выше участка сети 220 кВ (рис. 6.). Токи искажений на данной схеме представлены в виде источников тока $\underline{J_1}$ – $\underline{J_6}$. Для упрощения принято допущение о пренебрежении растеканием токов обратной последовательности по шунтирующим сопротивлениям симметричных нагрузок. Для моделирования изменяющегося сопротивления систем ЭС 1 и ЭС 2 в схему введены переменные сопротивления $\underline{Z_{ЭКВ1}}$ и $\underline{Z_{ЭКВ2}}$. Напряжение обратной последовательности на ПС В определялось следующим образом:

$$\underline{U_{2B}} = \underline{I_{21}} \cdot \left(\underline{Z_{ЭКВ1}} + \underline{Z_{AB}}\right), \qquad (2)$$

где $\underline{I_{21}}$ – ток обратной последовательности в ветви с ЭС1, $\underline{Z_{AB}}$ – комплексное сопротивление участка сети между ПС А и ПС В.

Расчёт схемы был осуществлён при помощи метода наложения (рассматривались вклады отдельных источников токов искажений в ток $\underline{I_{21}}$ при условии отключения всех остальных источников). Аналитическое выражения (2) было преобразовано к виду:

$$\underline{U_{2B}} = \underline{Z_{э1}} \cdot \underline{J_1} + \underline{Z_{э2}} \cdot \underline{J_2} + \underline{Z_{э3}} \cdot \underline{J_3} + \\ + \underline{Z_{э4}} \cdot \underline{J_4} + \underline{Z_{э5}} \cdot \underline{J_5} + \underline{Z_{э6}} \cdot \underline{J_6}, \qquad (3)$$

где $\underline{Z_{эk}}$ – эквивалентные сопротивления для расчёта падений напряжения в ветви с ЭС1 от источников тока $\underline{J_k}$, $k = 1,2...6$.

Приняв допущение, что токи обратной последовательности в схеме неизменны, можно обособленно оценить влияние каждого *k*-ого сопротивления $\underline{Z_{эk}}$, зависящего от сопротивления питающих систем, на напряжение обратной последовательности ПС В.

Для оценки влияния сопротивления питающих систем на несимметрию напряжений была проведена серия расчётов $\underline{Z_{эk}}$ (таблица 1). Первая серия соответствует режиму питания ПС В от ЭС1, вторая – от ЭС2, а третья – совместно от ЭС1 и ЭС2. Результаты расчёта показали, что наибольшие $\underline{Z_{эk}}$ имеют место при питании ПС В от ЭС2, а наименьшие – при питании от ЭС1. Согласно формуле (3), из этого следует, что как для режима питания от ЭС2, так и при совместном электроснабжении ПС В от двух систем, на ней будет наблюдаться рост коэффициента несимметрии напряжений (пунктирные линии на уровне 3 % на рис. 5).

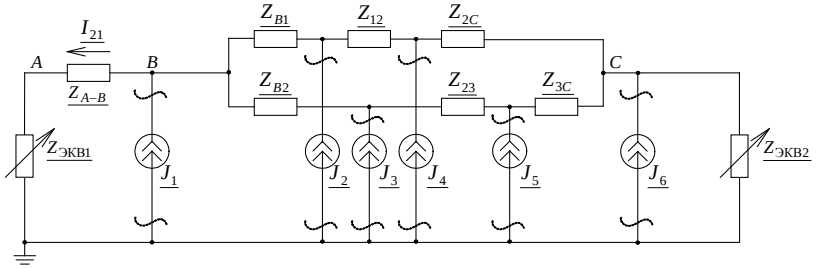


Рис. 6. Упрощённая схема замещения участка сети 220 кВ по обратной последовательности.

Так, например, для случая питания этой подстанции от двух источников при постоянстве токов обратной последовательности $\underline{J_1}$ – $\underline{J_6}$, коэффициент несимметрии напряжений возрастает в среднем на 1,9 % относительно режима питания ПС В от ЭС1. Данная оценка является укрупнённой, так как не учитывается симметрирующий эффект нагрузки.

ТАБЛИЦА 1. Расчёт эквивалентных сопротивлений при различных режимах работы системы.

Величина	Режим питания ПС В		
	От ЭС1	От ЭС2	От обеих ЭС
$Z_{э1}$, Ом	40,06	46,16	40,94
$Z_{э2}$, Ом	35,91	41,45	36,67
$Z_{э3}$, Ом	30,74	35,57	31,36
$Z_{э4}$, Ом	27,99	32,44	28,52
$Z_{э5}$, Ом	24,70	28,71	25,14
$Z_{э6}$, Ом	19,91	23,26	20,21

Принимая во внимание резкопеременную нагрузку электрифицированных железнодорожных магистралей, можно предположить, что при совместном увеличении сопротивлений $\underline{Z_{эk}}$ (вызванных изменением режимов генерации ЭС) и токов обратной последовательности, генерируемых в сеть тяговыми подстанциями, будут наблюдаться существенные всплески несимметрии напряжений, аналогичные приведённым на рис. 5.

Из полученных результатов можно сделать вывод, что наряду с исследованием режимов работы искажающих электроприёмников для анализа несимметричных процессов в магистральных электрических сетях, необходимо также производить оценку режимов работы энергосистем (в частности, режимов генерации), так как они со своей стороны могут приводить к существенному росту несимметрии напряжений по обратной последовательности в узлах сети.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты анализа КЭ в магистральных электрических сетях, к которым присоединены мощные нелинейные и несимметричные нагрузки позволяют сделать следующие выводы:

- эквивалентное сопротивление системы в узлах электрической сети является одним из наиболее значимых факторов, влияющих на уровни ПКЭ, характеризующих несинусоидальность и несимметрию напряжений;

- изменение потокораспределения в энергосистеме приводит к существенному изменению эквивалентного сопротивления системы, что отражается на уровнях ПКЭ в электрических сетях даже при неизменных режимах работы искажающих нагрузок;

- при анализе КЭ особое внимание следует уделять подстанциям, на шинах которых регулярно изменяются направления потокораспределения.

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Шамонов Роман Геннадьевич – заместитель начальника Департамента оперативно-технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС», Москва, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: качество электроэнергии в магистральных электрических сетях, регулирование напряжения, надежность энергосистем.



Силаев Максим Андреевич – ведущий инженер кафедры Электроэнергетических систем ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ». Окончил с отличием Московский Энергетический Институт в 2015 году. Основные научные интересы: качество электроэнергии, электрические машины, системы городского и тягового электроснабжения.



Тульский Владимир Николаевич – заведующий научно-исследовательской лабораторией «Испытательная лаборатория качества электроэнергии» ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», кандидат технических наук, доцент. Основные научные интересы: качество электроэнергии; эксплуатация систем электроснабжения; кабельные линии; управление персоналом в электроэнергетике.

Исследование несимметрии напряжений в узлах присоединения тяговых подстанций к питающей сети на участках Забайкальской железной дороги

В.В. Романова, С.В. Хромов

Представлены результаты исследований качества электрической энергии, связанными с несимметрией напряжений, в узлах присоединения тяговых подстанций к питающей сети на участках Забайкальской железной дороги.

Ключевые слова: железнодорожный транспорт, тяговая подстанция, система тягового электроснабжения, качество электрической энергии.

1.ВВЕДЕНИЕ

Железнодорожный транспорт Забайкальского края является одним из главных звеньев транспортной инфраструктуры края. Проходящая через Забайкальский край железная дорога является составной частью Транссибирской и Байкало-Амурской железнодорожной магистралей. Имеющиеся железнодорожные линии осуществляют транзитные перевозки и обеспечивают эксплуатацию предприятий Забайкальского края.

В.В. Романова, С.В. Хромов. Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия (e-mail: viktoria.romanova.1981@ mail.ru).

Через территорию края проходит 70% экспортно-импортных операций на российско-китайском направлении[8].

Преимущественно грузоперевозки осуществляются электрической тягой, объем которых составляет более 85%, вследствие чего железнодорожный транспорт – один из крупных, стабильных потребителей электроэнергии в Забайкальском крае.

Как известно, на железных дорогах России распространение получила система электроснабжения постоянного тока с напряжением в контактной сети 3 кВ и система электроснабжения переменного тока с напряжением в контактной сети 25 кВ и 2*25 кВ, частотой 50 Гц.

Экономически целесообразно использование системы тягового электроснабжения с применением систем 25 кВ и 2*25 кВ, частотой 50 Гц.

Эффективность системы тягового электроснабжения переменного тока 25 кВ при питании тяговой сети от трёхфазных трёх обмоточных трансформаторов с вторичным напряжением 27,5 кВ, с группой

соединения высоковольтной и тяговой обмоток по схеме «звезда – треугольник» при многих положительных качествах обладает и рядом специфических особенностей [3].

К таким особенностям относится несимметричный режим работы трёхфазных трёх обмоточных трансформаторов при двухплечевой тяговой нагрузке. Загрузка трансформатора производится по двум плечам (двум фазам), тяговый трансформатор работает в несимметричном режиме, из-за чего уровень напряжения на одной фазе ниже, чем на другой при одинаковых токовых нагрузках в плечах питания тяговой подстанции. Фаза, в которой напряжение ниже называется отстающей, а в которой выше опережающей, разница напряжений между ними может достигать 1,5-2 кВ и более. Кроме этого, нагрузка по плечам питания тяговой подстанции неравномерная, может изменяться от нуля до номинальной мощности тягового трансформатора, в зависимости от количества, массы поездов и профиля пути. В результате система тягового электроснабжения испытывает значительные пиковые нагрузки.

Однофазные тяговые нагрузки в трёхфазной питающей сети создают несимметрию токов и напряжений.

Несимметрия токов приводит:

- к увеличению потерь электрической энергии в системе электроснабжения из-за неравномерности загрузки фаз;
- к уменьшению пропускной способности линий электропередач;
- к недоиспользованию мощностей трансформаторов и генераторов;
- к дополнительному нагреву обмоток электродвигателей и генераторов;
- к возникновению несимметрии напряжения в узлах сети, и т.д.

Несимметрия напряжения приводит:

- к снижению мощности электродвигателей;
- к возникновению вибрации и шумов в электрических машинах;
- к повышенному нагреву трансформаторов, а, следовательно, и сокращение срока их службы;
- к неустойчивой работе частотных преобразователей электроприводов.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В настоящее время в Забайкальском крае небольшое количество источников генерации, из них мощностью более 100 МВА являются только Читинская ТЭЦ – 1, Харанорская ГРЭС и Краснокаменская ТЭЦ. Вся остальная электрическая энергия в край поступает транзитом от объединённой энергосистемы (ОЭС) Сибири через республику Бурятия по линиям 220 кВ. Забайкальская энергосистема не имеет устойчивой связи с ОЭС Востока, т.к. они не

синхронизированы по частоте, вследствие чего энергосистема Забайкальского края находится в так называемом «энергетическом тупике»[9].

Ранее с целью объединения энергозон на подстанции Могоча 220 кВ Забайкальского края был реализован инновационный проект - строительство вставки постоянного тока (ВПТ) на базе статического компенсатора реактивной мощности «СТАТКОМ», но на сегодняшний день данное техническое решение не обеспечило ожидаемый результат, в виду не стабильной работы преобразовательного комплекса.

Такая специфика энергосистемы края усугубляется ещё и тем, что в Забайкальском крае слабо развиты районные распределительные сети, которые удаленны от источников генерации. В связи с этим тяговые подстанции являются основным источником электрической энергии для небольших населённых пунктов (сёла, п.г.т. и т.д.) и предприятий горной промышленности.

Практически на всех тяговых подстанциях Забайкальской железной дороги, за исключением подстанций «Южного хода», установлены по два тяговых трёхфазных трёх обмоточных трансформатора мощностью 40 МВА.

Питание потребителей от тяговых подстанций осуществляется как с третьей обмотки трансформатора напряжением 10-35 кВ так и непосредственно с тяговой обмотки 27,5 кВ по линии ДПР.

В соответствии с этим возникла необходимость исследования ПКЭ потребителей, получающих питание от тяговых подстанций на участках Забайкальской железной дороги с целью оценки степени влияния несимметрии напряжений на режимы работы потребителей.

Кроме этого, значимость данного исследования обусловлена ещё одним фактором - это предъявление претензий потребителей электрической энергии к качеству электрической энергии, помимо этого предъявление к ЗабЖД со стороны Читаэнерго штрафных санкций за ухудшение качества электрической энергии в узлах присоединения тяговых подстанций к питающей сети на участках Забайкальской железной дороги.

Экспериментальные исследования производились сотрудниками кафедры «Электроэнергетики и электротехники» энергетического факультета ЗабГУ, а также испытательной лабораторией по качеству электрической энергии филиала ОАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго» в течение 2012 – 2014 годов.

В качестве средства измерения ПКЭ применялись приборы « Энергомонитор 3,3.Т» и "Прорыв-КЭ".

Измерения проводились в различных точках электрической сети: на шинах 6 кВ

ПС Давенда 35/6 кВ, питающая ЗАО «Александровский рудник»; в РУ – 0,4 кВ подстанции котельных с. Куанда и п.г.т. Новая Чара; ТП Урюм 220/35/27,5 кВ, РУ – 35 кВ, 1 СШ, ВЛ – 35 кВ (ВЛ – 241), питающая ОАО «Прииск Усть – Кара».

Известно, что несимметрию напряжений в соответствии с ГОСТ 32144-2013[7] характеризуют коэффициенты несимметрии напряжений по обратной k_{2u} и нулевой k_{0u} последовательности.

Нормально допустимое и предельно допустимое значение коэффициентов несимметрии по обратной и нулевой последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2% и 4 % соответственно.

На рисунке 1 представлена временная диаграмма коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 0,4 кВ, измерения проводились в РУ – 0,4 кВ подстанции котельной с. Куанда Забайкальского края.

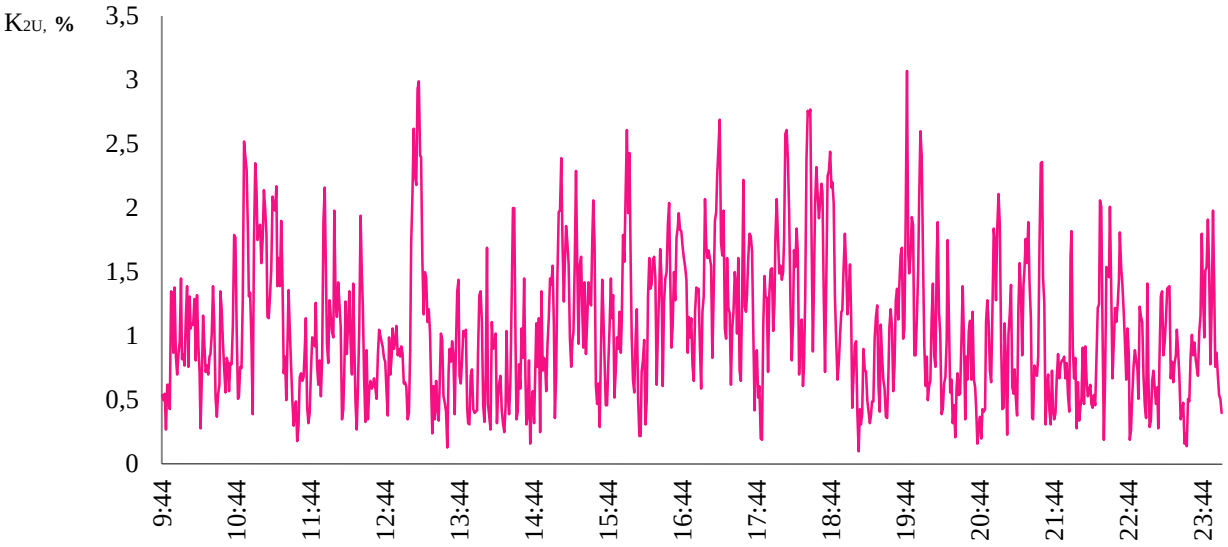


Рис. 1. Изменение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 0,4 кВ.

На рисунке 2 представлена временная диаграмма коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 0,4 кВ, измерения проводились в РУ – 0,4 кВ подстанции котельной п.г.т. Новая Чара Забайкальского края.

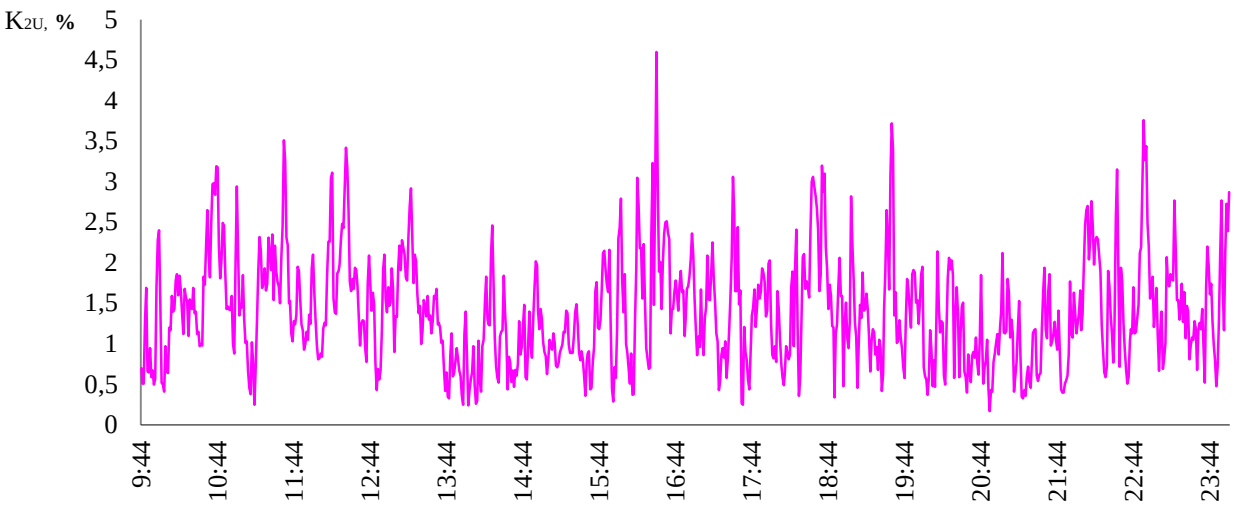


Рис. 2. Изменение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 0,4 кВ.

На рисунке 3 представлена временная диаграмма коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 35 кВ, измерения проводились на шинах 35 кВ, тяговой подстанции Урюм Забайкальского края.



Рис. 3. Изменение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 35 кВ.

На рисунке 4 представлена временная диаграмма коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 6 кВ, измерения проводились на шинах 6 кВ ПС Давенда 35/6 кВ Забайкальского края.

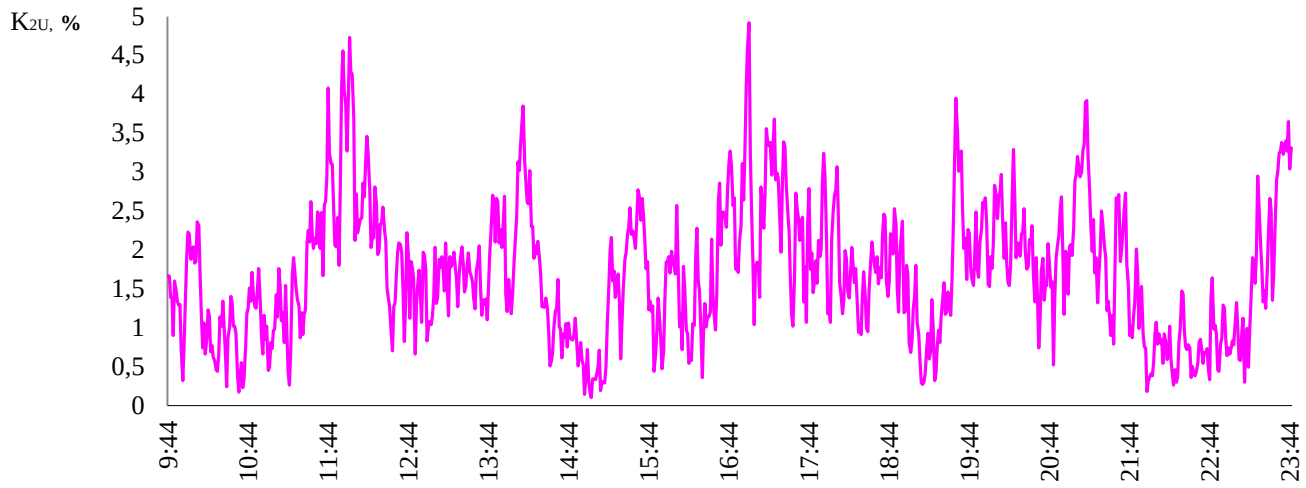


Рис.4. Изменение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 6 кВ.

Анализ зависимостей (рисунки 1,2, 3,4) показал, что максимальное значение коэффициента обратной последовательности напряжений в сети 0,4 кВ достигает 4,6%, в сети 6 кВ 4,9 %, в сети 35 кВ 10%.

На основании проведенного анализа полученных зависимостей временных диаграмм коэффициентов обратной последовательности напряжений в сети 0,4 кВ, 6 кВ, 35 кВ, можно сделать вывод, что значение коэффициента обратной последовательности напряжений достигает 2 %, а в отдельных случаях, превышает это значение, тем самым превышая установленным ГОСТ 32144 – 2013 значение.

Таким образом, в результате проведенных исследований и анализа полученных зависимостей коэффициентов обратной последовательности напряжений можно сделать следующие выводы:

1. Несимметрия напряжений является постоянно действующим фактором при работе сетей Забайкальской энергосистемы. В ряде случаев уровень несимметрии значительно (в 2 - 3 раза) превышает нормируемое ГОСТ 32144 – 2013 значение.
2. Система тягового электроснабжения Забайкальского края оказывает существенное влияние на смежную систему напряжений 6 - 35 кВ, питающую, в том числе и распределительные сети 0,4 кВ.
3. Проведённые исследования показывают необходимость установки технических устройств, обеспечивающих нормируемые ПКЭ потребителей, присоединённых к тяговым подстанциям на участках Забайкальской железной дороги.

4.Целесообразно продолжить измерения и анализ влияния несимметрии напряжений на режимы работы потребителей, подключенных к тяговым подстанциям Забайкальской железной дороги, с охватом большего количества объектов и длительности проводимых измерений.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключении следует отметить, что на сегодняшний день наиболее актуальной является задача по улучшению качества электрической энергии. В частности снижение несимметрии напряжений в электрических сетях. Решение данной проблемы сводится к разработке и внедрению технических средств, повышающих качество электрической энергии.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Иванов, Д.А., Наумов, И.В. Экспериментальное исследование показателей несимметрии при несимметричной системе напряжений источника питания [Текст] / Д.А.Иванов, И.В.Наумов // Успехи современного естествознания. - М.: Академия Естествознания, 2006. – №1, с.64 – 65.

[2] Иванов, Д.А., Наумов, И.В Исследование показателей несимметрии в действующих электрических сетях [Текст] / Д.А.Иванов, И.В.Наумов // Научно – практический журнал «Вестник ИрГСХА» / ИрГСХА . – Иркутск, 2008. – №30. – с.78 – 84.

[3] Марквардт, К. Г. Электроснабжение электрифицированных железных дорог [Текст] / К.Г. Марквардт. - М.: Транспорт, 1982. - 528 с.

[4] Романова, В.В., Дейс, Д.А., Кац, В.А. Анализ качества электрической энергии систем электроснабжения нетяговых потребителей электрифицированных железных дорог [Текст] / В.В. Романова, Д.А. Дейс, В.А. Кац // Фундаментальная наука и технологии – перспективные разработки. Материалы III международной научно – практической конференции / Сборник трудов в трёх томах. Том 2. – North Charleston, USA, 2014. – с.187 – 191.

[5] Романова, В.В., Хромов С.В. Оценка влияния несимметрии напряжений на электрооборудование [Текст] / В.В. Романова, С.В. Хромов // Молодёжная научная весна – 2015. Материалы докладов XLII научно – практической конференции молодых исследователей Забайкальского государственного университета. Сборник материалов в двух частях. Ч. 1. – Чита, ЗабГУ, 2015. – с.237 – 240.

[6] Протокол №7. Претензионных испытаний электрической энергии по показателям качества, установленным ГОСТ 13109-97. Филиал ОАО «МРСК Сибири» - «Читаэнерго». Испытательная лаборатория по качеству электрической энергии, 2012. - 7 с.

[7] ГОСТ 32144 – 2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

[8] Закон Забайкальского края № 295-ЗЗК, часть 3. О стратегических направлениях развития Забайкальского края на период до 2025 года и программе социально-экономического развития Забайкальского края на 2010-2014 годы. [Электронный ресурс]. URL: http://docs.cntd.ru/document/922220912 (дата обращения 25.06.2015 г).

[9] Создание Забайкальского преобразовательного комплекса вышло на финишную прямую – СТАТКОМ №1 вышел на номинальный режим передачи мощности. [Электронный ресурс]. URL:http://www.elec.ru/news/2014/08/15/sozdanie-zabajkalskogo-preobrazovatelnogo-kompleks.html (дата обращения 02.07.2015 г).

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Романова Виктория Викторовна – аспирант кафедры «Электроэнергетики и электротехники» энергетического факультета Забайкальского государственного университета, г.Чита, Россия. Основные научные интересы – качество электрической энергии, способы и методы его повышения, в распределительных сетях 0,4 кВ.



Хромов Сергей Владимирович – аспирант кафедры «Электроэнергетики и электротехники» энергетического факультета Забайкальского государственного университета, г.Чита, Россия. Основные научные интересы – качество электрической энергии.

Статистические свойства частоты в 2013–2014 годах

С.С. Смирнов, А.Б. Осак

В течение 2013–2014 годов в городе Иркутске были проведены измерения частоты напряжения ЕЭС России для интервалов 0,2 с, 1 мин и проведен их статистический анализ. Значения отклонения частоты с вероятностью 95% не превышают для интервала 0,2 с – 39 мГц, для 1 мин – 37 мГц, для 15 мин – 30 мГц для 30 мин – 23 мГц, для 60 мин – 17 мГц. Качество поддержания частоты напряжения соответствует Российскому стандарту по регулированию частоты и активной мощности.

Ключевые слова: **качество электрической энергии, частота напряжения**

1. ВВЕДЕНИЕ

Стабильность частоты в Единой энергетической системе (ЕЭС) является показателем качества работы энергосистемы и отражает динамику баланса мощности генераторов и потребителей. Мощность нагрузок непрерывно изменяется. На плановый суточный график изменений мощности нагрузок и генераторов накладываются случайные составляющие, связанные с коммутацией генераторов и нагрузок, с действием системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ). За режимы регулирования частоты отвечает Системный оператор и диспетчерские службы энергосистем. Требования к АРЧМ определены в ГОСТ Р 55890-2013 [1], а показатели качества поддержания частоты на шинах потребителей нормируются ГОСТ 32144-2013 [2]. Требования ГОСТ Р 55890-2013 к качеству регулирования частоты определены из условия экономичной и надежной работы ЕЭС и агрегатов электростанций и являются более жесткими, чем в стандарте [2], допускающем длительное отклонение частоты до 200 мГц.

Для регулирования частоты используется планирование режима генерации на станциях на сутки вперед в соответствии с графиками производства электрической энергии участниками оптового рынка. Первичное регулирование частоты осуществляется за счет регуляторов скорости турбин, автоматическое вторичное регулирование за счет централизованных устройств регулирования в ЕЭС, объединенных диспетчерских управлениях (ОДУ) и станционных систем регулирования частоты и мощности, и третичное регулирование за счет резервных мощностей остановленных агрегатов.

Нормативные требования к первичному регулированию частоты в России, следующие [1]:

- зона нечувствительности не более 0,15 Гц;
- мертвая полоса первичного регулирования не должна превышать ±0,075 Гц;
- статизм первичного регулирования от 4% до 5% для блоков с паровыми и газовыми турбинами и от 4,5% до 6,0% – для гидротурбин.

Эти требования обеспечивают распределение мощности между агрегатами для паровых турбин с точностью 6-7,5%, для гидротурбин – 4,6-6,7%.

Для электростанций, участвующих в нормированном первичном регулировании ширина зоны нечувствительности 0,02 Гц при точности уставки частоты ±0,01 Гц, что соответствует мертвой зоне не более ±0,02 Гц.

В нормальном режиме отклонение среднего значения частоты за 1 час от 50 Гц должно находиться преимущественно в зоне ±10 мГц. Значения частоты для интервала 1 с должны находиться преимущественно в зоне ±50 мГц.

В [1] нормируются параметры изменения частоты при коммутациях на ЛЭП, станциях и нагрузках, приводящих к значительному небалансу мощностей. Расчетное отклонение частоты ±200 мГц, время восстановление частоты до уровня ±50 мГц не более 15 минут.

В настоящее время большинство станций в ЕЭС/ОЭС осуществляют первичное регулирование в пределах возможностей по настройке первичных регуляторов, обеспечивающих реакцию генераторов на аварийные отклонения частоты свыше 0,075 Гц. На отклонения частоты в нормальном режиме эксплуатации ЕЭС/ОЭС (в пределах 50 мГц) генераторы реагируют случайным образом. Соответственно, крутизна частотной характеристики энергосистемы в целом неустойчива – изменяется от 10 до 30 ГВт/Гц. В среднем значение λ при отключении генераторов составляет 22,7 ГВт/Гц. Расчетному возмущению 1200 МВт соответствует изменение частоты на 53 мГц. Для обеспечения длительной работы агрегатов при отклонении частоты на ±200 мГц необходим резерв на изменение мощности на ±10%.

Вторичное регулирование в ЕЭС/ОЭС централизовано. Центральный вторичный регулятор находится в исполнительном аппарате ОАО «СО ЕЭС». С его помощью осуществляется регулирование частоты. Остальные вторичные регуляторы, с учетом коррекции по частоте, регулируют перетоки мощности в межсистемных связях и ограничивают перетоки в заданных сечениях [3].

Значения частоты в различных узлах системы отличаются на величину колебаний, обусловленных электромеханическими переходными процессами с периодом 1-5 с. Величина и продолжительность этих колебаний определяется регуляторами возбуждения генераторов, и система АРЧМ не должна реагировать на эти колебания. В соответствии с [1] в качестве нормированного значения частоты в системе АРЧМ используется среднее значение частоты за интервал 20 с, на величину которого не оказывает существенного влияние электромеханические колебания роторов генераторов. Но на этом интервале в полной мере отражается изменение частоты в ЕЭС, обусловленное коммутацией нагрузок и генераторов. Работа АРЧМ в полной мере отражается на интервалах в несколько минут. Поэтому оценку работы АРЧМ можно выполнить по результатам измерений в любом узле сети, в том числе, в распределительной сети.

В последние годы были реализованы мероприятия по обеспечению нормированного первичного регулирования частоты на большом количестве электростанций и увеличено количество электростанций, привлеченных к автоматическому вторичному регулированию, что привело к улучшению качества регулирования частоты. Продолжительность переходных процессов, связанных с работой вторичного регулирования, составляет несколько минут. При коммутациях мощности частота в энергосистеме должна быть восстановлена за время не более 15 мин, а среднее значение отклонения частоты за 60 мин должно быть не более 10 мГц [1]. В соответствии с [1] для оценки фактических свойств изменения частоты необходим анализ изменений частоты для интервалов 20 с, 15 мин, 30 мин, 1 ч, одни сутки, один месяц, один год.

В г. Иркутске в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, начиная с 2011 г., ведутся работы по измерению и статистическому анализу частоты в ЕЭС [4]. В настоящем докладе представлены основные результаты статистического анализа частоты на основании измерений частоты в течение 2013 – 2014 годов. Для измерений использовался измерительный комплекс фирмы LEM TOPAS 1019 (Австрия). В TOPAS 1019 измерялись средние, минимальные и максимальные значения для интервалов 1 мин. В приборе также измерялись средние значения частоты на интервале 0,2 с, которые использовались для анализа маркированных режимов (режимов с быстрыми и значительными изменениями частоты). Далее рассматривается статистический анализ изменения частоты за месяц и за год.

2. СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ ЗА МЕСЯЦ

Программное обеспечение TOPAS 1019, размещенное на компьютере, позволяет вызывать интересующие исследователя графики и преобразовывать их в таблицы ECXEL. На основании таблиц недельных измерений

формировалась таблица для месяца, содержащая 46000 строк. Для статистического анализа использовалась программа «Месяц». В этой программе рассчитывались отклонения частоты для средних, минимальных и максимальных значений, размаха частоты за 1 мин. Для оценки динамики вторичного регулирования частоты рассчитывались средние значения для скользящих окон шириной 15 мин, 30 мин, 60 мин.

Расчетными (маркированными) нарушениями режима являются:

- выход максимальных или минимальных значений на интервале 1 мин за пределы ±50мГц,
- размах изменения частоты на интервале 1 мин более 40мГц.
- выход средних значений за 15 мин за ±25мГц,
- выход средних значений за 30 мин за ±20мГц
- выход средних значений за 60 мин за пределы ±10мГц.

Средства анализа рассматриваются на примере измерений за сентябрь 2013 г. В таблице 1 приведены статистические оценки анализируемых величин. Средние значения с вероятностью 95% лежат в диапазоне за 1 мин от -23,9 до 21,2 мГц, за 15 мин -15,4 до 12,7 мГц, за 30 мин от -13,2 мГц до 11,4 мГц, средние за 60 мин от 9,94 мГц до 8,96 мГц.

Минимальные значения средних значений для окон 1, 15, 30, 60 мин составляют соответственно -51,7 мГц, -38,9 мГц, 28,9 мГц и -19,1 мГц, максимальные составляют 53,2 мГц, 40 мГц, 29,6 мГц и 24,4 мГц. Средние значения за 1 мин, 10 мин и 60 мин лежат в допустимых пределах.

На рассматриваемом интервале имеются возмущения, приводящие к превышению допустимых величин. Изменение средних значений отклонений частоты приведено на рис. 1.

Изменения носят сложный характер, обусловленный случайными изменениями мощностей нагрузок, плановыми и случайными изменениями мощностей электростанций, работой системы первичного и вторичного регулирования. В зависимости от причин (от видов возмущений), амплитуды изменения частоты отличаются значительно.

На рис. 2 отражена зависимость размаха быстрых изменений частоты от среднего значения за 1 мин. При отклонениях среднего значения более 20 мГц отмечается значительное снижение размаха быстрых изменений вследствие работы нормированного первичного регулирования с мертвой зоной ±20 мГц.

Количество маркированных измерений в сентябре 2013 г. приведено в таблице 2. Количество маркированных минут не превысило 5%. Для интервала 60 мин составило 4,29%. Маркировка измерений позволяет определить момент события и вызвать измерения с интервалом 0,2с. Размах изменения частоты за 1 мин, как правило, связан с коммутациями мощности и процесс занимает 5–15с. Вторичное регулирование частоты обычно происходит со скоростью 20 мГц/с и продолжается 2–4 мин.

ТАБЛИЦА 1. СТАТИСТИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТКЛОНЕНИЙ ЧАСТОТЫ В СЕНТЯБРЕ 2013 ГОДА

Параметр распределения для всего интервала анализа	**Оцениваемый параметр за 1 мин, мГц**				**Средние за 15 мин, мГц**	**Среднее за 30 мин, мГц**	**Среднее за 60 мин, мГц**
	Среднее	**Минимальное**	**Максимальное**	**Размах**			
Среднее	-0,6	-6,4	5,2	11,6	-0,57	-0,6	-0,57
Стандартное отклонение	11,5	11,7	11,7	5,8	6,38	5,6	4,36
Верхнее	21,2	16,6	27,2	25,2	12,71	11,4	8,96
Нижнее	-23,9	-29,8	-19,0	3,3	-15,48	-13,2	-9,94
Максимальное	53,2	50,3	60,3	72,3	39,99	40,0	24,44
Минимальное	-51,7	-60,0	-47,6	0,0	-38,96	-29,8	-19,12

3. АНАЛИЗ РЕЖИМА ЧАСТОТЫ ЗА 2013–2014 ГОДЫ

Для анализа были использованы таблицы обработки измерений частоты по месяцам года. В таблице 3 и 4 и на рис 3 приведены величины верхних и нижних значений с вероятностью 95% для окон 1 мин, 10 мин, 15 мин, 30 мин, 60 мин для 2013 – 2014 годов. Величины отклонений соответствуют требованиям по регулированию частоты и активной мощности.

Отклонения частоты обусловлены несколькими случайными процессами, основными из которых являются первичное и вторичное регулирование частоты. В паводковый период (апрель – июнь) колебания частоты максимальные, когда во вторичное регулирование вовлекаются ТЭС вместо ГЭС. В целом в теплую половину года колебания частоты больше чем в холодную. Составляющие изменения частоты соответствуют процессам формирования мощности в системе: коммутациям нагрузок, нормированному первичному регулированию частоты и вторичному регулированию частоты и перетоков.

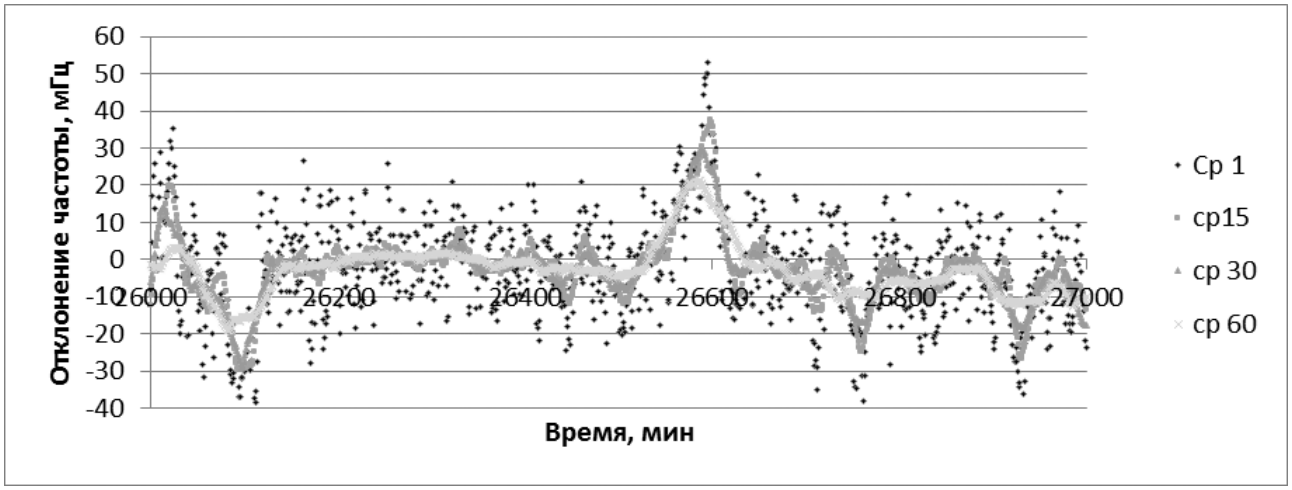


Рис.1. Изменение средних значений за 1 мин, 15 мин, 30 мин и 60 мин в сентябре 2013 г. на интервале с 26000 мин до 27000 мин.



Рис.2. Зависимость размаха колебаний частоты за 1 мин от среднего значения.

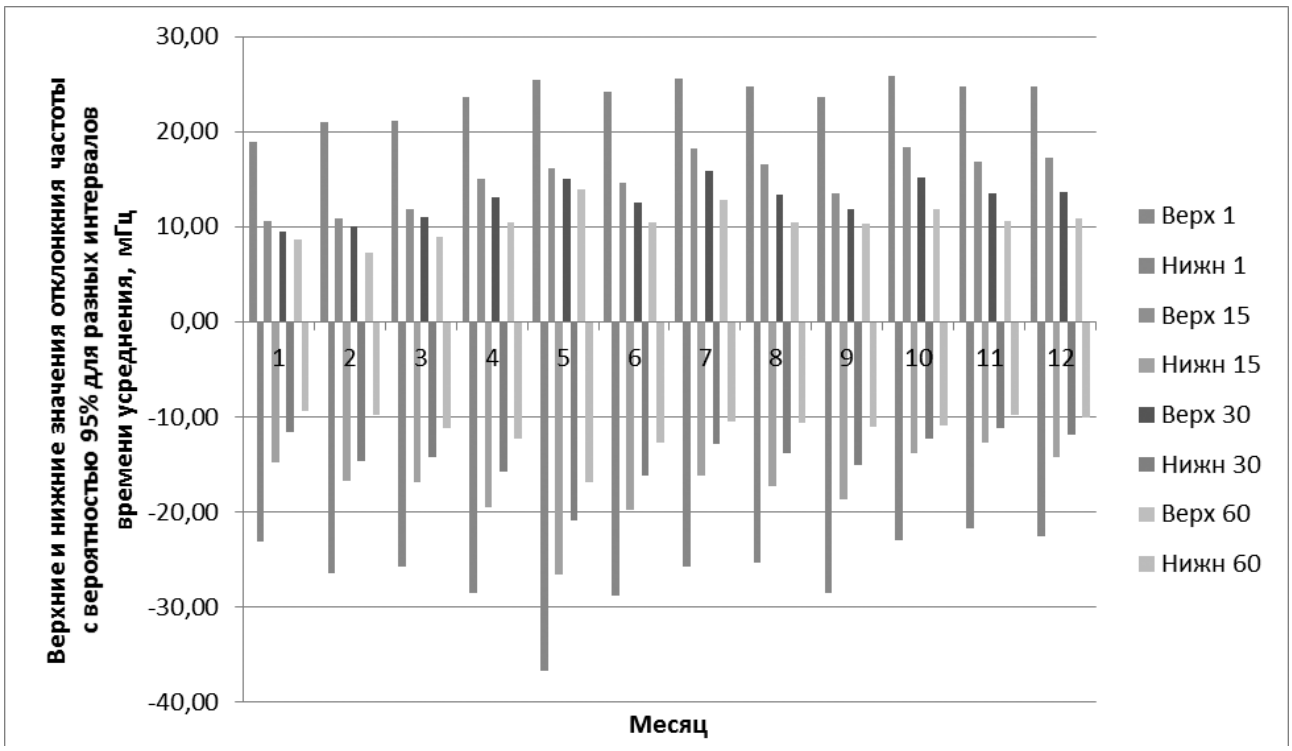


Рис. 3. Верхние и нижние значения для вероятности 95% для интервалов времени 1 мин, 15 мин, 30 мин, 60 мин для месяцев 2014 года.

ТАБЛИЦА 2. КОЛИЧЕСТВО МАРКИРОВАННЫХ МИНУТ ДЛЯ СЕНТЯБРЯ 2013 Г. (35343 МИН)

Величина	**Размах 1 мин**	**Среднее 60 мин**	**Среднее 30мин**	**Среднее 15мин**	**Среднее 1 мин**	**Минимум максимум**
Допустимое значение	40мгц	±10мГц	±20мГц	±25мГц	±40мГц	±50мГц
Маркированных минут за месяц	38	1932	308	324	121	61
Маркированных минут за сутки	1,23	62,32	9,94	10,45	3,90	1,97
Маркированных минут в %	0,08	4,29	0,68	0,72	0,27	0,14

ТАБЛИЦА 3. ВЕРХНИЕ И НИЖНИЕ ЗНАЧЕНИЯ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ВЕРОЯТНОСТИ 95%, ДЛЯ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ОКОН 1 МИН, 15 МИН,30 МИН И 60 МИН. В 2013 ГОДУ

Номер	**Месяц**	**1 мин**		**15 мин**		**30 мин**		**60 мин**	
		Верхнее	**Нижнее**	**Верхнее**	**Нижнее**	**Верхнее**	**Нижнее**	**Верхнее**	**Нижнее**
1	январь	21,90	-27,00	15,61	-21,28	12,82	-16,01	10,65	-11,69
2	февраль	21,00	-26,40	13,47	-19,72	10,05	-14,72	7,31	-9,75
3	март	21,10	-25,80	14,38	-19,77	11,03	-14,23	8,96	-11,20
4	апрель	28,60	-32,30	22,67	-25,63	17,44	-19,42	11,47	-12,97
5	май	33,00	-33,90	26,19	-26,95	20,55	-21,43	14,50	-15,26
6	июнь	27,20	-32,00	20,35	-24,29	15,38	-18,08	11,60	-13,55
7	июль	23,00	-27,30	16,85	-22,15	13,55	-17,30	11,41	-12,84
8	август	22,40	-27,40	15,05	-21,86	12,25	-17,24	10,02	-13,58
9	сентябрь	21,20	-23,90	14,18	-17,56	11,42	-13,24	8,96	-9,94
10	октябрь	19,20	-21,00	12,21	-14,59	9,58	-11,35	7,50	-8,76
11	ноябрь	18,60	-25,20	11,74	-19,69	10,04	-14,27	9,53	-11,21
12	декабрь	19,60	-24,00	12,16	-17,80	10,02	-13,08	9,00	-9,70

ТАБЛИЦА 4. ВЕРХНИЕ И НИЖНИЕ ЗНАЧЕНИЯ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ВЕРОЯТНОСТИ 95%, ДЛЯ СРЕДНИХ ЗНАЧЕНИЙ ОКОН 1МИН, 15МИН, 30 МИН И 60 МИН. В 2014 ГОДУ

Номер	**Месяц**	**1 мин**		**15 мин**		**30 мин**		**60 мин**	
		Верхнее	**Нижнее**	**Верхнее**	**Нижнее**	**Верхнее**	**Нижнее**	**Верхнее**	**Нижнее**
1	январь	18,90	-23,10	11,93	-17,40	9,82	-12,58	8,62	-9,40
2	февраль	19,20	-24,10	11,89	-18,82	10,01	-14,03	8,85	-10,69
3	март	20,70	-24,80	13,38	-19,32	10,57	-14,74	9,14	-10,66
4	апрель	23,70	-28,50	16,68	-22,45	13,34	-17,33	10,51	-12,36
5	май	25,40	-36,70	17,37	-29,89	15,41	-23,12	13,98	-16,89
6	июнь	22,90	-28,20	14,65	-21,39	11,89	-16,43	10,50	-12,65
7	июль	25,60	-25,80	20,06	-18,47	16,85	-13,51	12,81	-10,56
8	август	24,80	-25,40	18,47	-19,28	13,78	-14,73	10,42	-10,62
9	сентябрь	21,20	-23,90	14,18	-17,56	11,42	-13,24	10,32	-11,01
10	октябрь	25,50	-22,60	20,22	-14,95	15,57	-12,37	11,84	-10,92
11	ноябрь	24,80	-21,70	19,76	-13,94	14,71	-11,64	10,57	-9,80
12	декабрь	24,70	-22,60	19,45	-15,65	14,15	-12,31	10,85	-10,04

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Качество регулирования частоты в ЕЭС/ОЭС соответствует требования к автоматическому регулированию частоты и активной мощности в ЕЭС (ГОСТ Р 55890-2013) и к качеству электроэнергии в узлах подключения нагрузок (ГОСТ 32144-2013).

С вероятностью 95% средние значения изменяются по месяцам года и лежат в пределах для интервалов: 1 мин – от -37 до+33 мГц, 15 мин – от -26 до +27 мГц, 30 мин – от -23 до +23 мГц, 60 мин – от -17 до 14 МГц.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] ГОСТ Р 55890-2013. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования. Москва, Стандартинформ, 2014. 42с.

[2] ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

[3] Андреев А.В., Лившиц Г.Н., Машанский А.М., Пономарева А.Н., Сафронов А.Н. Иерархическая система автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности ЕЭС России. – Электрические станции, 2010, №3. с. 43-51.

[4] Смирнов С.С., Осак А.Б. Статистические свойства частоты в Единой энергетической системе. – Электричество, 2012, №7.с.2-9.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Смирнов Сергей Сергеевич окончил энергетический факультет Московского энергетического института в 1962 г. В 2001 г. в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) защитил докторскую диссертацию «Методы исследования и нормализации режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения». Ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.



Осак Алексей Борисович окончил энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 1998 г. Научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Нормативно-техническое обеспечение и правовое регулирование в области качества электрической энергии. Современное состояние и проблемы

В.В. Никифоров

Рассматриваются результаты развития нормативно-технического и метрологического обеспечения в области качества электрической энергии в России за последнее десятилетие с оценкой состояния правового регулирования в данной области с выявлением основных проблем

Ключевые слова: **электрическая энергия, нормы качества, контроль, мониторинг, управление**

1. ВВЕДЕНИЕ

Оценивая существующий нормативно-технический статус проблемы обеспечения качества электрической энергии (КЭ) в системах электроснабжения общего назначения, необходимо отметить существенное развитие в последнее десятилетие нормативной, методической и метрологической базы для решения задач контроля и управления КЭ, которое можно назвать определенным прорывом в области КЭ. Сложнее обстоит дело с правовым регулированием в области КЭ. Ниже рассматриваются аспекты обоих направлений.

2. РАЗВИТИЕ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОГО И МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Почти до конца 90-х годов прошлого века в СССР и затем в Российской Федерации не было нормативных документов по методам измерения и контролю КЭ, технических требований к средствам измерения КЭ и практически самих специализированных средств измерения КЭ.

С введением в действие в 1999 году новой редакции ГОСТ 13109-97 потребовалась разработка руководящих документов отрасли по контролю и анализу КЭ с учетом требований ГОСТ 13109-97 [1, 2]. Выпуск этих документов был очень важен для организации и проведения работ по контролю и анализу КЭ. В [1] были детализированы требования к методам и средствам измерения показателей КЭ, цифровой обработке результатов измерения, метрологическим характеристикам, а также были установлены методические положения по контролю КЭ.

Введение в действие этих документов позволило, с учетом возросшего спроса на средства измерения КЭ, вызванного введением обязательной сертификации электрической энергии, в короткие сроки разработать необходимые средства измерения, наладить массовый выпуск их, начать организацию работ по испытаниям электрической энергии и контролю ее качества.

По существу впервые за годы существования ГОСТ 13109 были созданы реальные предпосылки для обеспечения управления и контроля КЭ в соответствии с требованиями стандарта с учетом разработки требуемых организационных структур энергокомпаний, методического обеспечения бизнес-процессов, влияющих на КЭ, массового оснащения энергокомпаний и испытательных лабораторий специальными средствами измерений.

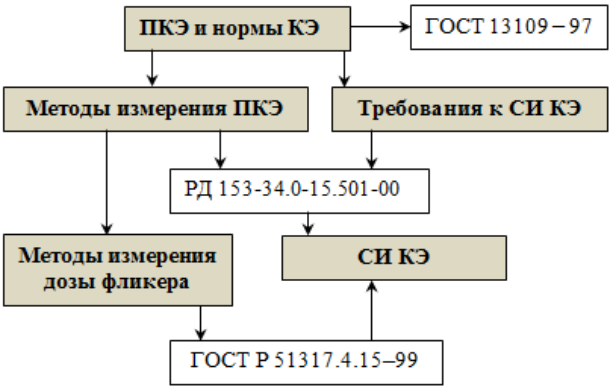


Рисунок 1. Нормативно-техническое и методическое обеспечение в области измерений и контроля к началу 21 века

В 2008 г. на основе [1], срок действия которого окончился, был разработан стандарт ГОСТ Р 53333-2008 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль КЭ в системах электроснабжения общего назначения», который установил основные положения по организации и проведению контроля КЭ в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 и правила оценки соответствия показателей КЭ установленным нормам. Стандарт применялся при различных видах контроля КЭ, в том числе при проведении сертификационных и арбитражных испытаний электрической энергии, инспекционного контроля за сертифицированной электрической энергией, а также при осуществлении государственного надзора за КЭ.

Реформирование электроэнергетики привело к противоречиям ряда положений ГОСТ 13109-97 реалиям экономики и нормативно-правовых актов в области электроэнергетики.

С другой стороны в 2009 г. были разработаны стандарты по методам измерения показателей КЭ, модифицированные по отношению к международным стандартам: ГОСТ Р 51317.4.30–2008 «Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей КЭ» и ГОСТ Р 51317.4.7–2008 (МЭК 61000-4-7: 2002) «Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств». Изложенные в них методы измерения показателей КЭ существенно отличались по ряду подходов от основополагающих положений ГОСТ 13109-97 и обусловливали необходимость изменения требований к составу показателей КЭ, точности их измерений, характеристикам средств измерений. Эти факты и обстоятельства обусловили разработку нового национального стандарта ГОСТ Р 54149-2010 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы КЭ в системах электроснабжения общего назначения» в рамках Национальной программы стандартизации 2009 года, вступившего в действие 01.01.2013 г.

В связи с переходом государств - членов Евразийского экономического сообщества на применение единых технических регламентов и единых межгосударственных стандартов разработанные национальные стандарты в области КЭ переоформляются в 2013 году в межгосударственные стандарты с теми же наименованиями и вводятся в действие на территории Российской Федерации в качестве национальных (Таблица 1) с одновременной отменой прежних национальных стандартов.

ТАБЛИЦА 1. СООТВЕТСТВИЕ ТРЕБОВАНИЙ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ СТАНДАРТОВ ТРЕБОВАНИЯМ ДЕЙСТВУЮЩИХ РАНЕЕ НАЦИОНАЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ.

Национальный стандарт	Межгосударственный стандарт	Ввод в действие межгосударственного стандарта
ГОСТ Р 54149 – 2010	ГОСТ 32144 – 2013	01.07.2014 г.
ГОСТ Р 51317.4.30 –2008	ГОСТ 30804.4.30 – 2013	01.01.2014 г.
ГОСТ Р 51317.4.7 – 2008	ГОСТ 30804.4.7 – 2013	01.01.2014 г.
ГОСТ Р 53333 – 2008	ГОСТ 32145 – 2013	01.01.2014 г. (до 01.01.2015 г.)

Однако в эту систему не вписывался в полной мере ГОСТ 32145 – 2013 поскольку ряд его положений, ориентированных на применение требований ГОСТ 13109–97, вступали в противоречия с требованиями ГОСТ 32144 и ГОСТ 30804.4.30.

По этим причинам в национальную программу стандартизации 2013-2014 г.г. была включена разработка нового межгосударственного стандарта ГОСТ 33073–2014 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная.

Контроль и мониторинг качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», проект которого прошел широкое обсуждение в субъектах электроэнергетики и других организациях. Стандарт введен в действие на территории Российской Федерации с 01.01.2015 г.

Существенным отличием ГОСТ 33073–2014 стандарта от предыдущего является разделение области его применения на две различающиеся части:

1) установление положений по организации и проведению контроля КЭ с целью определения соответствия электрической энергии нормам, установленным в ГОСТ 32144-2013, условиям договоров на поставку электрической энергии и/или на оказание услуг по передаче электрической энергии;

2) установление положений по организации и проведению мониторинга КЭ в электрических сетях сетевых организаций и потребителей электрической энергии в целях обследования (наблюдений) для оценки и управления КЭ.

Разделение контроля КЭ и мониторинга КЭ не случайно. Объективно существуют два различающихся процесса (ГОСТ 30804.4.30-21013): оценка соответствия КЭ установленным нормам и обследование, наблюдение за показателями КЭ, характеризующиеся существенно различающимися требованиями к точности проводимых измерений.

Область контроля КЭ относительно узкая: при осуществлении государственного надзора, проведении сертификационных и арбитражных испытаний электрической энергии, инспекционном контроле за сертифицированной электрической энергией, при выполнении условий договора в части обеспечения КЭ.

Контроль КЭ с проведением точных измерений проводится, следовательно, только тогда, когда возникает необходимость подтверждения соответствия качества передаваемой/поставляемой электрической энергии установленным требованиям. С применением средств с параметрами отвечающим измерениям класса А.

При этом процедуры контроля КЭ осуществляются независимыми аккредитованными организациями.

Область мониторинга КЭ существенно шире: при проведении периодических испытаний электрической энергии по планам – графикам сетевых организаций и потребителей, при определении технических условий для технологического присоединения энергопринимающих устройств к электрической сети, подготовке электрических сетей к сертификации электрической энергии, допуске к эксплуатации энергопринимающих устройств потребителей, ухудшающих КЭ, разработке мероприятий для поддержания необходимого уровня КЭ в точках передачи/поставки электрической энергии и др.

Процедуры мониторинга КЭ разрабатывают и осуществляют сетевые организации и потребители. При этом не столь важно получить точные значения показателей КЭ, сколько оценить текущее состояние КЭ, необходимость корректирующих мероприятий. По сути мониторинг должен быть связан с задачами управления КЭ. При этом допускается использование средств измерения, отвечающим требованиям измерений класса А или S по выбору сетевой организации и потребителей.

В стандарте установлен порядок выбора пунктов контроля и мониторинга КЭ, пересмотрены требования к применяемым средствам измерений и продолжительности измерений при контроле и мониторинге КЭ, а также к порядку обработки и оформления результатов измерений и правилам оценки соответствия.

С вводом в действие ГОСТ 33073 – 2014 завершился переход к новому этапу оценки и контроля КЭ, основанным на непротиворечивой системе нормирования КЭ и требований к методическому и техническому обеспечению измерений КЭ (Рисунок 2). Ожидается совершенствование нормативных документов, обновление и ввод новых стандартов в области КЭ.

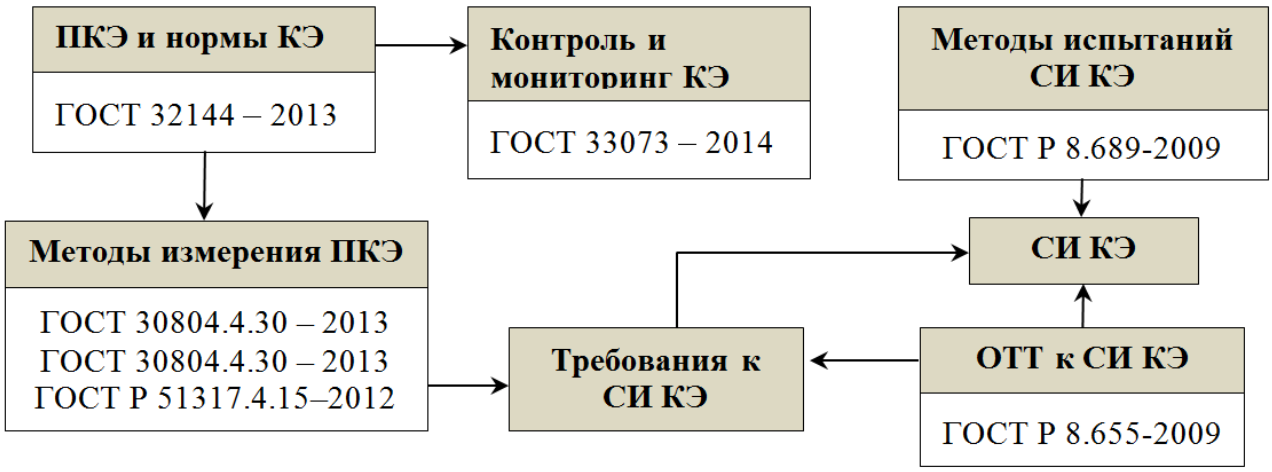


Рисунок 2. Современное нормативно-техническое и методическое обеспечение в области измерений и контроля КЭ

3. АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ В ОБЛАСТИ КЭ

Развитие нормативно – технического, метрологического обеспечения в области КЭ способствует решению задач по обеспечению и управлению КЭ, передаваемой потребителям, но не является достаточным.

Главная проблема - в несовершенстве правового регулирования в Российской Федерации в области КЭ.

В рыночных условиях при наличии многих субъектов электроэнергетики, от деятельности которых зависит КЭ в точке поставки конечному потребителю, понятие «качество электрической энергии» становится необходимым элементом, который должен учитываться во взаимоотношениях указанных субъектов. Между тем, на законодательном уровне оно не определено.

Необходимость обеспечения КЭ и ответственности за это упоминается в ряде законодательных и нормативных правовых актов России: Гражданском Кодексе РФ, Федеральном законе «Об электроэнергетике» от 26 марта 2003 г. N 35-ФЗ, постановлениях Правительства РФ (№ 861 от 27.12.2004 г., № 982 от 1.12.2009 г., № 1220 от 31.12.2009 г., N 442 от 4 мая 2012 г. и др.)

С другой стороны ни в указанных документах, ни в других на правовой основе не установлено, что именно должно пониматься в федеральных законах и постановлениях Правительства Российской Федерации под этим термином. Стандарты - добровольного применения.

Положения о качестве электрической энергии, установленные в Федеральном законе «Об электроэнергетике» и в связанных с ним постановлениях Правительства Российской Федерации, могут практически применяться только после разработки технического регламента о качестве электрической энергии, предусмотренного указанным законом (статья 28 «Государственное регулирование безопасности в сфере электроэнергетики», п.2).

В настоящее время в связи с формированием Единого экономического пространства (ЕЭП) и предусмотренном обеспечении в нем общего доступа в сфере электроэнергетики необходима разработка единого Технического регламента о качестве электрической энергии. Однако пока этого нет в плане разработки проектов технических регламентов Евразийской комиссии. Его разработка является необходимым условием обеспечения КЭ в Российской Федерации и странах-участницах ЕЭП.

Обеспечение электромагнитной совместимости технических средств (ЭМС ТС) требует, с одной стороны, ограничения кондуктивных электромагнитных помех (ЭМП) в электрической сети питания, а с другой стороны, ограничения кондуктивных ЭМП, создаваемых нелинейными энергопринимающими устройствами потребителей, в том числе проникающих в сеть питания.

Правовые нормы, относящиеся к изготовителям технических средств, способных ухудшить КЭ, введены Техническим регламентом Таможенного союза ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств», который вступил в силу с 15.02.2013 г. Под «техническим средством» понимается при этом компонент, аппарат и установка, т.е. правовые документы в области ЭМС распространяются на электрооборудование и электрические установки.

В нем установлены требования к ТС по уровню устойчивости к электромагнитным помехам (помехоустойчивости), обеспечивающему его функционирование в электромагнитной обстановке, для применения в которой оно предназначено и требования к ТС по ограничению помехоэмиссии по условиям обеспечения ЭМС, виды электромагнитных помех, в том числе кондуктивных, типы ТС, на которые распространяются требования по ЭМС и по подтверждению соответствия, а также правила обращения на рынке, согласно которым ТС выпускается в обращение на рынке при его соответствии настоящему ТР ТС.

Нормы электромагнитных помех (ЭМП) различных видов, в том числе низкочастотных кондуктивных электромагнитных помех, а также методы испытаний и измерений установлены в стандартах, являющихся обязательным приложением к настоящему регламенту. Данные стандарты соответствуют международным и европейским стандартам. Так, в России введены в действие межгосударственные стандарты по ограничению кондуктивных помех - эмиссии гармоник токов ТС разных уровней мощности [3-5], а также изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера вызываемых оборудованием, подключаемым к электрическим сетям в низковольтных системах электроснабжения общего назначения [6-7]. Выполнение этих обязательных требований по эмиссии помех и помехоустойчивости должно обеспечиваться на этапе производства соответствующего оборудования.

Технические средства с эмиссией электромагнитных помех, превышающих установленные в данных стандартах нормы, не должны допускаться на рынок и соответственно приобретаться.

Режимы работы электроустановок с нелинейными характеристиками могут существенно влиять на КЭ, передаваемой по сетям. В настоящее время существенно выросли объемы техники, в том числе бытовой, с нелинейными характеристиками, являющейся источниками гармоник токов. Распространяясь по внутренним сетям питания и приводя при этом ко многим вредным последствиям, а также проникая во внешние распределительные сети, они ухудшают показатели КЭ в точках поставки/передачи.

Указанный выше Технический регламент Таможенного союза установил требования к ограничению допустимых кондуктивных электромагнитных помех от каждой единицы ТС соответствующего вида. Это важно, но может оказаться недостаточным для принятия решения о возможности технологического присоединения электроустановки потребителя с несколькими или многими ТС, создающими подобные помехи.

Необходимо, чтобы общий уровень эмиссии гармоник тока, создаваемый всеми одновременно работающими нелинейными ТС данного потребителя был такой величины, при которой вызванный ими уровень гармоник напряжения в сети не превышал допустимого (согласованного) уровня электромагнитной совместимости. Это означает, что для обеспечения требуемых показателей КЭ должны быть установлены на правовом уровне обязанности потребителей по ограничению эмиссии помех в электрическую сеть.

Международные рекомендации по условиям подключения потребителей к системам электроснабжения низкого, высокого и крайне высокого напряжения с оценкой допустимых норм электромагнитной эмиссии содержатся в технических отчетах IEC [8-10]. При этом сетевая организация должна располагать необходимыми сведениями о нагрузках потребителя для проведения расчетов.

Но здесь мы имеем дело с другими проблемами у нас по управлению обеспечению КЭ

Согласно правилам технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрической сети, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 г. № 861 от потребителей с энергопринимающими устройствами мощностью вплоть до 750 кВт в заявке на технологическое присоединение не требуется указывать никаких сведений о характере нагрузок и их нелинейных свойствах. То же - и в документе «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», утвержденном постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442, в котором указанная мощность снижена до 670 кВт, что не меняет дела по существу. Получается, что все потребители с оборудованием в указаных диапазонах мощности освобождены от каких либо обязательств в части ограничения общего уровня эмиссии помех в сеть. При этом сетевая организация не имеет права запроса от потребителя ни состава нагрузок, ни данных по гармоническому составу токов, без чего невозможно судить о последующем влиянии их на КЭ.

Установление в России требований к потребителям электрической энергии в части КЭ при подключении их энергопринимающих устройств к электрическим сетям -давно назревшая и нерешенная задача.

В странах Европейского союза (ЕС) действуют различные нормативные правовые акты (законы, директивы, сетевые кодексы, регламенты) в области электроэнергетики, устанавливающие обязательные требования к качеству электрической энергии и обязанности поставщиков и потребителей электрической энергии по обеспечению выполнения этих требований.

Обязательные требования, применяемые в странах ЕС к качеству напряжения (качеству электрической энергии) соответствуют требованиям стандарта EN 50160:2010 и устанавливаются путем ссылки на нормы EN 50160:2010 в нормативных правовых документах или непосредственного введения в них норм EN 50160:2010.

В отсутствии в России нормативно-правовых документов, определяющих взаимотношения сетевых компаний и потребителей по обеспечению требуемых норм КЭ, полезно учесть опыт стран Евросоюза, в частности, Великобритании по условиям технологического присоединения потребителя к электрической сети, определяемым правовым документом «Условия подключения потребителя» в составе «Кодекса распределительных сетей». При этом процедуры оценки возможности подключения потребителя к сети и конкретные требования к потребителям изложены в Инженерной рекомендации G5/4-1 [11]. В этом документе установлены уровни планирования искажений гармонического напряжения, которые сетевой компании и потребителям необходимо использовать в процессах технологического присоединения нелинейного оборудования к распределительной сети с учетом уровней ЭМС, и описывается процесс установления норм для эмиссии гармоник тока для конкретного потребителя.Нормы направлены на ограничение искажений напряжнения в распределительной сети до уровней ниже уровней помехоусточивости, при которых функционирование и рабочие показатели оборудования могут ухудшится.

По методике Инженерной рекомендации G5/4-1 согласование присоединения оборудования потребителя, имеющего нелинейную нагрузку, например, к распределительной сети низкого напряжения, может происходить по одной из трех схем при соблюдений соответствующих условий, установленных для применения каждой из них с учетом суммарного тока нагрузки потребителя.

В одних случаях может использоваться упрощенная разрешительная схема, не требующая проведения отдельной оценки влияния подключаемого оборудования на увеличение уровней гармоник напряжения в сети. В других случаях потребитель обязан предоставить собственнику электрической сети сведения о гармоническом составе суммарного тока, потребляемого его оборудованием, а собственник электрической сети должен принять решение о возможности подключения на основе анализа этих данных.

Возможна ситуация, когда для получения разрешения от собственника электрической сети на подключение нагрузки потребитель должен провести необходимые технические мероприятия по снижению эмиссии гармоник тока до уровней, приведенных в Инженерных рекомендациях G5/4-1, на которые ссылаются британские «Условия подключения потребителей». В любом случае решение о возможности присоединения оборудования по той или иной схеме принимает собственник сети, который имеет право установить установить допустимые пределы для уровней эмиссии гармоник токов.

Анализ зарубежного законодательства показывает, что Россия сильно отстает от других стран по правовому регулированию в области КЭ, как в части установления обязательных требований к КЭ, так и к ответственности за невыполнение их.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В направлении развития нормативно-технической, методической и метрологической базы для решения задач контроля и управления КЭ в России достигнуты заметные результаты: разработаны и введены в действие новые стандарты по требованиям к КЭ, по современным методам измерения показателей КЭ, по контролю и мониторингу КЭ. На их основе разработаны новые средства измерения КЭ с освоением промышленного выпуска.

Система мер государственного регулирования в отношении субъектов электроэнергетики в России, влияющих на качество электрической энергии, не имеет в настоящее время законченного характера, а понятие «качество электрической энергии» на законодательном уровне до сих пор не определено.

В рамках государственного регулирования в электроэнергетике необходимо разграничение прав, обязанностей и ответственности субъектов электроэнергетики и потребителей за поддержание необходимого качества электрической энергии в системе: сетевые организации различного уровня – потребители.

Необходима разработка Технического регламента о качестве электрической энергии, с установлением обязательных для исполнения требований в отношении:

- качества электрической энергии в сетях организаций всех уровней напряжений,

- субъектов электроэнергетики и потребителей по обеспечению выполнения требований регламента на стадиях проектирования электрических систем, присоединения потребителей электрической энергии и эксплуатации систем передачи электрической энергии,

а также с определением форм и схем оценки соответствия электрической энергии установленным требованиям.

Целесообразно изучить и использовать европейский опыт решения вопросов обеспечения требуемого качества напряжения в электрической сети при подключении к ней потребителей с нелинейными нагрузками.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] РД 153-34.0-15.501-00 «Методические указания по контролю и анализу КЭ в системах электроснабжения общего назначения Часть 1. Контроль КЭ». Утв. Госэнергонадзором 27.12.2000

[2] РД 153-34.0-15.502-2002 «Методические указания по контролю и анализу КЭ в системах электроснабжения общего назначения Часть 2. Анализ КЭ». Утв. Госэнергонадзором 15.07.2002

[3] ГОСТ 30804.3.2-2013 (IEC 61000-3-2:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Эмиссия гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе). Нормы и методы испытаний

[4] ГОСТ Р 51317.3.4-2006 (МЭК 61000-3-4-1998) Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение эмиссии гармонических составляющих тока техническими средствами с потребляемым током более 16 А, подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения. Нормы и методы испытаний

[5] ГОСТ 30804.3.12-2013 Совместимость технических средств электромагнитная

[6] ГОСТ 30804.3.3-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Ограничение изменений напряжения, колебаний напряжения и фликера в низковольтных системах электроснабжения общего назначения. Технические средства с потребляемым током не более 16 А (в одной фазе), подключаемые к

электрической сети при несоблюдении определенных условий подключения. Нормы и методы испытаний

[7] ГОСТ 30804.3.11-2013 Совместимость технических средств электромагнитная. Колебания напряжения и фликер, вызываемые техническими средствами с потребляемым током не более 75 А (в одной фазе), подключаемыми к низковольтным системам электроснабжения при определенных условиях. Нормы и методы испытаний

[8] IEC TR 61000-3-6:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-6: Limits - Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems

[9] IEC/TR 61000-3-7:2008 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-7: Limits - Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems

[10] IEC/TR 61000-3-14 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3-14: Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems

[11] Engineering Recommendation G5/4-1 Planning levels for harmonic voltage distortion and the connection of nonlinear equipment to transmission systems and distribution networks in the United Kingdom. Energy Network Association, Oct. 2005.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Никифоров Владимир Васильевич – кандидат технических наук, научный руководитель, заместитель генерального директора ООО «ЛИНВИТ», г. Москва, Россия, руководитель и основной исполнитель разработки национального стандарта «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Научные интересы – вопросы ЭМС в электроэнергетике и радиоэлектронике, проблемы обеспечения и управления качеством электрической энергии

Техническое регулирование в электроэнергетике. Обязательная сертификация электрической энергии

В.В. Суднова, В.В. Козлов

Обеспечение предприятий промышленности, транспорта, и непосредственно населения качественной электрической энергией (ЭЭ) всегда было и остается сложнейшей научно-технической задачей, степень сложности которой увеличивается с ростом экономики и увеличением потребления ЭЭ.

Реформирование электроэнергетики, становление рыночных отношений на постсоветском экономическом пространстве, коренным образом изменило систему взаимоотношений между субъектами электроэнергетики - потребителями, сетевыми, энергосбытовыми и др. организациями и привело к необходимости государственного регулирования и контроля деятельности в области обеспечения качества электрической энергии (КЭ).

Электрическая энергия, поставляемая сетевыми организациями - субъектами рынка ЭЭ абонентам (потребителям), выступает как товар, который при его использовании может быть опасным для жизни и здоровья потребителя и может причинить вред его имуществу и окружающей среде.

В 1993 году Закон РФ «О защите прав потребителей» установил обязательность сертификации безопасности товаров народного потребления. В декабре 2002 года был принят Федеральный закон «О техническом регулировании» [1], который, отменив действие предыдущих законов «О сертификации продукции и услуг» и «О стандартизации», вывел понятие сертификации на качественно иной уровень.

Сертификация определяется в [1] как «форма осуществляемого органом по сертификации подтверждения соответствия объектов требованиям технических регламентов, положениям стандартов, сводов правил или условиям договоров».

Цели сертификации в [1] (Статья 18) и среди них:

- защита потребителя от недобросовестности изготовителя (продавца, исполнителя);

- контроль безопасности продукции (услуги, работы) для окружающей среды, жизни, здоровья и имущества и др.

Система нормативно-правого регулирования сертификации ЭЭ включает в себя:

- ФЗ РФ от 27.12.2002 г. 184-ФЗ «О техническом регулировании» [1];

- ФЗ РФ от 26.03.2003 г. 35-ФЗ «Об электроэнергетике» [2];

- Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии" [3];

- Правила проведения сертификации электрооборудования - ПП РФ 982 от 01.12.2009 г. Постановление Госстандарта России 36 от 16.07.1999 г. (в редакции Постановления Госстандарта России 1 от 03.01.2001), Раздел VIII «Особенности обязательной сертификации электрической энергии, отпускаемой потребителям» [4];

- ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [5].

ФЗ «О техническом регулировании» в п. 3 ст. 46 предусматривается, что: «перечень продукции и услуг, подлежащих обязательной сертификации, устанавливается Правительством Российской Федерации».

Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 г. 982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обяза-

тельной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии» устанавливается: «обязательной сертификации подлежит электрическая энергия, в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц». Из содержания ПП РФ 982 можно сделать вывод, что сертификации подлежит вся, отпускаемая потребителям ЭЭ.

Согласно [4]: «обязательной сертификации подлежит ЭЭ, предназначенная для приобретения и использования гражданами исключительно для личных, семейных, домашних и иных нужд, не связанных с осуществлением предпринимательской деятельности».

С целью упрощения организации работ по обязательной сертификации ЭЭ постановлением Росстандарта число подтверждаемых показателей качества электрической энергии (ПКЭ) уменьшено до двух из 11установленных ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

ЭЭ для бытовых потребителей сертифицируется по показателям [5]:

- *медленные изменения напряжения (отрицательное и положительное отклонение напряжения);*
- *отклонение частоты.*

Отклонение частоты является системным ПКЭ и поддерживается средствами регулирования частоты и мощности на электрических станциях и в настоящее время соблюдается в Единой энергетической системе даже жестче, чем требования стандарта.

Подтверждение соответствия по данному показателю для сетей, технологически связанных с сетями ЕЭС России, является чисто формальным и никаких мероприятий по его улучшению не требует, т.к. как правило, сети межрегиональные (МРСК) и территориальные сетевые компании (ТСО), осуществляющие поставку ЭЭ бытовым потребителям, не имеют на своем балансе генерирующих установок, способных влиять на частоту подаваемой ЭЭ.

Т.о., сертификация ЭЭ на практике осуществляется по показателю медленные изменения напряжения (отрицательное $\delta U_{(-)}$ и положительное отклонение напряжения $\delta U_{(+)}$) в точке передачи ЭЭ (ТПЭ) [5].

Для указанных выше показателей КЭ установлены следующие нормы: $\delta U_{(+)}$ *и* $\delta U_{(-)}$ *в ТПЭ не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю* [5].

Обязательные требования к ЭЭ как к продукции, представляющей потенциальную опасность, предполагалось установить в общем проекте ТР «Об электромагнитной совместимости», но он был отложен и в соответствии с п.7. [1], обязательные требования к продукции, установленные нормативными правовыми актами РФ и НД федеральных органов исполнительной власти, (в нашем случае ГОСТ 32144-2013) *«будут действовать впредь до принятия соответствующего регламента, т.е. без ограничения срока».*

Ответственность за реализацию ЭЭ без сертификатов:

- ФЗ «О защите прав потребителей» в п. 5 ст. 4 и п. 4 ст. 7 прямо запрещена реализация продукции, подлежащей обязательной сертификации, без соответствующих сертификатов;

- Кодексом РФ об административных правонарушениях в статье 14.4 установлена административная ответственность за реализацию продукции, подлежащей обязательной сертификации без соответствующих сертификатов.

В соответствии с [2] «субъекты электроэнергетики, обеспечивающие поставки ЭЭ потребителям, в том числе энергосбытовые организации, гарантирующие поставщики (ГП) и **территориальные сетевые организации (ТСО) (в пределах своей ответ-**

ственности), отвечают перед потребителями за надежность обеспечения их ЭЭ и ее качество в соответствии с техническими регламентами и иными обязательными требованиями».

О соблюдении требований стандарта к КЭ в ТПЭ можно судить по результатам контроля независимых уполномоченных органов: Межрегиональных территориальных управлений Росстандарта (МТУ Росстандарта) и аккредитованных органов по сертификации ЭЭ.

На сайте (http://www.gost.ru) Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в разделе государственный контроль и надзор ежегодно публикуются сводные доклады о результатах контроля (надзора) за соблюдением обязательных требований к продукции.

Гистограммы отражающие результаты государственного контроля за «продукцией – электроэнергия» с 2011 по 2014 гг. представлены на Рис. 1, 2.



Рис. 1. Результаты государственного контроля (надзора): «продукция – ЭЭ»: проверки предприятий, осуществляющих транспортировку (продажу) ЭЭ.



Рис. 2. Результаты государственного контроля (надзора): «продукция – ЭЭ»: штрафные санкции.

В докладе за 2014 г. в разделе 4.2.4. «Государственный контроль (надзор) за соблюдением обязательных требований к электрической энергии» отмечается, что «за отчетный период проведено:

- *395 проверок* предприятий, осуществляющих транспортировку (продажу) ЭЭ,

- нарушения обязательных требований выявлены в результате 126 (32%) проверок, из них:

-72 проверки (57% от общего количества проверок) с нарушениями, выявленными по результатам испытаний продукции (несоответствие ПКЭ);

- 56 проверок (44 % от общего количества проверок) с нарушениями в области обязательного подтверждения соответствия.

По составу несоответствия ПКЭ: «основным выявленным нарушением ПКЭ являлись: *несоответствие по установившемуся отклонению напряжения»*, а также отмечаются несоответствия по показателям: доза фликера, коэффициентам искажения синусоидальности кривой напряжения и несимметрии напряжений.

О соблюдении требований стандарта к диапазонам *отклонений напряжения* в ТПЭ можно судить так же по результатам сертификационных измерений независимых испытательных лабораторией (ИЛ) по КЭ.

ИЛ КЭ АНО «ЭлектроСертификация» в 2014 г. выполнены измерения в 26 сетевых

организациях (МРСК Центра, МРСК Кавказа, ОАО «Сетевая компания» (Татарстан), Иркутская сетевая компания и др.). Общее количество пунктов контроля в сетях 0,4 кВ и 6,10 кВ - 1173 и, следовательно, проанализированы 1173 протокола, каждый продолжительностью 7 суток.

Конкретные результаты работы рассматриваются на примере ТСО ООО «АЭС Инвест».

ТСО «АЭС Инвест» является одной из крупнейшей сетевой организаций на территории Челябинской области (http://aes-i.ru):

- осуществляет передачу ЭЭ по сетям напряжением 0,4-35 кВ; в зоне ответственности находится более 4895 км кабельных и воздушных ЛЭП и 1618 ТП общей установленной мощностью более 718,05 МВА;

- в структуру предприятия входят семь районных электрических сетей (РЭС), к которым присоединены более 212 тысяч потребителей в 26 городах (г. Кыштым, г. Касли, г. Карабаш, г. Нязепетровск и др.) и населенных пунктов.

ИЛ КЭ АНО «ЭлектроСертификация» в 2014 г. выполнялись периодические и сертификационных испытания ЭЭ в распределительных сетях 110 центров питания (ЦП) «АЭС Инвест», всего в 330 ПК и анализ их результатов.

Выявленные несоответствия ПКЭ на участках РЭС на Рис. 3.

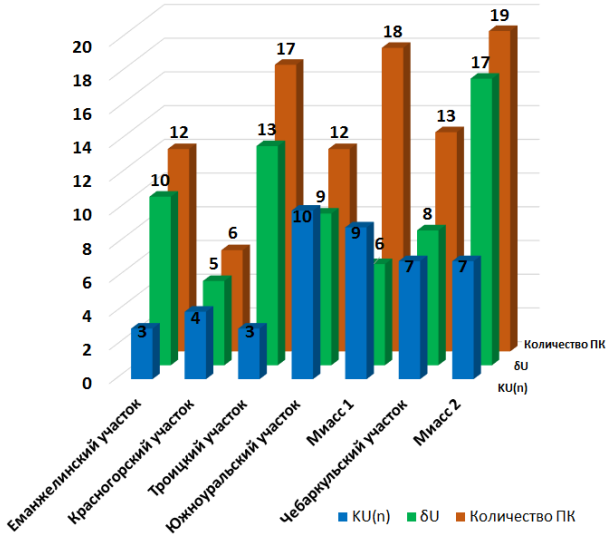


Рис. 3. Несоответствия ПКЭ на участках РЭС ТСО «АЭС Инвест».

Таким образом, основным выявленным нарушением КЭ в ТСО «АЭС Инвест», является несоответствие по установившемуся отклонению напряжения. В итоговом докладе Росстандарта за 2014 г. также отмечалось нарушение этого показателя как наиболее частого.

Отклонение напряжения является локальным показателем КЭ, и регулирование уровня данного ПКЭ может осуществляться как на электрических станциях при производстве, так и в сетевой организации (СО) при транспортировке и распределении ЭЭ.

Основными причинами несоответствий по δU_y могут быть:

- потери напряжения в сети, превышающие предельные значения;
- отсутствие (неиспользование) автоматического регулятора напряжения (АРН) трансформаторов в центрах питания (ЦП) или неверный закон регулирования напряжения в ЦП;
- не переключение отпаек трансформаторов с ПБВ и др.

Но кто и как конкретно должен обеспечивать необходимый диапазон δU_y?

Ответ однозначный – это сетевая организация располагающая центрами питания (ЦП), обязанности которой по поддержанию режимов напряжения строго конкретизированы в [7]:

«п.6.3.12. При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:
соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;
соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров);
необходимый запас устойчивости энергосистем;
минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.
6.3.13. На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6-35 кВ, должны быть включены автоматические регуляторы напряжения.
Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6-35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям государственного стандарта.
Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы сети и нагрузки.
Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта».
По методике ФСК ЕЭС нами выполнена «оценка соответствия изменений показателя «установившееся отклонение напряжения» в пункте контроля встречному закону регулирования напряжения» для двух ПС 110/6 кВ (3 секции шин 6 кВ). ПС принадлежат МРСК Урала. Результаты в таблице 1.

Заключение о законе изменения напряжения: регулирование напряжения в течение суток не осуществляется на одной с.ш. 6 кВ и на 2-х с.ш. – стабилизация напряжения.
Вывод. П.6.3.12. [7] не выполняется, что не позволяет обеспечить требуемый диапазон отклонений напряжения в ТПЭ.

ТАБЛИЦА 1. Оценка соответствия изменений показателя «установившееся отклонение напряжения» в пункте контроля встречному закону регулирования напряжения.

Подстанция	Шины контроля	Режим наибольших нагрузок				Режим наименьших нагрузок				$\Delta U_{сут}$, %	$\Delta U_{ср}$, %	Заключение о законе изменения напряжения
		$\delta U_{нм}$, %	$\delta U_{ср}$, %	$\delta U_{нб}$, %	ΔU, %	$\delta U_{нм}$, %	$\delta U_{ср}$, %	$\delta U_{нб}$, %	ΔU, %			
ПС №1 Районная	1 с.ш. 6 кВ	1,42	4,73	6,99	5,57	4,60	6,72	7,48	2,88	6,06	-1,99	регулирование напряжения в течение суток не осуществляется
ПС Комсомольская	1 с.ш. 6 кВ	6,10	6,62	7,63	1,53	7,01	7,41	8,14	1,13	2,03	-0,79	стабилизация
ПС Комсомольская	2 с.ш. 6 кВ	4,91	5,46	6,60	1,69	2,62	6,34	7,08	4,46	4,46	-0,88	стабилизация

1. $\delta U_{нм}$, $\delta U_{ср}$,$\delta U_{нб}$ - соответственно наименьшее, среднее, наибольшее значения установившегося отклонения напряжения в пункте контроля, в процентах от номинального (базового) напряжения.

2. ΔU – диапазон изменения напряжения, где $\Delta U = |\delta U_{нб} - \delta U_{нм}|$, %.

3. $\Delta U_{сут}$ – диапазон изменения напряжения в течение суток, %. Рассчитывается, исходя из наибольшего и наименьшего значений за сутки.

4. $\Delta U_{ср}$ – разница между средними значениями для режимов наибольших и наименьших нагрузок, %.

5. В ячейке «Заключение» указано:

а). «встречное» – если $\Delta U_{ср} > 1$ %;

б). «стабилизация» – если ($-1\ \% \geq \Delta U_{ср} \geq 1\ \%$);

в). «–» – если $\Delta U_{ср} < -1$, т.е. регулирование напряжения в течение суток не осуществляется или закон его изменения не соответствует принципам встречного регулирования и стабилизации напряжения.

Совершенно очевидно, что для обеспечения должного КЭ у потребителей, особенно в сетях низкого напряжения, необходимо соблюдение в частности показателя отклонения напряжения, всеми участниками поставки ЭЭ потребителю, прежде всего смежными СО. Отношение к этому у большого числа ТСО весьма формально.

В [8, 9, 10] весьма подробно описывается проблема обеспечения необходимых уровней напряжения в ТПЭ смежных СО. Выполнен анализ договоров смежных ТСО в части КЭ, представлены расчеты рекомендуемых диапазонов напряжения в ТПЭ и, самое главное, даны конкретные предложения к установлению требований к отклонению напряжения в договоре на услуги по передаче ЭЭ смежным ТСО.

Соответствие диапазонов δU установленным требованиям является необходимым, но не достаточным условием для получения сертификата. СО также должна доказать стабильность показателя КЭ по напряжению:

- разработать и внедрить внутренние методические документы и инструкции по управлению КЭ,

- создать систему контроля КЭ (периодического или непрерывного),

- привести техническое состояние эксплуатируемых сетей к уровню, требуемому ПТЭ и другим нормативным документам.

В России насчитывается около 3000 городов (включая поселки городского типа), в которых проживает порядка 110 млн человек. Общая протяженность сетей 0,4—(6)10 кВ, обеспечивающих электроснабжение коммунально-бытовых потребителей городов, ориентировочно составляет 900 тыс. км. При этом существует около 300 тыс. шт. трансформаторных подстанций 6–10/0,4 кВ с установленной мощностью трансформаторов порядка 90 ГВА. В настоящее время с помощью городских сетей распределяется около почти 50 % вырабатываемой в стране электроэнергии [6].

Например, в Москве доля потребления ЭЭ бытовыми абонентами достигает 40 %.

Поэтому ПП от 4 мая 2012 г. N 442 Ст. 7 и З-на Об электроэнергетики Ст. 38., ответственность за надежность снабжения потребителей и КЭ ложится на субъекты электроэнергетики в частности на сетевые компании.

В новом проекте Правил по обязательной сертификации электроэнергии «объектом сертификации является ЭЭ *в распределительных сетях сетевых организаций, обеспечивающих передачу ЭЭ».*

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Правовое техническое регулирование позволило создать в стране систему обязательной сертификации ЭЭ и государственного контроля (надзора) за ее качеством.

2. Созданная система подтверждения качества ЭЭ, в первую очередь, связана *с неукоснительным выполнением сетевыми организациями своих прямых обязанностей, изложенных в [7], что обеспечит требуемые уровни напряжения в ТПЭ различных уровней, включая бытовых потребителей* (см. [8,9]).

3. Созданная система подтверждения качества ЭЭ *способствует становлению системы контроля и управления качеством ЭЭ в сетевых организациях,* т. к. работы по оптимизации режимов напряжения: расчетные, методические, экспериментальные, эксплуатационные при подготовке к сертификации ЭЭ и разработанные мероприятия для устранения выявленных проблем и нарушений – основной инструмент управления КЭ.

4. Созданная в стране система обязательной сертификации ЭЭ и государственного контроля (надзора) потребовала от сетевых организаций повсеместного проведения большого количества испытаний ЭЭ, что способствовало развитию метрологического обеспечения контроля КЭ и накоплению измерительной информации, связанной с КЭ в *сетевых организациях.*

5. Утверждения, что «система подтверждения имеет ряд существенных недостатков, одним из которых является сложность достижения (невозможность) основной цели

(результата) – передачи потребителям ЭЭ, качество которой соответствует параметрам, установленным действующими стандартами» (а в нашем случае речь идет только о диапазоне напряжения в ТПЭ) связано с нежеланием некоторых руководителей исполнять обязанности, изложенные в [7]. И возникает вопрос: «А как же умные сети, если в ВРУ- 0,4 кВ нельзя обеспечить δU =± 10% от $U_{ном}$?».

ЛИТЕРАТУРА

[1] ФЗ РФ от 27.12.2002 г. 184-ФЗ «О техническом регулировании».

[2] ФЗ РФ от 26.03.2003 г. 35-ФЗ «Об электроэнергетике».

[3] Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии".

[4] Правила проведения сертификации электрооборудования - ПП РФ 982 от 01.12.2009 г. Постановление Госстандарта России 36 от 16.07.1999 г. (в редакции Постановления Госстандарта России 1 от 03.01.2001), Раздел VIII «Особенности обязательной сертификации электрической энергии, отпускаемой потребителям».

[5] ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

[6] Файбисович Д., ОАО Институт «Энергосетьпроект» Каким быть номинальному напряжению в распределительных сетях? Новости электротехники, 1(91) 2015 г.

[7] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей в Российской Федерации / М-во топлива и энергетики РФ, РАО “ЕЭС России”: РД 34.20.501-95. – 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.

[8] Суднова В.В., Карташев И.И., Тульский В.Н., Козлов В.В. Допустимые отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии // Новости ЭлектроТехники. 2013. № 4 (82).

[9] Суднова В.В., Карташев И.И., Тульский В.Н., Козлов В.В. О необходимости дифференцирования в ГОСТ 32144-2013 диапазонов отклонений напряжения в точках передачи электроэнергии // Новости ЭлектроТехники. 2014. № 1 (83).

[10] Договорные условия в части допустимых уровней напряжения в точках передачи ЭЭ смежных сетевых организаций Суднова В.В., к.т.н., старший научный сотрудник АНО «ЭлектроСертификация», Энергорынок № 10 (125) 2014.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Суднова Валентина Викторовна окончила Московский энергетический институт, кандидат технических наук. Старший научный сотрудник, исполнительный директор АНО «ЭлектроСертификация». Эксперт Росстандарта.



Козлов Всеволод Валерьевич окончил Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина в 2009 году. Начальник испытательной лаборатории электрической энергии АНО «ЭлектроСертфикация».

Проблемы обеспечения качества электроэнергии в сетях коммерческих и офисных потребителей

М. О. Чернышов, В. П. Довгун, В. В. Новиков, С. В. Бруцкий

В статье рассмотрены результаты анализа качества электроэнергии в сетях крупных офисных и коммерческих потребителей. Проведенные исследования показывают, что в городских распределительных сетях наблюдаются значительные искажения формы кривых токов, вызванные нелинейными нагрузками. Рассмотрено негативное влияние высших гармоник на сети электроснабжения. Предложена новая конфигурация гибридного фильтра, осуществляющего ослабление тока третьей гармоники в нейтральном проводнике.

Ключевые слова: **качество электроэнергии, нелинейная нагрузка, гибридный фильтр.**

Широкое внедрение статических силовых преобразователей, частотно-регулируемых электроприводов, энергосберегающих систем освещения привело к значительному изменению характера электрических нагрузок многих потребителей. В последние годы наблюдаются значительные искажения синусоидальной формы токов в сетях электроснабжения большинства промышленных предприятий, а также в непромышленном секторе (коммерческие и офисные потребители, медицинские учреждения, жилой сектор). Особенность искажающих нагрузок коммерческих, офисных и бытовых потребителей заключается в том, что они, как правило, однофазные, имеют небольшую мощность и распределены по сети. У таких потребителей доля нелинейной нагрузки может значительно превышать линейную составляющую.

В статье приведены результаты измерений гармонического состава токов и напряжений ряда крупных городских потребителей, а также предложена схема гибридного силового фильтра для трехфазных четырехпроводных сетей.

М.О. Чернышов, В.П. Довгун, В.В. Новиков, С.В. Бруцкий, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия (e-mail: Chernyshov.m.o@gmail.com).

Измерения основных показателей качества электроэнергии, а также гармонических составляющих тока и напряжения проводились при помощи анализатора качества электроэнергии PM175 SATEC. Методика проведения измерений подробно рассмотрена в [2].

Рассмотрим результаты измерений гармонического состава токов и напряжений у крупных муниципальных потребителей.

Учебно-административный корпус университета.

Корпус расположен в здании, построенном в конце XIX века. Основную нагрузку составляют энергосберегающие осветительные приборы, персональные компьютеры и офисное оборудование.

На рис. 1 показана зависимость доминирующих гармоник тока фазы А от времени. Преобладающими являются 3 и 5 гармоники, их значение достигает 25% от величины тока основной гармоники. Ночью относительное содержание высших гармоник в спектре тока выше, т.к. основной нагрузкой в это время является дежурное освещение. Днем доля потребителей с линейными характеристиками выше, поэтому коэффициент искажения синусоидальной кривой тока уменьшается.

Спектральный состав напряжения показан на рисунке 2. Преобладающими являются 5 и 7 гармоники.

Доля нагрузки с нелинейными характеристиками весьма велика, об этом свидетельствует большое значение суммарного коэффициента гармонических составляющих кривой тока (рис. 3).

ТАБЛИЦА 1. УЧЕБНО-АДМИНИСТРАТИВНЫЙ КОРПУС. НЕЧЕТНЫЕ ГАРМОНИЧЕСКИЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ В ФАЗЕ А

n	Токи			Напряжения		
	Мин	Сред	Макс	Мин	Сред	Макс
3	0,08	9,67	16,96	0,14	0,25	0,68
5	7,85	15,87	24,30	1,26	2,25	3,85
7	0,37	5,11	11,85	0,34	1,14	2,48
9	0,32	2,78	7,43	0,09	0,20	0,40
11	1,17	10,31	26,31	0,16	0,91	1,87
13	0,41	3,89	12,98	0,10	0,36	1,01
15	0,24	2,01	5,41	0,07	0,12	0,26

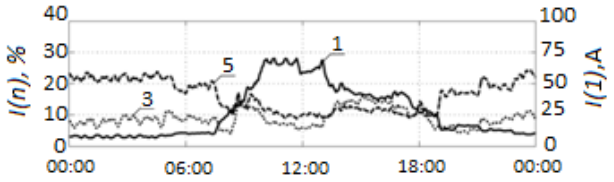


Рис. 1. Учебно-административный корпус. Гармоники тока в фазе А.

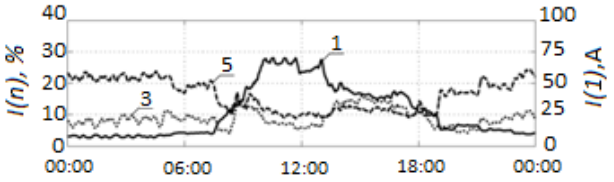


Рис. 2. Учебно-административный корпус. Гармоники напряжения.

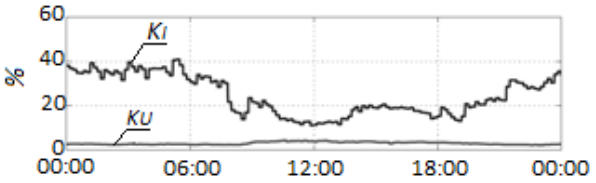


Рис. 3. Учебно-административный корпус. Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока и напряжения.

Сеть наружного освещения торгово-развлекательного комплекса.

Освещение включается в 20:00, частично отключается в 01:00 и полностью отключается в 8:00.

На рис. 4 приведены графики доминирующих гармоник тока фазы А.

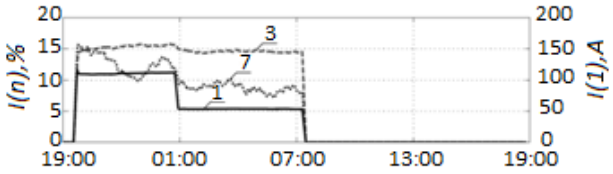


Рис. 4. Система наружного освещения. Гармоники тока в фазе А.

На рис. 5 показано, как изменялась величина тока в нейтральном проводе в течение суток. Отметим, что ток в нейтральном проводе значительно превышает фазные токи. Это вызвано большим уровнем токов третьей гармоники, суммирующихся в нейтральном проводе, а также несимметрией нагрузки.

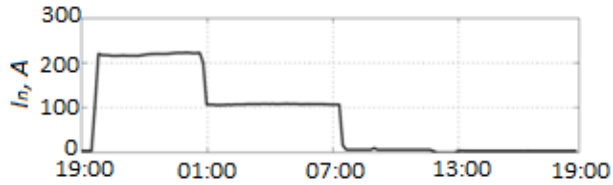


Рис. 5. Значение тока в нейтральном проводе.

График изменения коэффициента искажения синусоидальной формы кривой тока фазы *A* представлен на рис. 6.

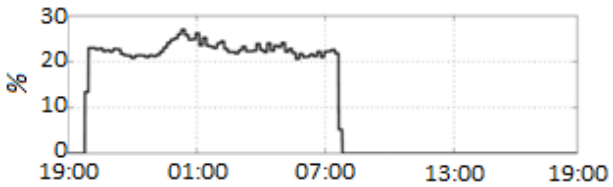


Рис. 6 Суммарный коэффициент гармонических составляющих тока в сети наружного освещения.

Результаты анализа показывают, что в сетях крупных коммерческих и офисных потребителей наблюдаются значительные искажения формы кривых токов. В ряде случаев суммарный коэффициент гармонических составляющих кривой тока превышает 30 %. Отметим, что измерения проводились на кабельных вводах. Во внутренних сетях зданий искажения токов и напряжений гораздо выше. Значение суммарного коэффициента гармонических составляющих тока может превышать 100% [1]. В этом случае потери электроэнергии во внутренних сетях зданий увеличиваются в 2 – 2.5 раза по сравнению с синусоидальным режимом.

Для трехфазных четырехпроводных сетей серьезную проблему представляют токи третьей гармонической составляющей, суммирующиеся в нейтральных проводниках. Это приводит к увеличению потерь, а в ряде случаев – к авариям, вызванным повреждением нейтрального провода. В [3, 4] отмечается, что несинусоидальный характер токов коммерческих и офисных потребителей отрицательно влияет на режимы работы кабельных сетей напряжением 0,4 кВ. При оценке срока службы кабелей следует учитывать тепловое старение изоляции, вызванное дополнительным нагревом токами высших гармоник, а также электрическое старение вследствие искажения формы кривой напряжения. Согласно оценкам, приведенным в [3], большой уровень высших гармоник тока может привести к снижению срока службы кабеля на 25 %.

Увеличение падения напряжения между нейтральной точкой и землей приводит к неправильной работе чувствительного электронного оборудования. Кроме того, большие уровни токов третьей гармонической составляющей вызывают дополнительный нагрев обмоток трансформаторов, что может привести к повреждению изоляции.

Таким образом, для трехфазных четырехпроводных сетей необходимы устройства, обеспечивающие ослабление токов и напряжений нулевой последовательности.

Схема гибридного фильтра, осуществляющего ослабление третьих гармоник тока и напряжения в трехфазной четырехпроводной сети, показана на рис.7. Нелинейной нагрузкой являются мостовые выпрямители, включенные в каждую из фаз.

Гибридный фильтр образован последовательным соединением пассивного и активного фильтров. Ветви пассивного фильтра представляют последовательные резонансные контуры, настроенные на частоту третьей гармоники. Напряжение активного фильтра пропорционально току нейтрального провода $U_{аф} = R_{аф} I_N$.

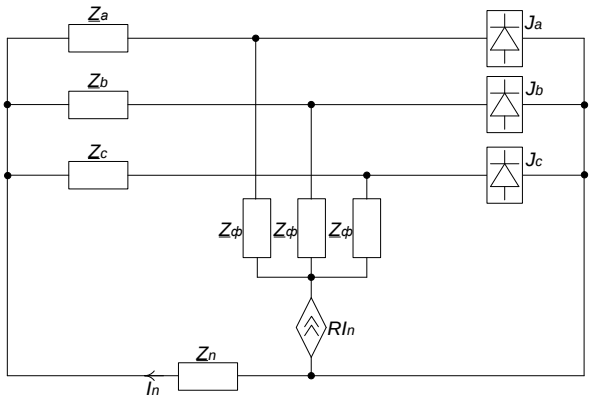


Рис. 7. Схема гибридного фильтра, ослабляющий третью гармоникутока и напряжения в трехфазной четырехроводной сети.

Управляющий параметр АФ имеет частотную характеристику идеального режекторного фильтра, настроенного на частоту сети $\omega_{\text{с}}$:

$$R(\omega) = R_{аф}, \quad \omega \neq \omega_{\text{с}} \qquad (1)$$

$$R(\omega) = 0, \quad \omega = \omega_{\text{с}}. \qquad (2)$$

При симметричном режиме напряжение между нейтральными точками

$$U_{nN} = \frac{3Z_N Z_{\text{пф}} J_3}{3Z_N + Z_{\text{с}} + Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}}.$$

Здесь J_3 – ток третьей гармоники. Ток нейтрального провода

$$I_N = \frac{U_{nN}}{Z_N} = \frac{3Z_{\text{пф}} J_3}{3Z_N + Z_{\text{с}} + Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}}.$$

Для токов высших гармоник действие активного фильтра эквивалентно включению резистора $R_{аф}$ последовательно с сопротивлением нейтрального провода Z_N.

Для исследования характеристик предложенного фильтра была использована модель, реализованная в среде Matlab. Параметры модели сети: сопротивление сети $R_{\text{с}} = 5$ Ом, индуктивность $L_{\text{с}} = 0.15$ мГн, параметры выпрямителей: сопротивление

нагрузки $R_н = 25$ Ом, емкость сглаживающего фильтра $C = 1500$ мкФ.

На рис. 8 показана кривая тока в нейтральном проводе. Пассивный фильтр включается в момент $t = 0.15$ с. При $t = 0.25$ с включается активный фильтр.

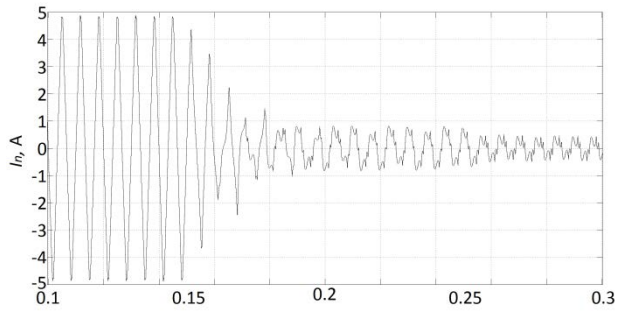


Рис. 8. Кривая тока в нейтральном проводе.

На рис. 9 показан спектр тока I_N для различных режимов работы.

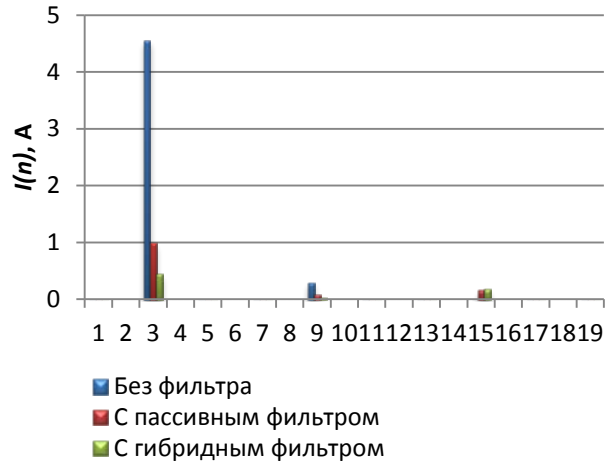


Рис. 9. Спектр тока I_N для различных режимов работы.

Моделирование показывает, что предлагаемый гибридный фильтр эффективно ослабляет ток нейтрального провода.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Lai J.-S., Key T. Effectiveness of harmonic mitigation equipment for commercial office buildings. – IEEE trans. on Industry Applications, 1997, Vol. 33, No. 4, pp. 1104-1110.

[2] Темербаев С. А., Боярская Н. П., Довгун В. П. Анализ качества электроэнергии в городских распределительных сетях 0,4 кВ. Журнал Сибирского федерального университета. Серия техника и технологии. 2013, № 1, с. 107-120.

[3] Тульский В. Н., Карташев И. И. и др. Влияние высших гармоник тока на режимы работы кабелей распределительной сети 380 В. Промышленная энергетика, № 5, 2013, с. 39-44.

[4] Вагин Г. Я., Севостьянов А. А., Солнцев Е. Б., Терентьев П. В. К вопросу о выборе нулевых проводников в городских электрических сетях. – Промышленная энергетика, 2014, № 2, с. 22-25.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Чернышов Максим Олегович окончил институт космических и информационных технологий сибирского федерального университета в 2014г. по специальности “Информационные системы и технологии в энергетики”. С 2014г. аспирант Сибирского федерального университета.



Довгун Валерий Петрович, доктор технических наук, профессор Сибирского федерального университета. Член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ. Основные научные интересы: синтез аналоговых и цифровых систем; проектирование фильтрокомпенсирующих устройств для систем электроснабжения.



Новиков Виктор Валерьевич, кандидат технических наук, доцент Сибирского федерального университета. Основные научные интересы: оптимальное проектирование частотно-селективных устройств.



Бруцкий Сергей Викторович, окончил институт космических и информационных технологий сибирского федерального университета в 2014г. по специальности “Информационные системы и технологии в энергетики”. С 2014г. обучается в магистратуре сибирского федерального университета.

Моделирование установившихся режимов сложных электрических сетей с нелинейными и несимметричными нагрузками

В.С. Боровиков, Н.Н. Харлов

Предложена математическая модель расчета показателей качества электрической энергии, потерь активной мощности и энергии в сложных электрических сетях с нелинейными и несимметричными нагрузками. На основе данных инструментального обследования проведены расчеты показателей качества напряжения, токовой загрузки линий основной и высшими гармоническими составляющими, основных и добавочных потерь для отдельных линий и для участков сети. Даны рекомендации о необходимости и величине включения добавочных потерь в технологические потери на транспорт электрической энергии

Ключевые слова: Моделирование установившихся режимов, нелинейные и несимметричные нагрузки, качество электрической энергии, добавочные потери

ВВЕДЕНИЕ

Расчет установившегося несинусоидального режима сложной электрической сети и определение потерь мощности от протекания токов основной частоты и токов высших гармоник представляет собой непростую задачу. Основными особенностями данной задачи (в отличие от задач расчета синусоидальных симметричных режимов) являются:

-необходимость учета несимметрии токов высших гармоник (а в ряде случаев и несимметрии токов основной гармоники), поскольку реальные режимы характеризуются высоким уровнем несимметрии токов;

- необходимость учета распределенности параметров линий, в особенности при расчете режимов на частотах высших гармонических составляющих;

- необходимость учета геометрии подвески проводов и грозозащитных тросов линий, поскольку геометрия она в значительной степени определяет результаты расчета режима, в особенности на частотах высших гармонических токов и напряжений;

- необходимость учета поверхностного эффекта при протекании токов высших гармоник по проводам и грозозащитным тросам линии;

Ниже излагаются общие принципы построения математической модели установившегося несинусоидального режима и приводятся результаты расчета режима и потерь мощности в сложной электрической сети на ее основе.

ПРИНЦИП ПОСТРОЕНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Уравнения баланса токов

Расчет режима, обеспечивающий учет перечисленных факторов, может быть выполнен на основе уравнений установившегося несинусоидального режима (УУНР) в форме баланса токов в узлах электрической сети на отдельных частотах гармонических составляющих. При этом напряжения по концам линий и токи линий связываются известными телеграфными уравнениями [3]. Для многопроводной линии, состоящей из m проводов и грозозащитных тросов данные уравнения, в матричной форме записи на частоте n-й гармоники, имеют следующий вид:

$$\begin{aligned} \dot{U}_{xn} &= e^{-\lambda_{un}x}A_n + e^{\lambda_{un}x}B_n; \\ \dot{I}_{xn} &= e^{-\lambda_{in}x}C_n + e^{\lambda_{i}x}D_n; \\ -Z_n\dot{I}_{xn} &= -\lambda_{un}e^{-\lambda_{un}x}A_n + \lambda_{un}e^{\lambda_{un}x}B_n; \\ -Y_n\dot{U}_{xn} &= -\lambda_{in}e^{-\lambda_{in}x}C_n + \lambda_{in}e^{\lambda_{in}x}D_n; \end{aligned} \quad (1)$$

Здесь $\dot{U}_{nx}, \dot{I}_{nx}$ - векторы размерностью m значений напряжений и токов на частоте n-

й гармоники на расстоянии x от начала линии ;

A_n, B_n, C_n, D_n - векторы размерностью m, вычисляемые для гармоники относительной частоты n;

$\lambda_{un} = \sqrt{Z_n Y_n}$; $\lambda_{in} = \sqrt{Y_n Z_n}$ - функции от матриц Z_n, Y_n размерностью $m \times m$ собственных и взаимных сопротивлений и проводимостей проводов линии, вычисленные на частоте n-й гармоники;

$e^{-\lambda_{un}x}, e^{\lambda_{un}x}, e^{-\lambda_{in}x}, e^{\lambda_{in}x}$ - функции от матриц $\mp\lambda_{un}x, \mp\lambda_{in}x$ также размерностью $m \times m$

Объединяя матричные уравнения (1) в систему, и придавая $\dot{U}_{xn}, \dot{I}_{xn}$ значения, измеренные в начале линии или в конце линии, и решая полученную систему размерностью $4m$ определяются векторы A_n, B_n, C_n, D_n:

$$\begin{vmatrix} A_{пн} \\ B_{пн} \\ C_{пн} \\ D_{пн} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} E & E & 0 & 0 \\ 0 & 0 & E & E \\ -\lambda_{un} & \lambda_{un} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\lambda_{in} & \lambda_{in} \end{vmatrix}^{-1} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_{пн} \\ \dot{I}_{пн} \\ -Z_n \dot{I}_{пн} \\ -Y_n \dot{U}_{пн} \end{vmatrix} \quad (2)$$

Далее индексы "*н*" и "*к*" будут означать начало и конец линии.

Формирование уравнений балансов токов в узлах электрической сети предполагает процедуру определения токов ветвей при заданных напряжениях в узлах. Применительно к уравнениям (1), описывающим режим ветви, данная процедура выглядит следующим образом:

1. Для заданных значений $\dot{U}_{пн}, \dot{U}_{пк}$ определяются векторы- столбцы A_n, B_n путем решения следующей системы матричных уравнений, записываемой на основе первого и второго уравнений системы (1):

$$\dot{U}_{пн} = A_n + B_n;$$
$$\dot{U}_{пк} = e^{-\lambda_{un}l} A_n + e^{\lambda_{un}l} B_n.$$

Решение данной системы при использовании блочной формы записи матриц имеет следующий вид:

$$\begin{vmatrix} A_n \\ B_n \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} E & E \\ e^{-\lambda_{un}l} & e^{\lambda_{un}l} \end{vmatrix}^{-1} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_{пн} \\ \dot{U}_{пк} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} H_{11n} & H_{12n} \\ H_{21n} & H_{22n} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_{нп} \\ \dot{U}_{кп} \end{vmatrix}$$

Здесь E - комплексная единичная матрица размерностью $m \times m$.

Откуда

$$\begin{aligned} A_n &= H_{11n}\dot{U}_{пн} + H_{12n}\dot{U}_{пк} \\ B_n &= H_{21n}\dot{U}_{пн} + H_{22n}\dot{U}_{пк} \end{aligned} \quad (3)$$

2. Определяется вектор- столбец тока в начале линии $\dot{I}_{пн}$ с использованием третьего уравнения системы (1) при x=0 и полученного решения системы (3):

$$\dot{I}_{пн} = -Z_n^{-1}(-\lambda_{un}(H_{11n}\dot{U}_{пн} + H_{12n}\dot{U}_{пк}) + \lambda_{un}(H_{21n}\dot{U}_{пн} + H_{22n}\dot{U}_{пк})). \quad (4)$$

3. Определяется вектор-столбец тока в конце линии $\dot{I}_{пк}$ с использованием также третьего уравнения системы (1) при $x=l$ и с учетом (3):

$$\dot{I}_{пк} = -Z_n^{-1}(-\lambda_{un}e^{-\lambda_{un}l}(H_{11n}\dot{U}_{пн} + H_{12n}\dot{U}_{пк}) + \lambda_{un}e^{\lambda_{un}l}(H_{21n}\dot{U}_{пн} + H_{22n}\dot{U}_{пк})). \quad (5)$$

Рассмотрим формирование уравнений установившегося несинусоидального режима в форме баланса токов на примере трехузловой схемы, содержащей источник питания (в общем случае с несинусоидальными и несимметричными напряжениями) в узле 3 (базисном по напряжению) и две нелинейных нагрузки в узлах 1 и 2 (в общем случае также несимметричные и несинусоидальные) (рис. 1).

– Баланс токов в узле 1 для n- й гармонической составляющей:

$$(-Z_{n(12)}^{-1})((-\lambda_{un(12)}(H_{11n(12)}\dot{U}_{n(1)} + H_{12n(12)}\dot{U}_{n(2)}) + \lambda_{un(12)}(H_{21n(12)}\dot{U}_{n(1)} + H_{22n(12)}\dot{U}_{n(2)})) +$$
$$(-Z_{n(13)}^{-1})((-\lambda_{un(13)}(H_{11n(13)}\dot{U}_{n(1)} + H_{12n(13)}\dot{U}_{n(3)}) + \lambda_{un(13)}(H_{21n(13)}\dot{U}_{n(1)} + H_{22n(13)}\dot{U}_{n(3)})) = \dot{J}_{n1}$$

– Баланс токов в узле 2:

$$(Z_{n(12)}^{-1})((-\lambda_{un(12)} \mathrm{e}^{-\lambda_{un(12)}l_{(12)}}(H_{11n(12)}\dot{U}_{n(1)} + H_{12n(12)}\dot{U}_{n(2)}) + \lambda_{un(12)} \mathrm{e}^{\lambda_{un(12)}l_{(12)}}(H_{21n(12)}\dot{U}_{n(1)} + H_{22n(12)}\dot{U}_{n(2)})) + (-Z_{n(23)}^{-1})((-\lambda_{un(23)}(H_{11n(23)}\dot{U}_{n(2)} + H_{12n(23)}\dot{U}_{n(3)}) + \lambda_{un(23)}(H_{21n(23)}\dot{U}_{n(2)} + H_{22n(23)}\dot{U}_{n(3)})) = \dot{J}_{n2}$$

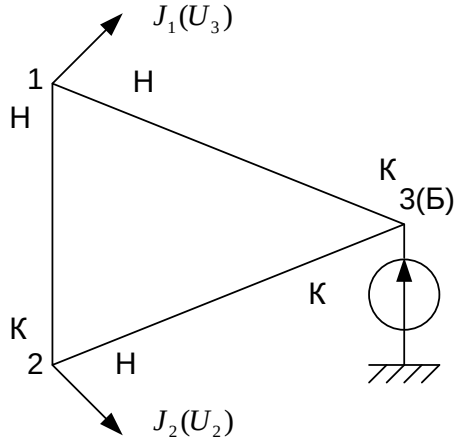


Рис. 1. Схема трехузловой электрической сети

После некоторых преобразований данная система матричных уравнений приобретает следующий вид:

$$\begin{vmatrix} Y_{11n} & Y_{12n} \\ Y_{21n} & Y_{22n} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_{n1} \\ \dot{U}_{n2} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \dot{J}_{n1} \\ \dot{J}_{n2} \end{vmatrix} - \dot{\mathrm{U}}_{n3} \times \begin{vmatrix} Y_{13n} \\ Y_{23n} \end{vmatrix}$$

Здесь значения элементов матриц определяются следующими соотношениями:

$$Y_{11n} = (-Z_{n(12)}^{-1})(-\lambda_{un(12)}H_{11n(12)} + \lambda_{un(12)}H_{21(12)}) + (-Z_{n(13)}^{-1})(-\lambda_{un(13)}H_{11n(13)} + \lambda_{un(13)}H_{21n(13)})$$

$$Y_{12n} = (-Z_{n(12)}^{-1})(-\lambda_{un(12)}H_{12n(12)} + \lambda_{un(12)}H_{22n(12)})$$

$$Y_{21n} = (Z_{n(12)}^{-1})(-\lambda_{un(12)}e^{-\lambda_{un(12)}l_{(12)}}H_{11n(12)} + \lambda_{un(12)}e^{\lambda_{un(12)}l_{(12)}}H_{21n(12)})$$

$$Y_{22n} = (Z_{n(12)}^{-1})(-\lambda_{un(12)}e^{-\lambda_{un(12)}l_{(12)}}H_{12n(12)} + \lambda_{un(12)}e^{\lambda_{un(12)}l_{(12)}}H_{22n(12)}) + (-Z_{n(23)}^{-1})(-\lambda_{un(23)}H_{11n(23)} + \lambda_{un(23)}H_{21n(23)})$$

$$Y_{13} = (-Z_{n(13)}^{-1})(-\lambda_{un(13)}H_{12n(13)} + \lambda_{un(13)}H_{22n(13)})$$

$$Y_{23} = (-Z_{n(23)}^{-1})(-\lambda_{un(23)}H_{12n(23)} + \lambda_{un(23)}H_{22n(23)})$$

Наиболее сложной процедурой при проведении расчетов по приведенным уравнениям является процедура вычисления функций от матриц типа: $\lambda_u(\omega_n) = \sqrt{Z(\omega_n)Y(\omega_n)}$,

$\lambda_i(\omega_n) = \sqrt{Y(\omega_n)Z(\omega_n)}$, $e^{-\lambda_u l}, e^{\lambda_u l}$, $e^{-\lambda_i l}$, $e^{\lambda_i l}$.

В дальнейшем данные функций вычисляются с использованием теоремы Кэли-Гамильтона [4], в соответствии с которой матричная функция определяется по формуле:

$$f(A) = \frac{1}{\Delta}\sum_{k=1}^{n}\Delta_{n-k}A^{n-k} \qquad (6)$$

Здесь Δ - определитель Вандермонда $\det[A]$ [4], определяемый для матрицы *A*, составленной из соответствующих степеней собственных значений $\mu_j, j = 1,n$ матрицы *A*, где *k-й* столбец матрицы формируется из значений $\lambda_{jk} = \mu_j^{k-1}$

Δ_j - определитель, получаемый, если в *A* вместо *k-го* столбца $\lambda_{jk} = \mu_j^{k-1}$ подставить $\lambda_{j,k} = f(\mu_j), j = 1,n$.

В некоторых случаях при неизвестных значениях гармонических составляющих задающих токов расчет должен выполняться итерационно, причем на каждой *k-й* итерации значения гармонических составляющих задающих токов могут быть вычислены с учетом приближений спектров напряжений в узлах по соответствующим математическим моделям нагрузки (например, приведенным в [1, 2]):

$$\begin{vmatrix} Y_{11n} & Y_{12n} \\ Y_{21n} & Y_{22n} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} \dot{U}_{1n} \\ \dot{U}_{2n} \end{vmatrix}^{k+1} = \begin{vmatrix} \dot{J}_{1n}(u_1^k) \\ \dot{J}_{2n}(u_2^k) \end{vmatrix} - \dot{\mathrm{U}}_{3n} \times \begin{vmatrix} Y_{13n} \\ Y_{23n} \end{vmatrix}$$

Данные уравнения позволяют также исследовать частотные свойства входных сопротивлений многопроводных линий и сети в целом с учетом распределенности параметров и определять возможности возникновения резонансных режимов на частотах высших гармоник.

При расчете необходимо учитывать явление поверхностного эффекта в проводах. В соответствии с результатами исследований, изложенными в [5], погонное полное сопротивление провода круглого сечения z_n на частоте ω_n определяется в зависимости от величины $\chi = \frac{r_{np}}{2\sqrt{2}}\sqrt{\omega\mu\gamma}$ по формулам:

$$z_n = r_0 \cdot ((1+\frac{\chi^4}{3}) + j(\chi^2 - \frac{\chi^6}{6})) \quad (7)$$

при $\chi<1$

$$z_n = r_0 \cdot ((\chi + \frac{1}{4} + \frac{3}{64\cdot\chi}) + j(\chi - \frac{3}{64\chi})) \quad (8)$$

при $\chi>1$

где r_0 - погонное активное сопротивление провода постоянному току;

r_{np} - внешний радиус провода;

μ, γ -относительная магнитная проницаемость и удельная проводимость материала провода.

Мнимая составляющая сопротивления учитывает только его внутреннюю индуктивность. Внешняя индуктивность провода рассчитывается в соответствии с [6].

Модели нагрузок узлов

Нагрузки узлов на основной и высших гармонических составляющих замещаются полными сопротивлениями. На основной частоте сопротивления на каждой итерации корректируются с учетом статизма нагрузок по напряжению. На высших гармониках сопротивления нагрузок определяются в зависимости от узловых мощностей, определенных с учетом статизма по установленным регрессионным связям или по специально разработанным нелинейным математическим моделям.

Проведенные исследования сопротивлений комплексной нагрузки на частотах высших гармонических составляющих показали их слабую зависимость от частоты. В первом приближении значения комплексных сопротивлений нагрузки, приведенные к шинам 110 кВ для гармоники *n* замещаются сопротивлением

$$Z_n = 15/S(U_1)\cdot(15n+1600)e^{j(0.25n+77,5)^0}$$

где S – модуль полной мощности комплексной нагрузки мегавольт-ампер, приложенной к шинам 110 кВ. С использованием данной формулы и известного спектра узловых напряжений определяется спектр узловых токов.

Если значения гармонических составляющих токов известны (например, по результатам измерений), то они также могут быть использованы в расчете.

Для единичных электроприемников разработаны математические модели, позволяющие определить спектр тока по приложенному спектру узловых напряжений. В общем случае (за исключением первого) расчет ведется итерационно.

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА

В качестве примера приведем расчет установившегося режима замкнутой электрической сети, приведенной на рис. 1. Линии длиной 64, 71, и 85 км, выполнены проводом АС-120/19 на опорах типа П110-5 со стальным тросом марки С50.

Гармонический состав амплитуд кривых фазных токов в начале линии и фазных напряжений в узлах нагрузки приведен в таблице 1.

Гармонические составляющие токов нагрузки предполагаются независящими от напряжений узлов.

Расчет по изложенной методике позволил определить значения гармонических составляющих напряжений в узлах и гармонических составляющих токов в начале и в конце ветвей, а также основные и добавочные потери активной мощности.

ТАБЛИЦА 1. Гармонический состав токов и напряжений

№ гармоники	Фазное напряжение источника питания (узел 3), В			Фазный ток нагрузки (узел 1), А			Фазный ток нагрузки (узел 2), А		
	Фазы								
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
1	67067,0+j0,0	-34100,2-j58826,0	-33786,2+j57818,1	31,6+j19,6	-0,62-j35,8	-33,7+j19,4	11,8+j16,0	14,24-j18,0	-27,0-j0,42
2	-86,9-j35,5	-6,4-j45,8	2,2-j80,3	0,01+j0,07	-0,05-j0,06	-0,06-j0,2	-0,03+j0,07	0,01+j0,07	0,05+j0,02
3	304,8+j138,3	-53,4-j92,5	181,5+j493,3	0,8+j0,4	0,15+j0,47	-0,37-j0,52	-0,45+j0,77	-1,04-j2,3	-0,06+j1,56
4	-474,2+j312,7	-460,2+j91,1	380,0-j197,0	-0,05+j0,05	0,07+j0,03	0,03+j0,1	-0,03-j0,0	0,03+j0,03	0,01+j0,01
5	-271,7+j266,1	-268,0+j212,4	195,8+j31,0	1,54-j1,01	1,2+j0,8	1,2-j0,7	0,19+j0,61	0,05+j0,4	-0,02-j0,0
6	23,6-j54,8	21,5-j3,2	-14,0-j44,7	-0,08-j0,04	-0,1-j0,13	-0,1-j0,06	0,01+j0,0	-0,0-j0,02	-0,0-j0,03
7	-171,5-j468,6	98,5+j276,7	-55,2-j303,7	-0,22+j0,43	-0,2-j0,2	-0,2-j0,28	0,05+j0,37	0,25-j0,38	0,25+j0,08
8	-52,8-j94.2	93,3-j18,8	37,7-j53,0	-0,2-j0,6	-0,3-j0,5	0,57-j0,5	-0,01+j0,0	-0,05-j0,08	0,06+j0,02
9	47,5+j60,0	-134,1-j98,9	-160,3-j104,8	0,04-j0,25	0,2+j0,5	-0,5-j0,3	0,07+j0,09	0,38+j0,31	0,15-j0,37
10	-58,3-j1,1	7,1-j36,0	-27,0-j25,0	-0,07+j0,16	0,0+j0.2	-0,05-j0,2	0,03+j0,01	0,03-j0,01	0,01+j0,03
11	-107,5-j10,5	34,6+j32,6	-149,0-j81,0	0,07+j0.08	-0,01-j0,13	-0,0+j0,13	0,16-j0,32	-0,04+j0,14	-0,26-j0,03
12	28,6+j116,6	128,5-j0,9	53,7-j64,2	-0,12+j0,07	0,03+j0,16	0,1+j0,01	0,03-j0,04	0,03-j0,0	0,02+j0,05
13	180,7+j158,2	38,7-j334,3	164,2+j451,2	-0.01-j0,43	0,3+j0,3	0,12-j0,3	-0,06+j0,11	0,06-j0,16	0,21+j0,04
14	15,6-j61,8	-27,0-j97,7	-24,0-j2,1	-0,14-j0,01	0,04+j0,1	-0,1-j0,04	-0,07+j0,13	-0,01+j0,1	0,04+j0,06
15	191,0+j282,1	233,5-j150,0	-17,4-j331,7	0.08+j0.1	0,1+j0,1	-0,01+j0,01	-0,11-j0,67	0,03-j0,75	0,53+j0,42
16	-24,3+j48,6	-19,2-j39,0	-50,6-j90,0	-0.07+j0.01	-0,03-j0,03	-0,0+j0,01	-0,1+j0,01	0,05+j0,01	-0,1+j0,03
17	-168,8-j88,2	16,9-j128,1	-232,7+j90,7	0,02-j0,3	-0,1-j0,1	0,01-j0,3	0,25+j0,55	0,16+0,06	-0,36-j0,66
18	-26,5-j12,9	-21,0+j35,2	-23,0+j9,6	-0,08-j0,04	0,0+j0,0	0,0-j0,1	0,0-j0,01	-0,0-j0,02	-0,02+j0,04
19	15,7-j65,2	42,7+j72,7	62,6+j65,3	-0,04+j0,31	0,06+0,03	-0,2+j0,1	-0,19-j0,07	-0,11-j0,13	0,11+j0,12

Потери активной мощности в линии, вызванные токами основной гармоники и их высшими гармоническими составляющими

Потери активной мощности в проводах многопроводной линии в рамках используемой математической модели режима рассчитываются по формуле:

$$P = \sum_{i=1}^{m} \sum_{n=1}^{N} \int_0^l I_{i,n}^2(x) r_{ni} dx \qquad (9)$$

где $I_{i,n}(x)$ - действующее значение тока *n*-й гармоники в *i*-ом проводе на расстоянии *x* от начала линии;

r_{ni} - погонное сопротивление *i*-го провода на основной частоте;

m – количество проводов и грозозащитных тросов в линии;

l – длина линии;

N - число гармонических составляющих, учитываемых в расчете.

Потери от протекания токов прямой последовательности первой гармоники (основные потери) определяются по формуле:

$$P_{осн} = \sum_{i=1}^{m} \int_0^l I_{i,1}^{(1)2}(x) r_{1i} dx \qquad (10)$$

Потери, представляющие собой разность потерь от фазных токов основной частоты и от токов прямой последовательности основной частоты, представляют собой добавочные потери в линиях от несимметрии:

$$P_{доб\ несимм.} = \sum_{i=1}^{m} I_{i,1}^2 r_{1i} dx - \sum_{i=1}^{m} \int_0^l I_{i,1}^{(1)2}(x) r_{1i} dx \qquad (11)$$

Потери, обусловленные протеканием токов высших гармонических составляющих, представляют собой добавочные потери от несинусоидальности токов:

$$P_{доб.несин.} = \sum_{i=1}^{m} \sum_{n=2}^{N} \int_0^l I_{i,n}^2(x) r_{ni} dx \qquad (12)$$

Для определения значений токов $I_{in}(x)$ необходимо рассчитать распределение токов в проводах вдоль трассы линии (эпюры токов). Изменяя *x* от 0 до *l* выполняется расчет эпюр напряжений и токов вдоль трассы линий с использованием первого и второго уравнений системы (1) с учетом вычисленных значений векторов A_n, B_n. На рис. 2. приведены эпюры токов 1, 11, 13 гармоник вдоль трасс линий, которые показывают значительные изменения токов, что необходимо учитывать при определении потерь.

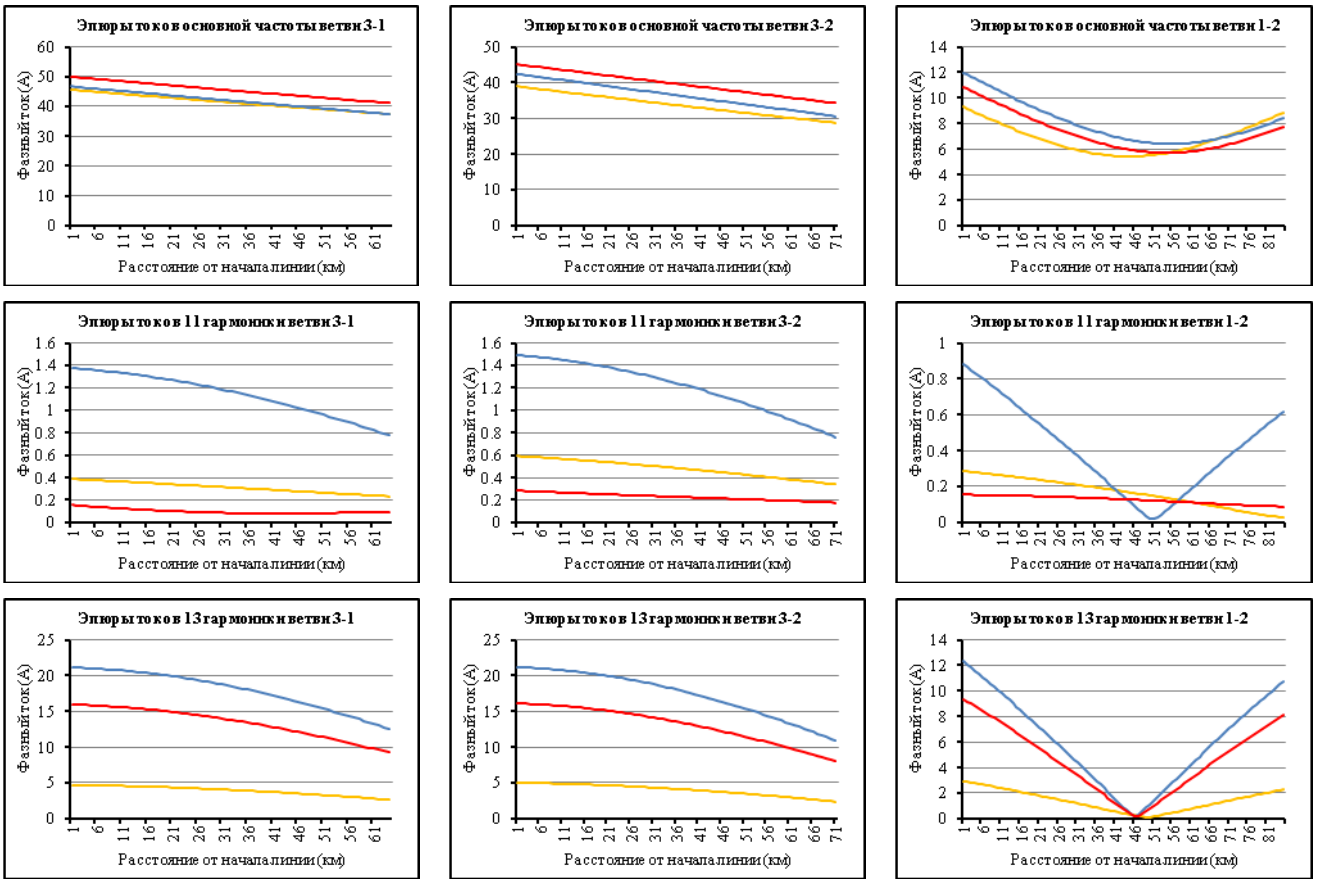


Рис.2. Распределение токов гармоник вдоль трассы линий

Исследования добавочных потерь в линиях показали значительное влияние соотношений между погонными индуктивными сопротивлениями и емкостными проводимостями линий. При определенной длине возможно возникновение резонанса токов. Это находит свое отражение в величине фазных входных проводимостей схемы относительно источника питания и в величине входных проводимостей схемы относительно узлов приложения нагрузок на частотах гармонических составляющих. На рис. 3. показаны модули входных проводимостей схемы относительно источника питания. Наибольшая проводимость схемы имеет место на частоте тринадцатой гармоники, а также на частотах 9, 11, 14 гармоник (частоты, близкие к резонансу токов в схеме относительно источника питания). Как следует из расчета потерь, это оказывает значительное влияние на их величину.

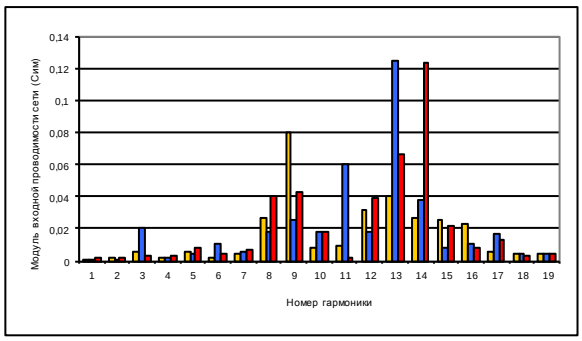


Рис.3 Модуль входной проводимости схемы сети относительно узла 3

Расчетное значение потерь активной мощности от протекания токов прямой последовательности основной частоты составило 18,14 кВт (минимально возможное значение потерь для данной схемы при симметричных нагрузках); расчетные активные потери от фактических токов основной частоты в поводах и грозозащитном тросе составили 33,6 кВт. Таким образом, добавочные потери от несимметрии токов прямой последовательности составили 15,46 кВт или 85,2% от минимально возможных.

Потери от протекания токов высших гармоник составили 4,9 кВт или 27,0% от минимально возможных. Структура добавочных потерь от протекания токов высших гармоник представлена на рис. 4.

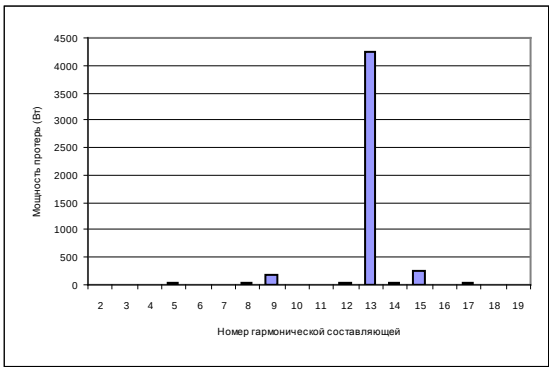


Рис. 4. Структура добавочных потерь от несинусоидальности токов в линиях

Здесь наибольшая величина потерь наблюдается на частоте тринадцатой гармоники, наиболее близкой к резонансу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Уравнения установившегося несинусоидального режима сложной электрической сети в форме баланса токов по своей форме совпадают с уравнениями установившегося синусоидального режима с той лишь разницей, что проводимости ветвей следует определять с учетом распределенности параметров линий. Необходимость учета несимметрии режима и взаимовлияния фазных токов требует применения аппарата функций от матриц с размерностью, определяемой числом проводов и грозозащитных тросов линий, что в значительной степени усложняет расчет.

2. В сложной электрической сети в зависимости от соотношения погонных параметров линий и их длины возможно возникновение резонанса токов. Чисел полюсов частотных зависимостей входных проводимостей относительно узлов сети в общем случае может быть несколько, что для случая одиночной линии отмечалось и ранее, например в [7].

3. Добавочные потери от протекания токов основной частоты определяются их несимметрией и могут составлять значительную долю суммарных потерь.

4. Наличие резонансных полюсов частотных зависимостей входных проводимостей вблизи частот высших гармонических напряжений источника питания или токов нагрузки существенно увеличивает добавочные потери в линиях.

5. В процессе эксплуатации электрических сетей необходим постоянный учет рассмотренных составляющих добавочных потерь с целью уточнения технико-экономических показателей функционирования системы транспорта электрической энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кучумов Л.А., Харлов Н.Н., Картасиди Н.Ю., Пахомов А.В., Кузнецов А.А. Использование метода гармонического баланса для расчета несинусоидальных и несимметричных режимов в системах электроснабжения// Электричество. – 1999.– № 12. – с. 10-21.

2. Харлов Н.Н. Математическое моделирование и идентификация узлов нагрузки с нелинейными электроприемниками// Электричество.– 2006.-№ 2. – С. 7-12.

3. Базуткин В.В., Дмоховская Л.Ф. Расчеты переходных процессов и перенапряжений. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 328 с., ил.

4. Korn G. Korn T. Mathematical handbook for scientists and engineers. New Yorc San Francisco Toronto London Sydney, McGraw-Hill Book Company, 1968.

5. Нейман Л.Р., Демирчан К.С. Теоретические основы электротехники. т. 2. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1967. – 407 с., ил.

6. Мельников Н.А., Рокотян С.С., Шеренцис А.Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330-500 кВ – М.: Энергия, 1974.- – 472 с., ил.

7. Arrillaga J., Bradley D., Bodger P. Power systems harmonics. Chichester: John Wiley & Sons, Ltd., 1985

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Боровиков Вячеслав Сергеевич, инженер Регионального учебно-научно-технологического центра ресурсосбережения Томского политехнического университета. Основные научные интересы: эффективность транспорта электрической энергии и экономичность работы электрических сетей, энергосбережение.



Харлов Николай Николаевич, к.т.н., доцент, ведущий инженер Регионального учебно-научно- технологического центра ресурсосбережения Томского политехнического университета. Основные научные интересы: математическое моделирование несинусоидальных режимов сложных электрических систем, энергосбережение.

Моделирование несимметричных режимов работы асинхронного двигателя

В.В. Романова, С.В. Хромов

На основании аналитических расчетов, а также компьютерного моделирования с использованием программного комплекса Matlab и пакета Simulink, рассмотрены режимы работы схемы "трансформатор - асинхронный двигатель".

Ключевые слова: имитационное моделирование в среде Matlab Simulink, асинхронный двигатель, несимметрия.

1. ВВЕДЕНИЕ

В электрических сетях напряжением 0,4 кВ могут иметь место несимметричные режимы, возникающие из-за наличия большого числа однофазных электроприемников, неравномерно распределенных по фазам [1–3]. В наибольшей степени такие режимы проявляются в сетях, питающихся от районных обмоток тяговых трансформаторов железных дорог переменного тока. А так как большую часть промышленной нагрузки представляют собой асинхронные двигатели, поэтому целесообразно изучить влияние данных режимов на работу асинхронных двигателей.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Поставленная задача реализована в наглядном и эффективном средстве визуального программирования моделей – пакете Simulink программы MATLAB.

Для моделирования выбраны асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором марок 4A132S4Y3 с $P_н$=7,5 кВт и 4A180M4Y3 с $P_н$=30 кВт; силовой трансформатор ТМ 1000/10/0,4 с группой соединения обмоток Y/Y0.

Моделирование можно условно разделить на три основных этапа:

1) подбор необходимых блоков модели в библиотеке Simulink,

2) соединение подобранных частей модели, если необходимо через порты (при использовании разных библиотек),

3) расчет параметров блоков модели, например, таких как трансформатор.

В полученной виртуальной модели имеется возможность исследования переходных процессов в асинхронном двигателе, снятия рабочих и искусственных механических характеристик, напряжения и частоты питающей сети.

Для расчета параметров используем алгоритмы, приведенные в источниках [4–5].

Формулы для расчета параметров трансформатора:

$$R_m = \frac{S}{U_{ном} I_{xx} \cos(\alpha)}; \quad (1)$$

В.В. Романова, С.В. Хромов. Забайкальский государственный университет, г. Чита, Россия (e-mail: viktoria.romanova.1981@ mail.ru).

$$L_m = \frac{S}{U_{ном} I_{xx} sin(\alpha)}; \quad (2)$$

$$\alpha = arccos \frac{P_{xx}}{U_{ном} I_{xx}}; \quad (3)$$

$$R_1 = R_2 = \frac{S U_к cos(\beta)}{2 U_{ном}^2 I_{ном}}; \quad (4)$$

$$L_1 = L_2 = \frac{S U_к sin(\beta)}{2 U_{ном}^2 I_{ном}}; \quad (5)$$

$$\beta = arccos \frac{P_к}{U_к I_{ном}}; \quad (6)$$

Формулы для расчета параметров асинхронного двигателя:

$$П_{мех} = (0{,}01 - 0{,}05) P_н; \quad (7)$$

$$C = (1{,}01 - 1{,}05); \quad (8)$$

$$R_r = \frac{P_н + П_{мех}}{3 I_н^2} \frac{1 - S_н}{S_н}; \quad (9)$$

$$R_s = \frac{U cos\alpha_н (1 - \eta)}{I_н} - C^2 R_r - \frac{П_{мех}}{3 I_н^2}; \quad (10)$$

$$L_{sp} = L_{rp} = \frac{U}{4\pi f_1 (1 + C^2) k_I I_н}; \quad (11)$$

$$L = \frac{U}{2\pi f_1 I_н \sqrt{1 - cos^2 \varphi} - \frac{2}{3} \frac{2\pi f_1 Mmax}{pU} \frac{S_н}{S_{rp}}}; \quad (12)$$

$$L_m = L - L_{sp}; \quad (13)$$

$$C1 = 1 + \frac{L_{sp}}{L_m}; \quad (14)$$

В завершении расчета необходимо определить коэффициент приведения и сравнить его с ранее принятым коэффициентом С. При необходимости расчет следует повторить, добиваясь минимальной разницы между С и С1.

Схема моделирования, сформированная средствами имитационного моделирования в среде Matlab Simulink, представлена на рис.1. Результаты моделирования схемы "трансформатор - асинхронный двигатель" показаны на рис.2,3,4,5,6,7.

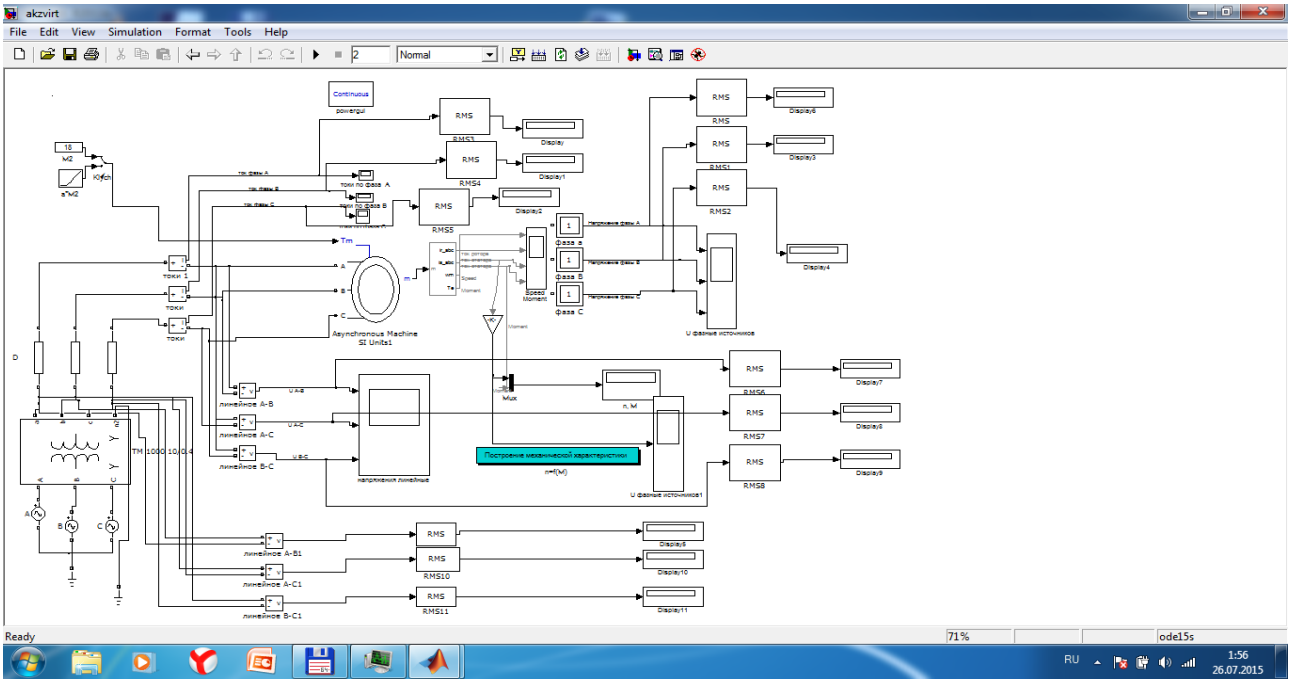


Рис. 1. Схема "трансформатор - асинхронный двигатель", реализованная в среде Matlab Simulink.

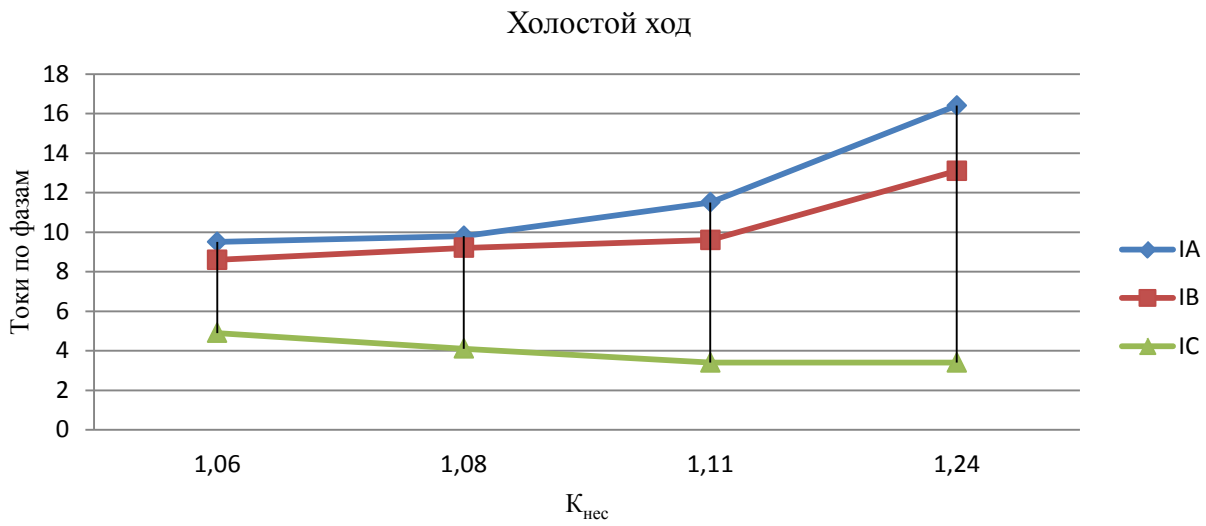


Рис. 2. Зависимость тока от коэффициента несимметрии при холостом ходу. Двигатель 4А132S4Y3, $P_н$=7,5 кВт.

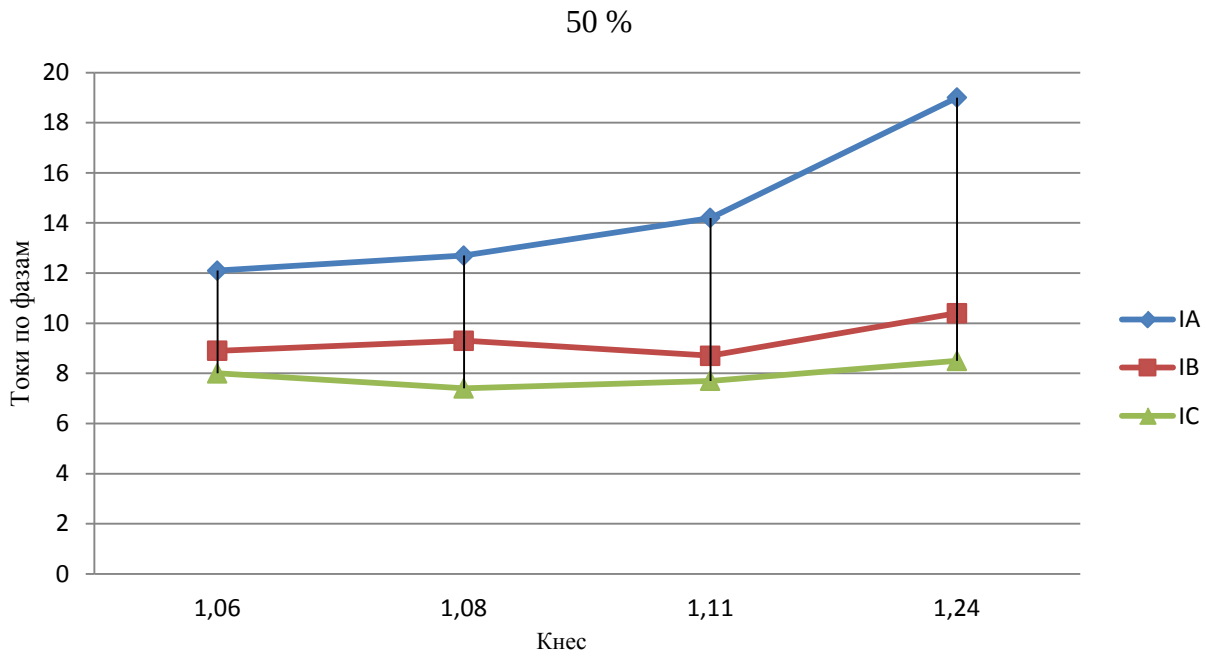


Рис. 3. Зависимость тока от коэффициента несимметрии при 50% загрузке. Двигатель 4А132S4Y3, $P_н$=7,5 кВт.

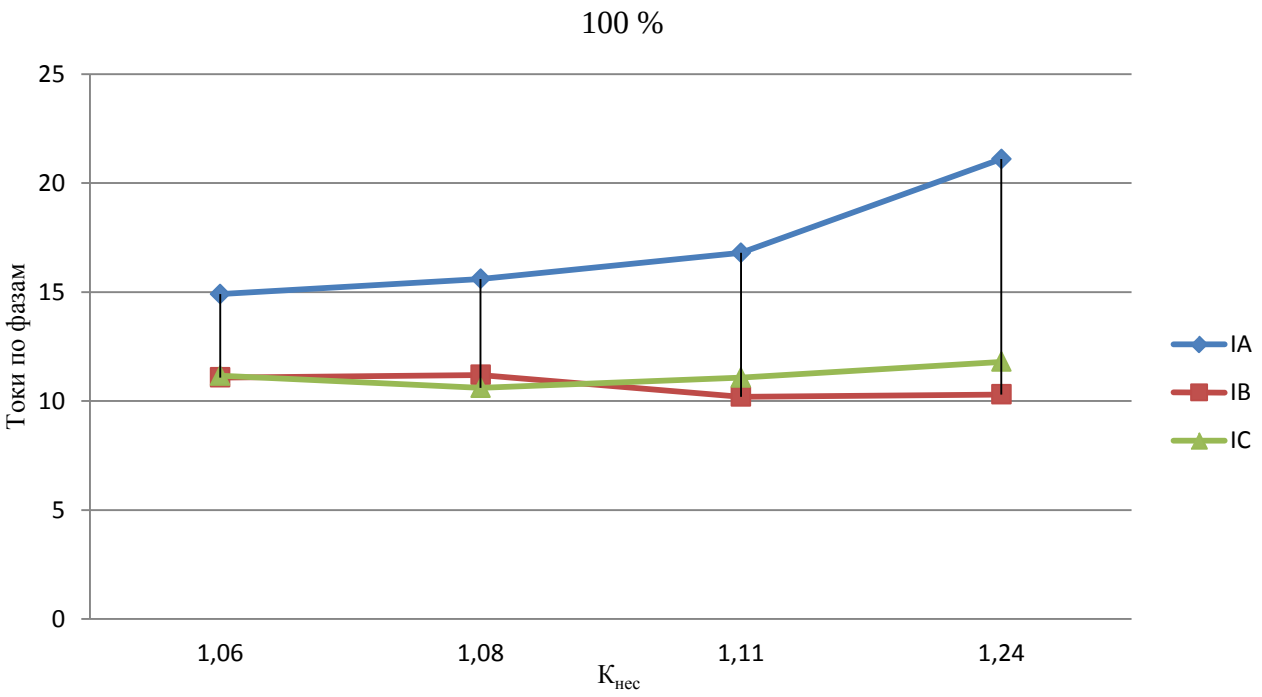


Рис.4. Зависимость тока от коэффициента несимметрии при 100% загрузке. Двигатель 4А132S4Y3, $P_н$=7,5 кВт.

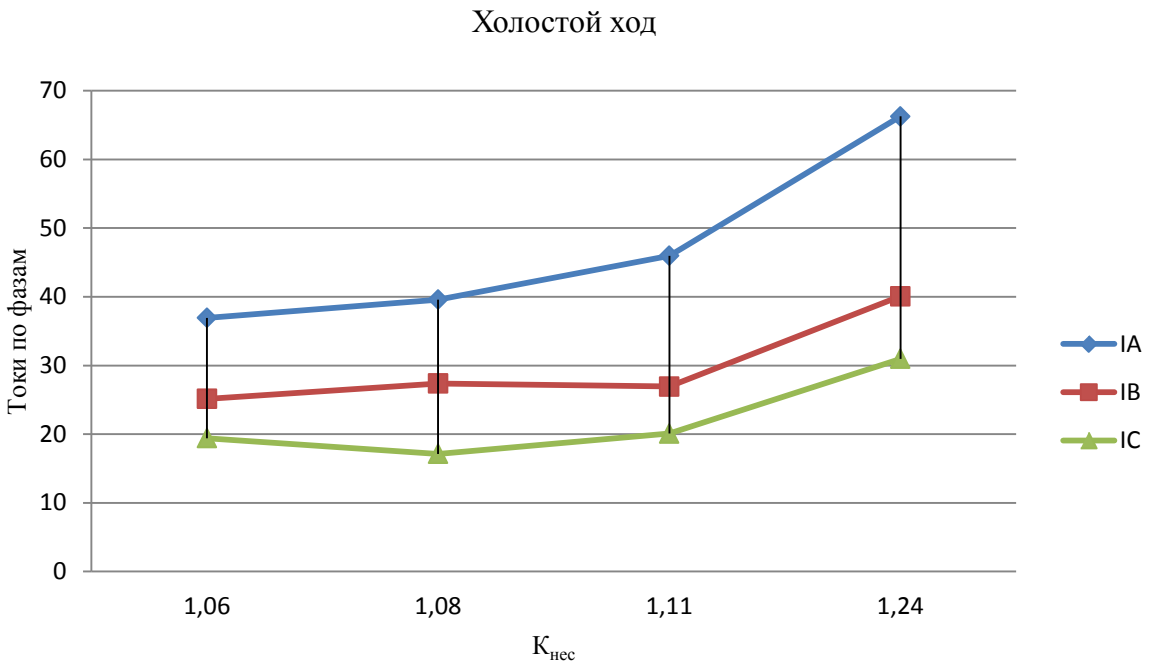


Рис. 5. Зависимость тока от коэффициента несимметрии при холостом ходу. Двигатель 4А180М4Y3, Рн=30 кВт.

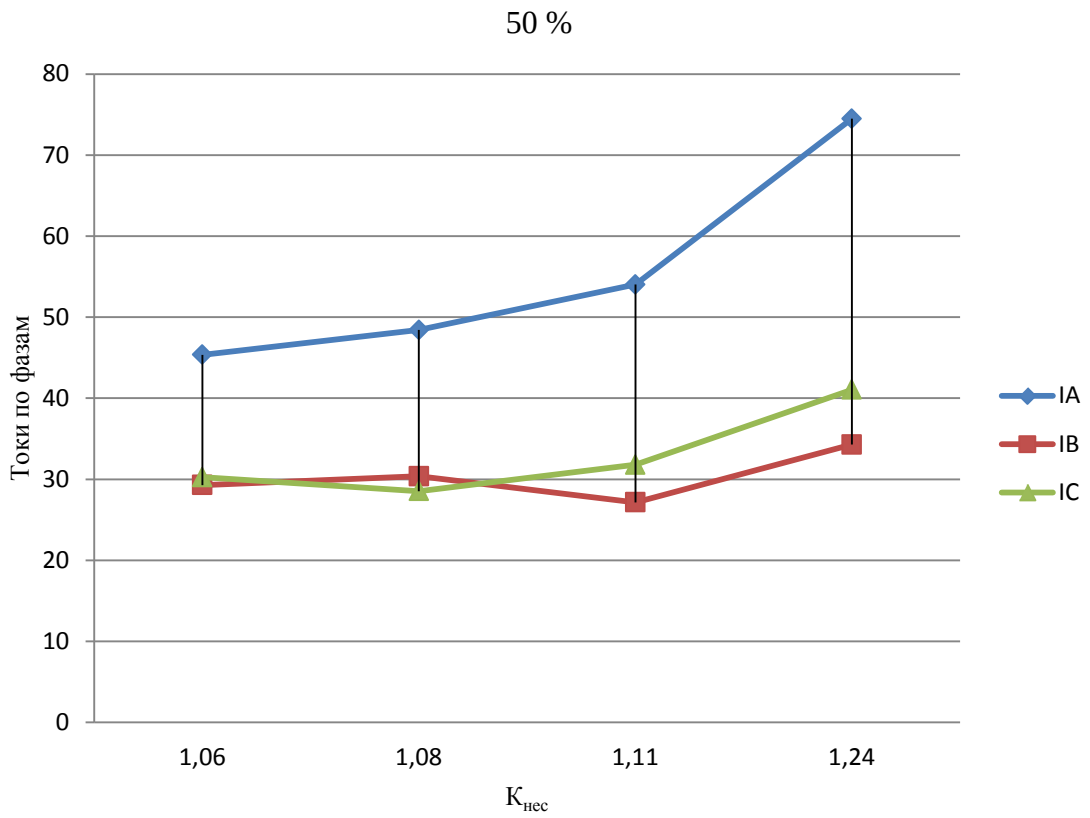


Рис. 6. Зависимость тока от коэффициента несимметрии при 50% загрузке. Двигатель 4А180М4У3, Рн=30 кВт.

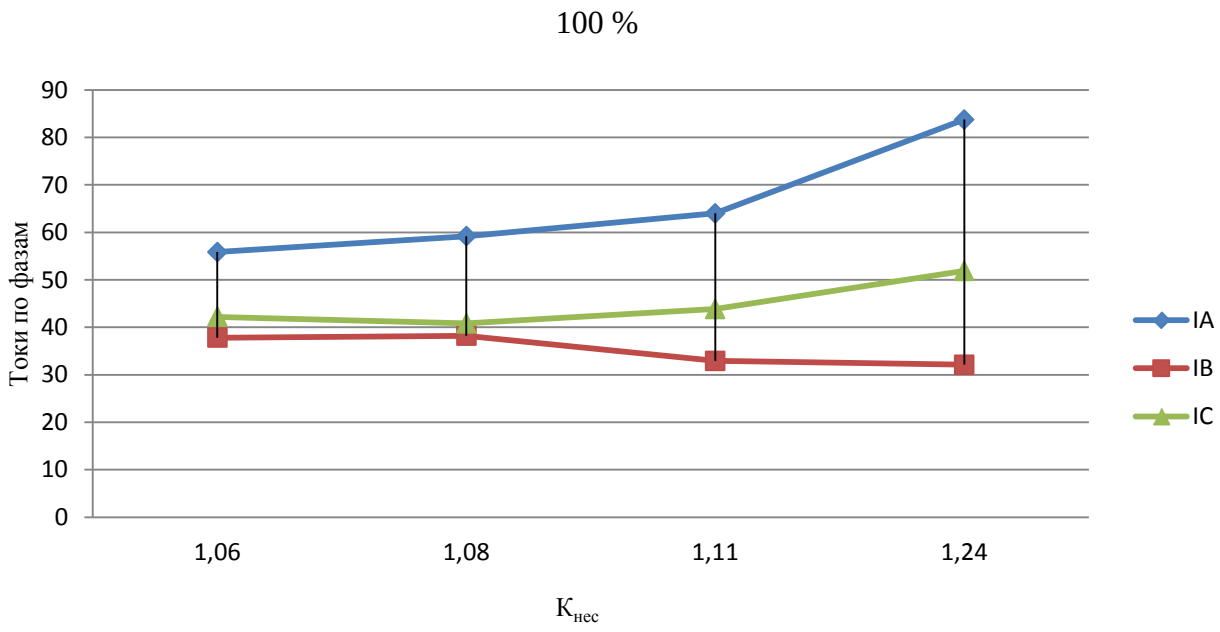


Рис. 7. Зависимость тока от коэффициента несимметрии при 100% загрузке. Двигатель 4А180М4У3, Рн=30 кВт.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ результатов моделирования позволил сделать следующие выводы:

1) чем меньше загрузка электродвигателя, тем больше несимметрия фазных токов,

2) фазные токи зависят от приложенных к зажимам электродвигателя симметричных напряжений линейно. При этом фазные токи растут быстрее на двигателях большей мощности,

3) установлено, что с повышением симметричного напряжения на зажимах электродвигателя, с уменьшением его коэффициента загрузки и увеличением номинальной мощности наблюдается резкое увеличение симметричных фазных токов, т.е. токи в фазах в этом случае зависят от трех переменных,

4) чем больше нагрузка, тем меньше нелинейность по наименее загруженной фазе,

5) выявлено, что при отсутствии защиты от перегрузки на двигателях малой мощности при значительных несимметриях линейных напряжений может наблюдаться их перегрев и выход из строя,

6) установлено, что несимметрия линейных питающих напряжений значительно влияет на величины фазных токов трехфазных асинхронных электродвигателей.

Очевидно, что математическое моделирование позволит выявить конкретную проблему при работе асинхронного двигателя в несимметричных режимах, а также найти возможные пути её решения.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Маркушевич, Н. С., Солдаткина, Л. А. Качество напряжения в городских электрических сетях [Текст] / Н.С. Маркушевич, Л.А. Солдаткина. - М. : Энергия, 1975. - 256 с.

[2] Левин, М. С., Мурадян, А. Е., Сырых, Н. Н. Качество электроэнергии в сетях сельских районов [Текст] / М.С. Левин, А.Е. Мурадян, Н.Н. Сырых. - М. : Энергия, 1975. - 224 с.

[3] Тимофеев, Д. В. Режимы в электрических системах с тяговыми нагрузками [Текст] / Д.В. Тимофеев. - М. : Энергия, 1972. - 296 с.

[4] Герман-Галкин, С.Г., Кардонов, Г.А. Электрические машины: Лабораторные работы на ПК [Текст] / С. Г.Герман-Галкин, Г.А. Кардонов. - СПб.: Корона-принт, 2003. - 256 с.

[5] Материалы по продуктам MATLAB & Toolboxes. [Электронный ресурс]. URL: http://matlab.exponenta.ru/ (дата обращения 02.06.2015г)

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Романова Виктория Викторовна – аспирант кафедры «Электроэнергетики и электротехники» энергетического факультета Забайкальского государственного университета, г.Чита, Россия. Основные научные интересы – качество электрической энергии, способы и методы его повышения, в распределительных сетях 0,4 кВ.



Хромов Сергей Владимирович – аспирант кафедры «Электроэнергетики и электротехники» энергетического факультета Забайкальского государственного университета, г.Чита, Россия. Основные научные интересы – качество электрической энергии.

.

Анализ и оптимизация характеристик гибридных фильтрокомпенсирующих устройств

В. П. Довгун, М. О. Чернышов, В. В. Новиков

В статье рассмотрены гибридные фильтрокомпенсирующие устройства, предназначенные для управления качеством электроэнергии в распределительных сетях с высоким уровнем нелинейной нагрузки. Проведен сравнительный анализ основных конфигураций гибридных фильтров по их способности компенсировать высшие гармоники напряжения в точке общего присоединения нелинейной нагрузки и питающей сети, а также ослаблять высшие гармоники тока сети. Рассмотрена процедура оптимизации характеристик ФКУ в смешанном пространстве параметров пассивного и активного фильтров.

Ключевые слова: **качество электроэнергии, гармоники, гибридные силовые фильтры.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Проблема обеспечения качества электроэнергии в системах электроснабжения является одной из важнейших в современной электроэнергетике. Это вызвано широким внедрением энергосберегающих технологических процессов и систем, и, как следствие, быстрым ростом числа потребителей с нелинейными и быстро изменяющимися характеристиками [1-3].

Традиционным средством повышения качества электроэнергии являются силовые пассивные фильтры гармоник (ПФГ). Серьезный недостаток пассивных фильтров заключается в том, что они являются статическими устройствами.

В последнее время значительный интерес проявляется к активным фильтрам гармоник (АФГ). Активные фильтры являются адаптивными устройствами, характеристики которых могут варьироваться в зависимости от режима работы сети. Однако широкое применение АФГ ограничивается их сложностью и высокой стоимостью. По этой причине использование силовых активных фильтров может оказаться экономически нецелесообразным.

Во многих случаях пассивные и активные ФКУ используют одновременно. Такое сочетание активных и пассивных фильтров называют гибридными фильтрокомпенсирующими устройствами (ФКУ). Гибридные системы позволяют значительно уменьшить мощность активного фильтра и снизить за счет этого стоимость всего устройства. В этом случае активный фильтр небольшой мощности используется для регулирования характеристик пассивных устройств [2-4].

В статье проведен сравнительный анализ основных конфигураций гибридных фильтров по их способности компенсировать высшие гармоники напряжения в точке общего присоединения нелинейной нагрузки и питающей сети, а также ослаблять высшие гармоники тока сети. Исследовано влияние пассивного и активного фильтров на характеристики гибридного устройства. Определены области применения различных структур.

2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИБРИДНЫХ ФИЛЬТРОВ

Пассивный фильтр представляет собой *LC*-двухполюсник, операторное сопротивление которого является дробно-рациональной функцией с простыми нулями и полюсами, ограниченными осью $j\omega$. Входное сопротивление *LC*-двухполюсника определяется выражением:

$$Z(s) = H\frac{\prod_{i=1}^{n}\left(s^2+\omega_i^2\right)}{\prod_{j=1}^{n-1}\left(s^2+\omega_j^2\right)} = H\frac{N(s)}{D(s)}. \qquad (1)$$

В.П. Довгун, М.О. Чернышов, В.В. Новиков, Сибирский федеральный университет, Красноярск, Россия (e-mail: Vdovgun@sfu-kras.ru).

Здесь ω_i и ω_j – нули и полюсы входной функции. Постоянную H называют коэффициентом нормирования. Нули и полюсы сопротивления пассивного двухполюсника чередуются.

При анализе характеристик гибридных фильтров используем следующие допущения.

1. Нелинейная нагрузка имеет характеристики идеального источника тока с бесконечным внутренним сопротивлением.

2. Пассивный фильтр гармоник включен параллельно нелинейной нагрузке в точке общего присоединения.

3. Активный фильтр гармоник моделируется управляемым источником напряжения или тока.

4. Управляющей величиной активного фильтра может быть ток или напряжение сети.

5. Управляющий параметр АФ имеет частотную характеристику идеального режекторного фильтра, настроенного на частоту сети:

$$R(\omega) = R_{a\phi}, \omega \neq \omega_c,$$

$$R(\omega) = 0, \omega = \omega_c,$$

На частоте основной гармоники параметр активного фильтра $R(\omega_c) = 0$, поэтому активный фильтр не влияет на токи и напряжения основной частоты.

Для анализа компенсационных характеристик систему «гибридный фильтр-внешняя сеть» представим четырехполюсником, на внешних зажимах которого действуют источники гармоник E_k и J_k. Для описания четырехполюсника используем систему уравнений в гибридных параметрах:

$$\begin{bmatrix} I_c \\ U_{\text{топ}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} \\ F_{21} & F_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_k \\ J_k \end{bmatrix},$$

где $[F] = \begin{bmatrix} F_{11} & F_{12} \\ F_{21} & F_{22} \end{bmatrix}$ – матрица гибридных параметров.

Рассмотрим основные конфигурации гибридных фильтров гармоник.

1. Последовательная структура, управляемая током сети (рис. 1). Управляющий параметр активного фильтра $R_{\text{аф}}$ имеет размерность сопротивления.

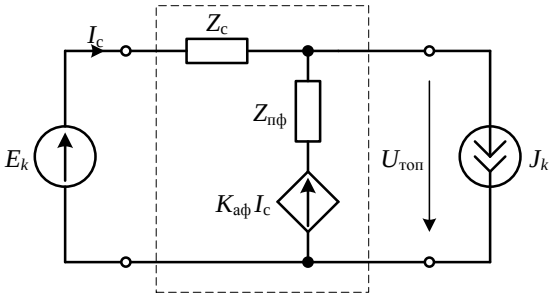
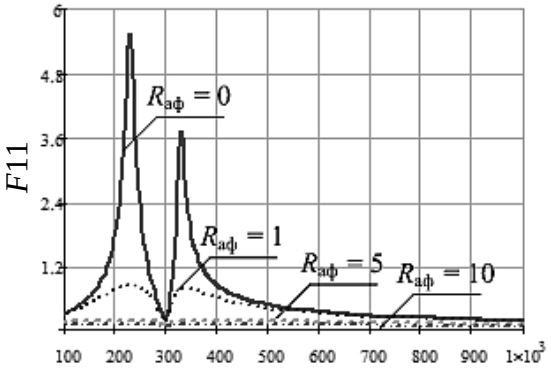


Рис. 1. Последовательная структура с активным фильтром, управляемым током сети.

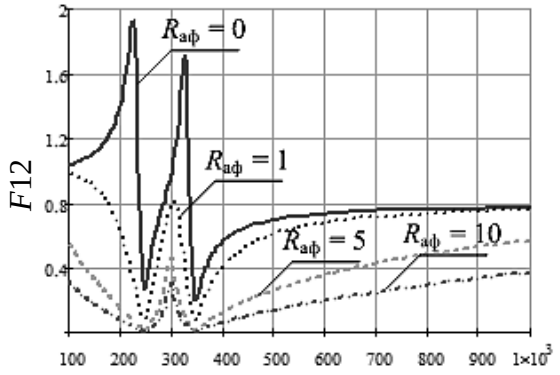
Для схемы на рис. 1 матрица гибридных параметров имеет вид:

$$[F] = \begin{bmatrix} \dfrac{1}{Z_c + Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}} & \dfrac{Z_{\text{пф}}}{Z_c + Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}} \\ \dfrac{Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}}{Z_c + Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}} & \dfrac{Z_{\text{пф}} Z_c}{Z_c + Z_{\text{пф}} + R_{\text{аф}}} \end{bmatrix} \quad (2)$$

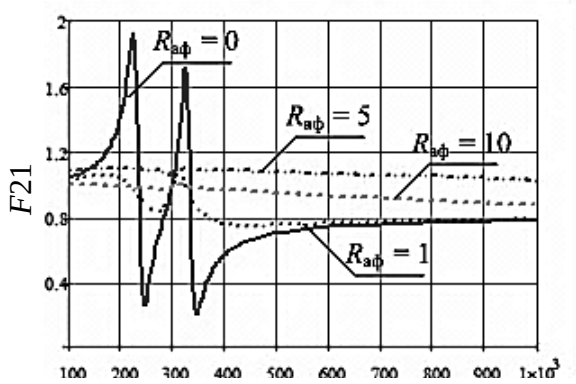
Частотные характеристики коэффициентов матрицы $[F]$ показаны на рис. 2.



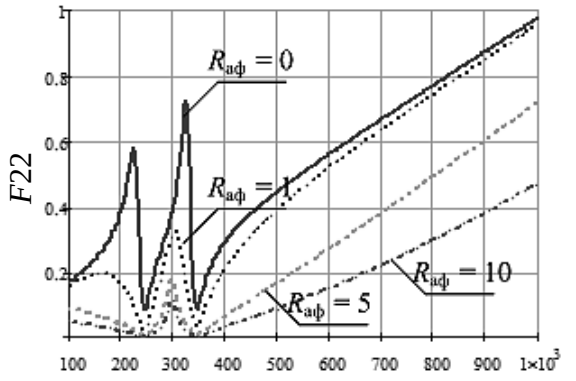
а



б



в



г

Рис. 2. Частотные характеристики гибридных параметров последовательной структуры, управляемой током сети (рис. 1).

Элементы матрицы гибридных параметров являются дробно-рациональными функциями комплексной переменной s. Их нули расположены на мнимой оси. Частоты нулей параметров F_{12} и F_{22} совпадают с частотами нулей $Z_{пф}(s)$. Нули параметра F_{11} образованы полюсами $Z_{пф}(s)$.

Действие активного фильтра эквивалентно включению сопротивления $R_{аф}$ последовательно с сопротивлением сети. За счет этого уменьшается добротность параллельного колебательного контура, образуемого фильтром и индуктивностью сети.

Анализ показывает, что последовательный ГФ с обратной связью по току не ослабляет высшие гармоники напряжения, распространяемые внешней сетью.

2. Параллельная структура с активным фильтром, управляемым напряжением в точке общего присоединения (рис. 3).

В рассматриваемом случае управляющей величиной является напряжение $U_{топ}$. Параметр активного фильтра $G_{аф}$ имеет размерность проводимости.

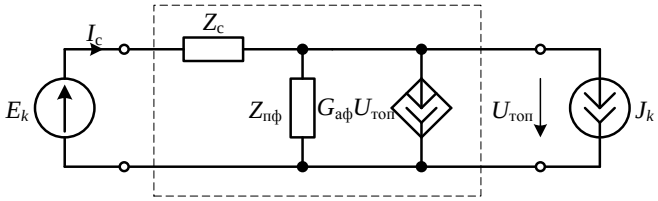


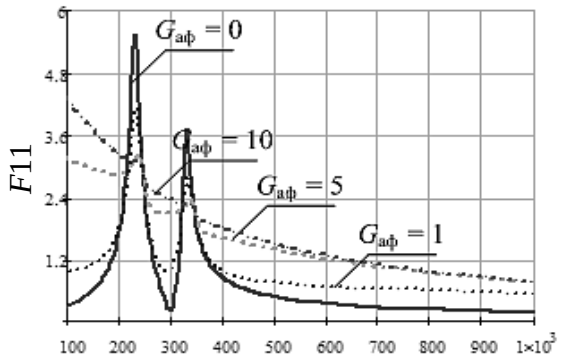
Рис. 3. Параллельная структура с активным фильтром, управляемым напряжением.

Матрица гибридных параметров:

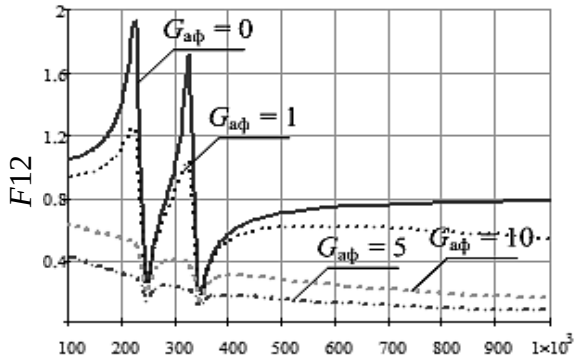
$$[F]=\begin{bmatrix} \dfrac{Y_c(Y_{пф}+G_{аф})}{Y_c+Y_{пф}+G_{аф}} & \dfrac{Y_c}{Y_c+Y_{пф}+G_{аф}} \\ \dfrac{Y_c}{Y_c+Y_{пф}+G_{аф}} & \dfrac{1}{Y_c+Y_{пф}+G_{аф}} \end{bmatrix}. \quad (3)$$

Как и в предыдущем случае, гибридные параметры являются дробно-рациональными функциями переменной s. Нули параметров F_{12}, F_{21} и F_{22} формирует пассивный фильтр. Действие активного фильтра эквивалентно включению проводимости $G_{аф}$ параллельно проводимости пассивного фильтра.

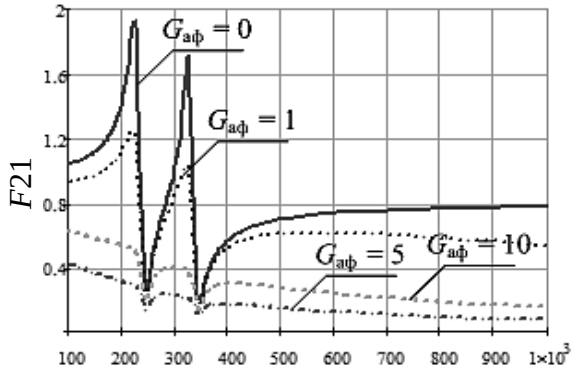
Частотные характеристики гибридных параметров параллельной структуры показаны на рис. 4.



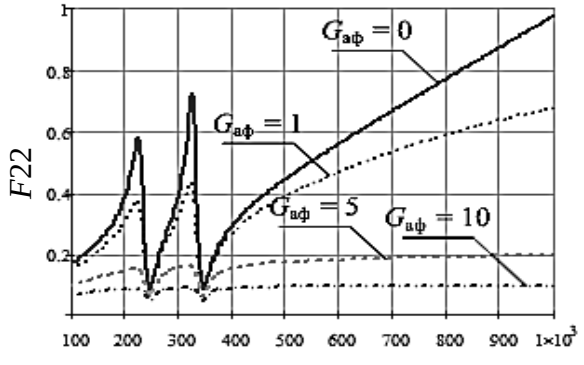
а



б



в



г

Рис. 4. Частотные характеристики гибридных параметров параллельной структуры, управляемой напряжением (рис. 3).

Параллельная конфигурация эффективно ослабляет гармоники напряжения в точке общего присоединения, а также гармоники тока, создаваемые нелинейной нагрузкой. Однако она не может компенсировать гармонические составляющие тока сети, создаваемые внешним источником. Из рис. 4 следует, что при $G_{аф} > 1$ происходит усиление гармоник тока, создаваемых сетью. Это необходимо учитывать при проектировании пассивной части гибридного фильтра.

3. Комбинированная структура с активным фильтром, управляемым током сети (рис. 5). В этом случае пассивный фильтр включен параллельно нагрузке, а активный – последовательно с сопротивлением сети. Напряжение АФ пропорционально току сети.

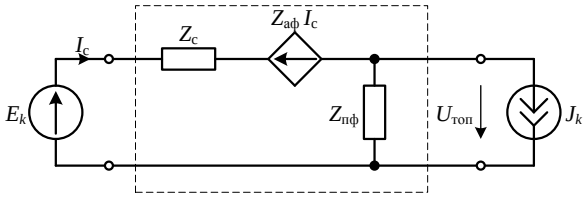
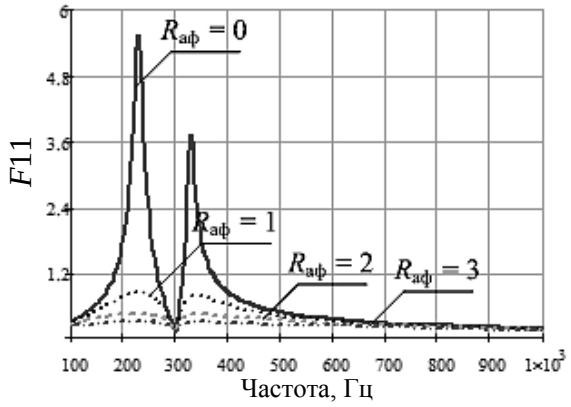


Рис. 5. ФКУ комбинированной структуры с активным фильтром, управляемым током сети.

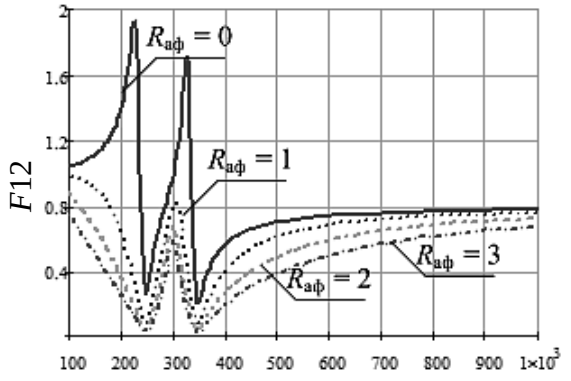
Для схемы на рис. 5 матрица гибридных параметров

$$[F]=\begin{bmatrix} \dfrac{1}{Z_c+Z_{пф}+R_{аф}} & \dfrac{Z_{пф}}{Z_c+Z_{пф}+R_{аф}} \\ \dfrac{Z_{пф}}{Z_c+Z_{пф}+R_{аф}} & \dfrac{Z_{пф}(Z_c+R_{аф})}{Z_c+Z_{пф}+R_{аф}} \end{bmatrix} \quad (4)$$

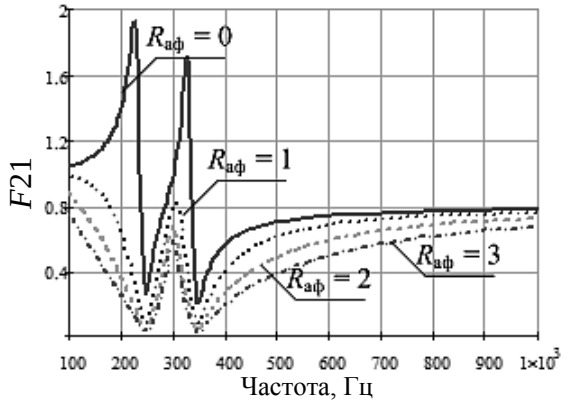
Частотные характеристики гибридных параметров комбинированной структуры представлены на рис. 6.



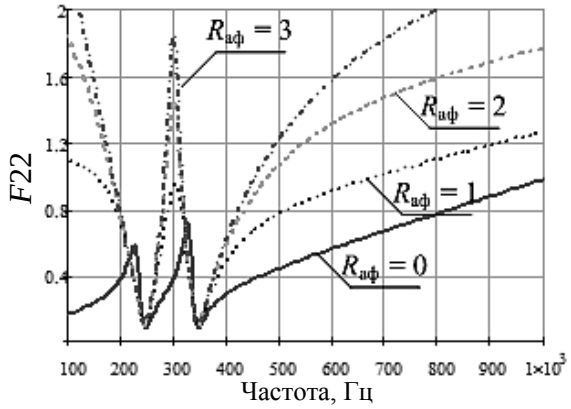
а



б



в



г

Рис. 6. Частотные характеристики комбинированной структуры с активным фильтром, управляемым током сети (рис. 5).

Комбинированная структура с активным фильтром, управляемым током, компенсирует искажения тока сети, вызванные как нелинейной нагрузкой, так и внешней сетью. Действие активного фильтра эквивалентно включению сопротивления $R_{аф}$ последовательно с сопротивлением сети $Z_с$. Это уменьшает добротность параллельного колебательного контура, образуемого пассивным фильтром и индуктивностью сети. Однако ослабление гармоник напряжения, создаваемых нелинейной нагрузкой, происходит только на частотах нулей сопротивления $Z_{пф}$. Поскольку в рассматриваемом примере пассивный фильтр настроен только на частоты пятой и седьмой гармоник, будет происходить усиление высокочастотных гармоник в спектре напряжения $U_{топ}$. Это хорошо иллюстрирует частотная характеристика параметра F_{22} (рис. 6, г).

Проведенный анализ позволяет выявить ряд общих свойств рассмотренных конфигураций гибридных фильтрокомпенсирующих устройств.

1. В структурах с активными фильтрами, управляемыми током сети, действие АФГ эквивалентно включению дополнительного сопротивления последовательно с сопротивлением сети на частоте *k*-й гармоники. Это уменьшает токи, вызванные как нелинейной нагрузкой, так и внешней сетью, а также оказывает демпфирующий эффект, ослабляя резонансные явления в системе. Компенсационные свойства активного фильтра зависят от соотношения сопротивлений пассивного фильтра $Z_{пф}$ и сети $Z_с$ на частоте ω_k.

2. В схемах с обратной связью по току активный фильтр не влияет на напряжение в точке общего присоединения.

3. В параллельной конфигурации с активным фильтром, управляемым напряжением (рис. 3) действие АФ эквивалентно

включению дополнительной проводимости параллельно пассивному фильтру. Активный фильтр компенсирует гармоники напряжения, генерируемые как внешней сетью, так и нелинейной нагрузкой в точке общего присоединения, а также гармоники тока, генерируемые нелинейной нагрузкой.

4. Следует отметить общее свойство всех рассмотренных конфигураций гибридных ФКУ: частоты минимумов компенсационных характеристик определяются нулями или, в некоторых случаях, полюсами сопротивления пассивного фильтра. Подключение активного фильтра оказывает демпфирующее влияние на характеристики ФКУ, но частоты минимумов при этом не изменяются.

5. В некоторых случаях включение активного фильтра ухудшает компенсационные характеристики ранее установленного пассивного фильтра. Например, последовательная структура с активным фильтром, управляемым током сети (рис. 1) не ослабляет высшие гармоники напряжения, распространяемые внешней сетью, в отличие от «чистого» пассивного фильтра.

Таким образом, компенсационные свойства гибридных ФКУ зависят как от схемы соединения активной и пассивной части фильтра, так и от характера управляющей переменной. Это определяет и область применения рассмотренных структур. Все рассмотренные конфигурации гибридных фильтров эффективно ослабляют высшие гармоники тока, создаваемые нелинейной нагрузкой в точке общего присоединения. Однако по отношению к гармоникам напряжения, создаваемым внешней сетью, они ведут себя по-разному.

Последовательная схема с обратной связью по току и комбинированная структура эффективны в тех случаях, когда необходимо ослабить гармоники тока в сети, создаваемые как нелинейной нагрузкой, так внешними источниками.

Параллельную структуру с обратной связью по напряжению целесообразно использовать в тех случаях, когда нужно ослабить распространение высших гармоник напряжения, генерируемых нелинейной нагрузкой и внешней сетью.

3. ОПТИМИЗАЦИЯ ГИБРИДНЫХ ФИЛЬТРОВ

Анализ гибридных ФКУ показывает, что зависимость компенсационных характеристик от параметров пассивного и активного фильтров имеет нелинейный характер. Для получения требуемых характеристик необходимо использование методов оптимизации.

Задачу оптимизации характеристик гибридного ФКУ сформулируем следующим образом: необходимо найти параметры сопротивления пассивного фильтра, обеспечивающего минимум многокритериальной целевой функции

$$\Phi = \sum_{(k)} w_k \Phi_k,\ k = 1, 2, \ldots, \qquad (5)$$

при выполнении ограничений на параметры пассивного и активного фильтров.

В формуле (5) приняты следующие обозначения. Весовые коэффициенты w_k учитывают относительное значение критериев Φ_k. Критерий Φ_1 определяет величину реактивной мощности, генерируемой пассивным фильтром:

$$\Phi_1 = \frac{\left(Q_0 - Q_{\text{ку}}\right)^2}{\text{S}_{\text{н}}^2}.$$

здесь $Q_{\text{ку}}$ – мощность ФКУ на частоте основной гармоники, $S_{\text{н}}$ – полная мощность нагрузки, Q_0 – реактивная мощность, которую необходимо компенсировать в точке общего присоединения ФКУ и нелинейной нагрузки. Критерий Φ_2 определяет селективные свойства проектируемого фильтра:

$$\Phi_2 = \left(k_{\text{г}U}\right)^2 + \left(k_{\text{г}I}\right)^2,$$

здесь $k_{\text{г}_I}$ – суммарный коэффициент гармонических составляющих тока, $k_{\text{г}_U}$ – суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения.

В целевую функцию, определяемую выражением (5), можно включить и другие критерии.

При оптимизации характеристик гибридных ФКУ практический интерес представляют следующие случаи.

1. В сеть с ранее установленным силовым пассивным фильтром включается активный фильтр. Необходимо определить параметр АФ минимальной мощности, обеспечивающего требуемое снижение высших гармоник тока и/или напряжения.

2. В систему электроснабжения устанавливается гибридное ФКУ. Необходимо определить параметры пассивного и активного фильтров, при которых выполняются требования по компенсации реактивной мощности и ослаблению гармоник тока и напряжения. В качестве варьируемых переменных целесообразно использовать полюсы и нули пассивного фильтра, а также папараметр АФ.

Примеры оптимизации характеристик гибридных ФКУ показали, что предлагаемый метод позволяет проектировать многофункциональные фильтрокомпенсирующие устройства, обеспечивающие компенсацию гармоник, создаваемых как нелинейной нагрузкой, так и внешней сетью. При этом мощность активного фильтра в гибридной структуре минимальна и не превышает 10 % мощности пассивного фильтра.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В статье проанализированы компенсационные характеристики основных конфигураций силовых гибридных фильтров для случаев, когда источниками высших гармоник являются нелинейная нагрузка и внешняя сеть.
2. Предложен метод расчета гибридных фильтрокомпенсирующих устройств, основанный на оптимизации характеристик ФКУ в смешанном пространстве параметров пассивного и активного фильтров. Спроектированное устройство обеспечивает компенсацию реактивной мощности, а также ослабление высших гармоник тока и напряжения, создаваемых нелинейной нагрузкой и внешней сетью.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Куско, А. Качество энергии в электрических сетях / Куско А., Томпсон М.: пер. с англ. – М.: Додэка-XXI, 2008. – 336 с.

[2] Akagi H. Active harmonic filters. – Proceedings of the IEEE. Vol. 93, 2005, No. 12, pp. 2128-2141.

[3] Синтез фильтрокомпенсирующих устройств для систем электроснабжения: Коллективная монография / Н. П. Боярская, В. П. Довгун, Д. Э. Егоров и др.: под ред. В. П. Довгуна. – Красноярск: Сиб. Федер. ун-т, 2014. – 192 с.

[4] Rivas D., Moran L., Dixon J., Espinoza J. Improving passive filter compensation performance with active techniques. – IEEE trans. on industrial electronics, Vol. 50, No. 1, 2003, pp. 161-169.

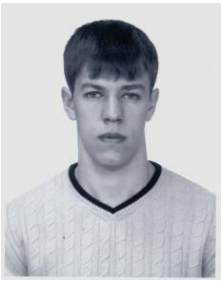
6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Довгун Валерий Петрович, доктор технических наук, профессор Сибирского федерального университета. Член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ. Основные научные интересы: синтез аналоговых и цифровых систем; проектирование фильтрокомпенсирующих устройств для систем электроснабжения.



Новиков Виктор Валерьевич, кандидат технических наук, доцент Сибирского федерального университета. Основные научные интересы: оптимальное проектирование частотно-селективных устройств.



Чернышов Максим Олегович окончил институт космических и информационных технологий сибирского федерального университета в 2014г. по специальности “Информационные системы и технологии в энергетики”. С 2014г. аспирант Сибирского федерального университета.

Определение параметров снижения колебаний напряжения в электрической сети для борьбы с фликером

К.Е. Лисицкий, Д.С. Дружинина, Э.Ф. Файзулин

В работе предлагается применение спектрального анализа для определения параметров снижения колебаний напряжения (КН) в электрической сети для борьбы с фликером. А также представлены результаты апробации данного подхода в электрической сети офисных помещений сталелитейного завода.

Ключевые слова: **колебания напряжения, фликер, спектральный анализ.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Электроприёмники с резкопеременным режимом работы являются причиной возникновения в электрической сети КН, которые вызывают мерцания ламп, подключенных к такой сети [1]. Это явление называют фликером, под которым понимается ощущение неустойчивости зрительного восприятия, вызванное световыми источниками, яркость или спектральный состав которых изменяется во времени [2]. Показателями качества электроэнергии, относящимся к КН, являются кратковременная P_{st} и длительная P_{lt} доза фликера [3]. В соответствии с [2] их определение осуществляется по измеренным значениям амплитуды относительного изменения напряжения (АОИН) d и по частоте его повторения f. Связь между этими параметрами КН определяется нормализованной частотной характеристикой фликерметра (НЧХФ), на которой можно выделить зону восприятия фликера и зону нечувствительности к нему (рис.1).

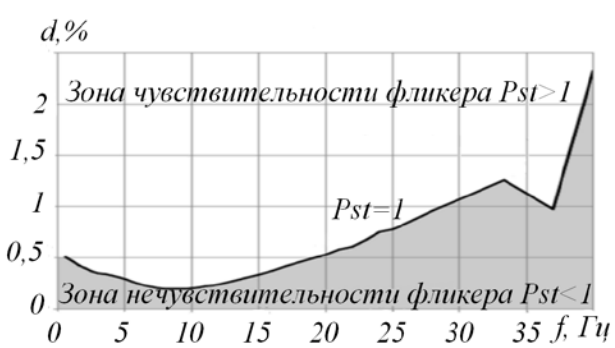


Рис. 1. НЧХФ

То есть в случае возникновения КН, параметры которых находятся в зоне восприятия фликера, человек ощущает мерцание ламп. А при КН, параметры которых соответствуют зоне нечувствительности фликера, человек не воспринимает изменения яркости ламп.

Представленная на рис.1 характеристика получена для ламп накаливания мощностью 60 Вт и используется в стандартном фликерметре [2]. Однако в настоящее время широкое распространение получили энергосберегающие лампы, для которых характерна иная по сравнению с лампами накаливания чувствительность к КН [4].

Для оценки степени воздействия КН на энергосберегающие лампы в Братском государственном университете (БрГУ) была выполнена серия исследований источников света с идентичным лампам накаливания мощностью 60 Вт излучаемым световым потоком для получения соответствующих НЧХФ [4] (рис.2).

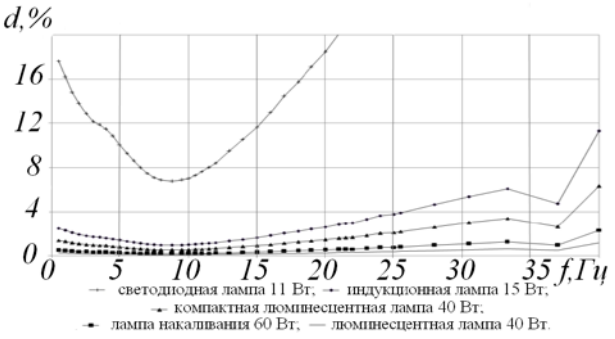


Рис. 2. НЧХФ энергосберегающих ламп

В соответствии с рис.2, для ламп, характеристики которых расположены выше НЧХФ стандартной лампы накаливания, характерна меньшая чувствительность к КН. В этом случае при использовании стандартного фликерметра происходит завышение результатов измерения P_{st} и P_{lt}. С другой стороны, характеристика люминесцентных ламп находится ниже НЧХФ ламп накаливания, поэтому люминесцентные лампы обладают

большей чувствительностью к КН. Это обуславливает занижение при измерениях P_{st} и P_{lt} стандартным фликерметром. Таким образом, при оценке фликера может возникать методическая погрешность, величина которой для некоторых типов ламп может превышать нормируемые действующими стандартами значения [3]. Это в свою очередь, может приводить к значительным экономическим затратам и выбору неэффективных мероприятий по борьбе с фликером.

2. МЕРОПРИЯТИЯ ПО СНИЖЕНИЮ КН ДЛЯ БОРЬБЫ С ФЛИКЕРОМ

2.1. Экспресс-расчет параметров мероприятий по борьбе с фликером

К мероприятиям по снижению КН относятся [1]:
- применение быстродействующих статических компенсаторов;
- использование статических источников реактивной мощности;
- раздельное питание осветительной и силовой нагрузок.

В свою очередь определение требуемого уровня компенсации КН Δd_{max} является сложной инженерно-технической задачей, поскольку необходим учет не только уровня КН, но и чувствительности к ним применяемых ламп. Для решения задачи определения Δd_{max} необходимы длительные измерения величины d в исследуемой электрической сети, по результатам которых определяется максимальная АОИН d_{max} (рис.3).

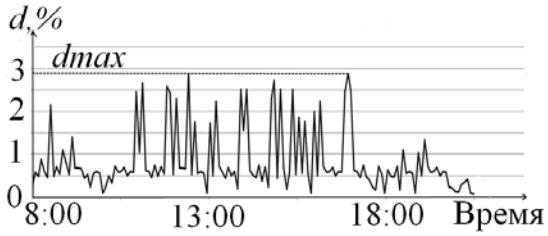


Рис. 3. Измерения величины АОИН

Также необходимо получить минимальную АОИН d_{min}, соответствующую точке минимума НЧХФ применяемого типа ламп (рис.4).

Таким образом, требуемая величина компенсации КН определяется как:

$$\Delta d_{max} = d_{max} - d_{min} \quad (1)$$

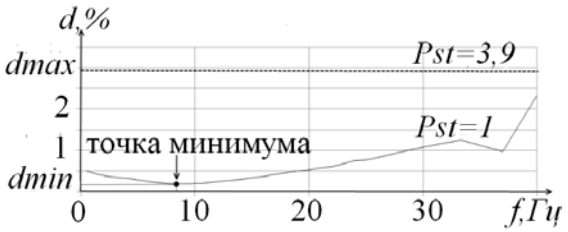


Рис. 4. Определение Δd_{max}

В результате выбор мероприятий по снижению КН сводится к обеспечению такой компенсации КН, при которой d_{max} не превышает d_{min}, соответствующей порогу восприятия фликера $P_{st}=1$:

$$d_{max} < d_{min} \quad (2)$$

При использовании ламп накаливания 60 Вт $d_{min}^{\ddot{e}\acute{i}} = 0{,}196\%$. С другой стороны, согласно рис.2, АОИН, соответствующая точке минимума НЧХФ для применяемой энергосберегающей лампы $d_{min}^{\acute{y}\ddot{e}}$, обладает иным значением d_{min}. В ряде случаев f, соответствующая d_{max} отличается от частоты повторений КН для точки минимума НЧХФ. Поэтому возникает необходимость проведения спектрального анализа исследуемых КН.

2.2. Спектральный анализ для определения параметров мероприятий по борьбе с фликером

С этой целью был разработан алгоритм для определения Δd_{max} (рис.5):

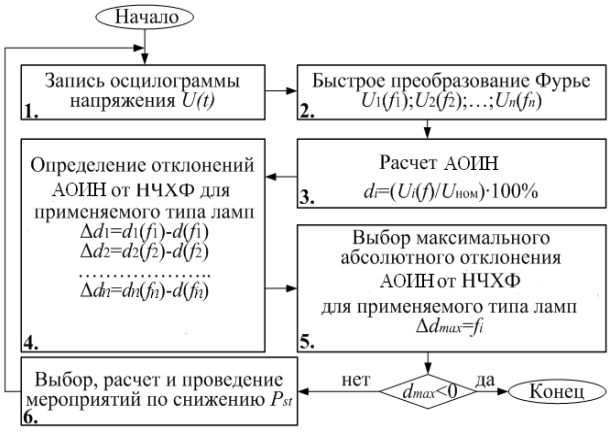


Рис. 5. Алгоритм определения параметров мероприятий по снижению КН по значению Δd_{max}

В соответствии с представленным алгоритмом, в блоке 1 выполняется запись осцилло-

граммы напряжения исследуемой электрической сети *U(t)* (рис.6).

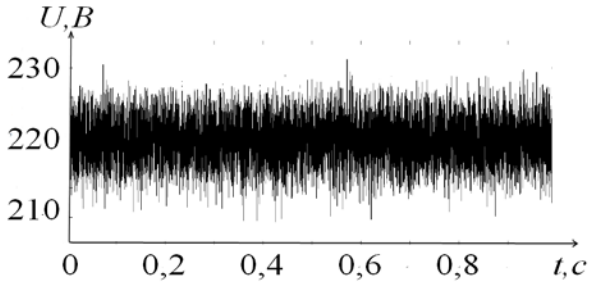


Рис. 6. Фрагмент осциллограммы действующего значения напряжения исследуемой электрической сети.

Затем в блоке 2 производится спектральный анализ сигнала с помощью быстрого преобразования Фурье, в результате которого получаются значения амплитуды изменения напряжения *Ui* и соответствующие им частоты повторения таких КН *fi* (рис.7.а):

$$\overset{n}{\underset{i=1}{U_i(f_i)}} = U_1(f_1); U_2(f_2); \ldots U_n(f_n) \qquad (3)$$

Далее в блоке 3 определяется АОИН по выражению (3) (рис.7.б):

$$d_i(f_i) = \frac{U_i(f_i) - U_{\text{НОМ}}}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%, \qquad (4)$$

где $U_{НОМ}$ –номинальное напряжение сети, В.

В свою очередь в блоке 4 составляется массив отклонений АОИН от НЧХФ для применяемого типа ламп:

$$\begin{aligned} \Delta d_1(f_1) &= d_1(f_1) - d(f_1), \\ \Delta d_2(f_2) &= d_2(f_2) - d(f_2), \\ &\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots \\ \Delta d_n(f_n) &= d_n(f_n) - d(f_n), \end{aligned} \qquad (5)$$

где $d(f_1), d(f_2), d(f_n)$ - АОИН, соответствующие НЧХФ применяемого типа ламп, %;

$d_1(f_1), d_2(f_2), d_n(f_n)$ - определенные по выражению (4) значения АОИН, %.

Окончательно в блоке 5 производится выбор максимальной АОИН от НЧХФ для применяемого типа ламп $\Delta d_{max}(f_i)$ (рис.7.б), результат которого проверяется по условию (6):

$$\Delta d_{max} < 0 \qquad (6)$$

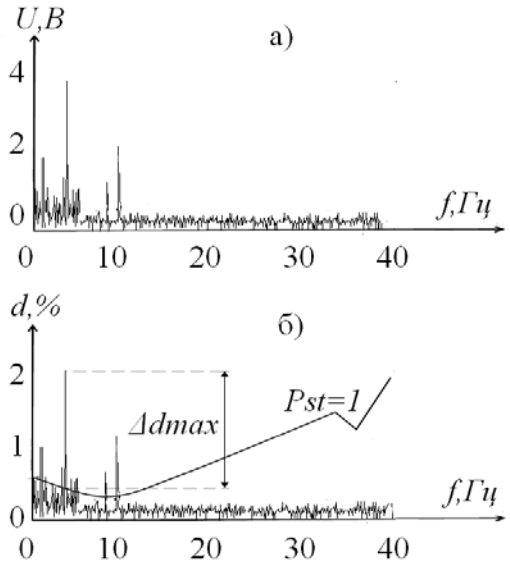


Рис. 7. Результат спектрального анализа:
а) Быстрое преобразование Фурье
б) Определение Δd_{max}

При выполнении условия (6) проведение мероприятий по компенсации КН для борьбы с фликером не требуется. В противном случае в блоке 6 необходимо произвести выбор, расчет параметров и проведение мероприятий по компенсации КН для борьбы с фликером эффективность которых также проверяется блоками 1-5 и условием (6).

Таким образом, разработанная методика позволяет определить требуемый уровень компенсации КН для борьбы с фликером, что позволит, в конечном итоге, уменьшить затраты на их .реализацию.

3. АПРОБАЦИЯ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПОДХОДА В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Разработанный подход, использующий спектральный анализ, прошел апробацию при расчете параметров мероприятий по компенсации КН для борьбы с фликером в офисных помещениях ООО «Промышленная металлургия». В частности, был выполнен расчет мощности автоматической установки компенсации реактивной мощности (АУКРМ) для применения ламп распространенных типов.

Здание управления с офисными помещениями получает питание от трансформаторов

ТМ-1000/10 (РП-1 подстанция «Заводская») (рис.8).

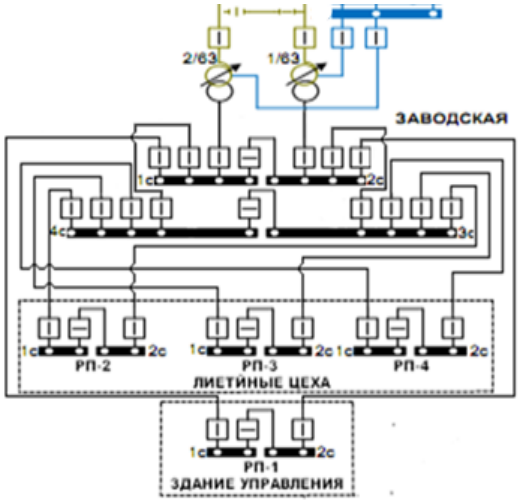


Рис. 8. Фрагмент схемы электрических соединений металлургического завода.

Особенностью схемы является питание спокойной и резко-переменной нагрузок от одной понизительной подстанции, что является типовым решением для многих промышленных предприятий.

Причиной возникновения фликера является работа дуговых сталеплавильных печей, подключенных к РП-2, РП-3 и РП-4 (рис.8).

Результаты оценки фликера в сети здания управления показали (рис.9), что P_{st} превышает предельно-допустимые значения (ПДЗ), представленные в [3].

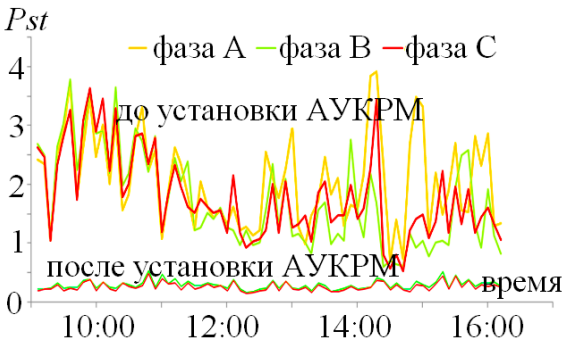


Рис. 9. Оценка фликера до и после проведения мероприятий по борьбе с ним.

ПДЗ P_{st} при использовании стандартных средств оценки фликера ламп распространенных типов представлены в таблице 1.

Обзор мероприятий по компенсации КН для борьбы с фликером позволил определить следующие варианты его снижения:

- раздельное питание нагрузки с резко-переменным и спокойным режимами работы;
- установка АУКРМ.

ТАБЛИЦА 1. ПДЗ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ДОЗЫ ФЛИКЕРА.

Тип лампы	*Pst*
Люминесцентная лампа 40 Вт	0,506
Компактная люминесцентная лампа 40 Вт	2,75
Индукционная лампа 15 Вт	4,909
Светодиодная лампа 11 Вт	34,6

При этом первый вариант является дорогостоящим и требует изменения конфигурации схемы по стороне высокого напряжения, что не целесообразно по экономическим соображениям. При реализации второго варианта требуется подключение к шинам спокойной нагрузки РУ 0,4 ТП, питающей здание управления ООО «Промышленная металлургия», АУКРМ, мощность которого может быть определена по выражению [5]:

$$Q_K = \frac{\Delta d_{max} \cdot U_{ÍÎÌ}^2}{100 \cdot \tilde{O}_{ò}}, \qquad (7)$$

где X_m – реактивное сопротивление трансформатора, Ом.

Согласно [5] величина реактивного сопротивления трансформатора определяется по выражению:

$$\tilde{O}_{ò} = \frac{U_K}{100} \cdot \frac{U_{HOMTP}^2}{S_{HOMTP}}, \qquad (8)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания трансформатора, %; S_{HOMTP} – номинальная мощность трансформатора, ВА; U_{HOMTP} – номинальное напряжение трансформатора, В.

Расчет и выбор параметров АУКРМ при использовании ламп распространенных типов сведен в таблицу 2.

Результаты расчета требуемой мощности АУКРМ наглядно показали, что в случае использования люминесцентных ламп требуется увеличенная мощность компенсирующего устройства в связи с большими значениями P_{st} таких ламп по сравнению с лампами накаливания. С другой стороны

ТАБЛИЦА 2. ПАРАМЕТРЫ АУКРМ ДЛЯ ЛАМП РАСПРОСТРАНЕННЫХ ТИПОВ

Тип лампы	ΔU, %.	Qк, кВар
накаливания 60 Вт	2,69	500
люминесцентная 40 Вт	2,787	550
компактная люминесцентная 40 Вт	2,348	450
индукционная 15 Вт	1,926	400
светодиодная 11 Вт	-	0

применение компактных люминесцентных и индукционных ламп позволяет уменьшить мощность АУКРМ, а в случае использования светодиодных ламп - вообще отказаться от его применения. Это связано с тем, что минимальное значение АОИН d_{min}=6,778%, соответствующее P_{st}=1 для светодиодной лампы 15 Вт, оказывается больше наблюдаемой АОИН в электрической сети офисного помещения (рис.2).

В здании управления ООО «Промышленная металлургия» преимущественно используются люминесцентные лампы мощностью 40 Вт. ПДЗ P_{st} в этом случае составляет 0,506 (табл.1). Результаты оценки фликера после установки АУКРМ-0,4-550 (рис.9) показали, что проведение мероприятий по снижению фликера является эффективным, так как P_{st} в этом случае не превышает 0,499.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Реализация поправки на тип применяемых ламп при выборе мероприятий по снижению КН для борьбы с фликером может быть осуществлена расчетным путем с применением стандартной модели фликерметра и набора НЧХФ, полученных в БрГУ. Однако он рассматривает наихудший вариант КН, соответствующий точке минимума НЧХФ и является, вследствие этого, приближенным. Наиболее точным и поэтому предпочтительным является подход, использующий спектральный анализ осциллограммы напряжения исследуемой электрической сети. Его применение позволяет в ряде случаев отказаться от проведения дорогостоящих мероприятий по снижению КН для борьбы с фликером, а в случае применения люминесцентных ламп действительно снизить P_{st} и P_{lt} до допустимого уровня. Это подтверждается апробаций данного подхода в электрической сети офисных помещений металлургического завода.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Жежеленко И.В., Саенко М. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях: монография: Энергоатомиздат, 2005. - 261с.

[2] Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования: ГОСТ Р 51317.4.15-2012 (61000-4-15:2010). – М.: Стандартинформ, 2014.

[3] Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 32144-2013. - М.: Стандартинформ, 2014.

[4] Лисицкий К.Е., А.В. Струмеляк А.В., М.А. Балаев. Выбор средств уменьшения кратковременной дозы фликера при использовании энергосберегающих ламп / Системы. Методы. Технологии.- 2015.- №1(25).- С.113-116.

[5] Блок В.М. Электрические системы и сети: учебное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1986. - 430с.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Лисицкий Константин Евгеньевич – ассистент кафедры Электроэнергетики и электротехники ФГБОУ ВПО «Братский государственный университет».



Файзуллин Эльдар Фанельевич – студент ФГБОУ ВПО «Братский государственный университет», студент КУИЦ ОАО «Иркутскэнерго».



Дружинина Дарья Сергеевна– студент ФГБОУ ВПО «Братский государственный университет», студент КУИЦ ОАО «Иркутскэнерго».

О комплексном подходе к управлению качеством электрической энергии

Л. И. Коверникова

Качество электрической энергии в настоящее время является большой проблемой в электрических сетях России. Не смотря на проводимую в течение многих лет работу для его улучшения, оно не соответствует требованиям, установленным в ГОСТе 32144-2013. Электрическая энергия низкого качества приносит значительные ущербы. Проблема качества электрической энергии может быть решена благодаря комплексному подходу к решению проблемы, включающему организационные, технические и экономические аспекты. Комплексный подход предполагает разработку и внедрение большого количества мероприятий, которые должны, в конце концов, представлять собой четко работающую систему управления качеством электрической энергии. В статье рассматриваются элементы системы управления качеством.

Ключевые слова: **качество электрической энергии, управление качеством электрической энергии, комплексный подход**

1. ВВЕДЕНИЕ

Качество электрической энергии определяется процессами производства, передачи, распределения и потребления, причем, не только больших промышленных нагрузок. Электрическая энергия, как товар [1, 2], не должна приносить ущербы. Это юридически закреплено в законе “О техническом регулировании” [4]. Качество электрической энергии должно соответствовать нормам, установленным в [9]. В настоящее время в электрических сетях России оно не удовлетворяет требованиям этого документа [27, 30]. Электрическая энергия низкого качества приносит значительные ущербы ее производителям, поставщикам и потребителям [23, 28, 29, 38]. По данным российских и зарубежных экспертов экономический ущерб от низкого качества электрической энергии ежегодно составляет миллиарды евро [23, 26, 36]. В настоящее время, когда обсуждаются проблемы энергосбережения, экономии материальных ресурсов, улучшении условий жизни людей на качество электрической энергии должно быть обращено пристальное внимание. В формирующихся интеллектуальных электрических системах качество электрической энергии должно стать обязательным условием их функционирования [32, 33].

Электрическая энергия как товар обладает необычным свойством. Ее качество практически нельзя проверить до ее использования, а некачественную энергию нельзя возвратить продавцу. В то же время в соответствии со статьей 469 ГК РФ [8] продавец обязан передать покупателю товар, качество которого соответствует договору купли-продажи или соответствующим обязательным требованиям. Поэтому необходимо обеспечить поставку потребителям электрической энергии, соответствующей установленным требованиям.

При управлении функционированием электроэнергетических систем решается большое количество взаимосвязанных задач. Одной из таких задач является задача обеспечения качества электрической энергии. Ее решение может быть достигнуто благодаря комплексному подходу при разработке и внедрении большого количества мероприятий, представляющих собой систему управления качеством электрической энергии. Проблема поддержания качества электрической энергии является организационной, технической и экономической. Ее формирование – процесс сложный и длительный, но составляющие элементы системы уже ста-

Л.И. Коверникова, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: kovernikova@isem.irk.ru).

Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ НШ-1507.2012.8.

новятся очевидными. Ниже представлены суть проблемы качества электрической энергии и элементы формирующейся системы управления ее качеством.

2. СУТЬ ПРОБЛЕМЫ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

В общем случае электрическая энергия определяется как $W = \int_{o}^{t_1} P(t)dt$, где $P(t)$ - активная мощность, являющаяся функцией времени, так как активная мощность нагрузок не остается постоянной, а все время изменяется. Из теоретических основ электротехники известно, что активная мощность P определяется как $P = \frac{1}{T}\int_{0}^{T} pdt$, где $p = ui$ - мгновенная мощность, T - период переменного тока. В выражении для мгновенной мощности p мгновенные значения напряжения u и тока i, соответствуют выражениям $u = U_m \sin \omega t$ [В], $i = I_m \sin(\omega t + \varphi)$ [А], где *Um, Im* – амплитудные значения напряжения и тока, ω - угловая частота, которая измеряется в радианах в секунду и вычисляется как $\omega = 2\pi f$, f - частота переменного тока. В России принята стандартная частота 50 Гц. Ей соответствует период $T = 0.02$ с. Величина φ в выражении для тока i является начальной фазой. Из приведенных пояснений следует, что мгновенная мощность есть произведение двух параметров: напряжения и тока. Что представляют собой эти параметры в процессе производства, потребления и передачи электрической энергии?

В процессе производства электрической энергии на зажимах генераторов вырабатывается напряжение - u . Генераторы изготавливаются в соответствии с государственными стандартами, поэтому напряжение на зажимах генераторов соответствует требованиям стандартов, а именно:

- действующие номинальные междуфазные напряжения имеют установленные стандартами величины,
- номинальная частота напряжения равна 50 Гц,
- форма кривой напряжения u практически синусоидальная,
- фазные напряжения равны по величине и отстают друг от друга на угол 120 градусов, т.е. образуют симметричную систему.

Потребление электрической энергии начинается после подачи напряжения на зажимы электроприемника потребителя. Если напряжение соответствует описанным выше характеристикам, то ток электроприемника будет определяться принципом его работы. Ток может быть:

- несимметричным, если электроприемники, присоединенные к фазным проводам, имеют разные величины мощностей и/или характер сопротивлений,
- резко переменный ток, если в процессе работы электроприемника резко изменяется величина потребляемой им мощности,
- несинусоидальный, если электроприемник имеет нелинейную вольт-амперную характеристику.

Таким образом, напряжение определяется четырьмя характеристиками: величиной, частотой, формой кривой напряжения, симметрией фазных напряжений.

Передача электрической энергии осуществляется по элементам электрической сети - линиям электропередачи, трансформаторам и т.д., представляющим собой сопротивления, обозначим их как Z_j , где j – элемент сети. Если ток нагрузки потребителя равен $\dot{I}_H$, то в соответствии с законом Ома на элементах сети будут возникать падения напряжения $\dot{U}_j = \dot{I}_H Z_j$. В результате характеристики напряжения в узлах сети будут определяться не только характеристиками напряжения генератора, но и сопротивлениями элементов сети и токами нагрузок. Они будут отличаться от характеристик напряжения генератора и могут оказаться значительно искаженными по сравнению с напряжениями на зажимах генератора. Искаженные напряжения в узлах сети будут влиять на ток, потребляемый электропри-

емниками, присоединенными к узлам сети, и в результате потребитель будет получать электрическую энергию с искаженными параметрами. Если электроприемник потребителя не относится ни к одному из трех типов, перечисленных выше, а является неискажающим, то при подаче на его зажимы напряжения с искаженными параметрами, он будет получать не качественную электрическую энергию, а электрическую энергию с искаженными параметрами. Из приведенного понятно, почему под качеством электрической энергии принято понимать качество напряжения [9, 10].

При оценке качества напряжения анализируются четыре указанные выше характеристики напряжения. В электроэнергетической системе они изменяются в процессе эксплуатации из-за изменений генераций, сети, нагрузок, аварий и внешних воздействий. В результате происходят значительные отклонения характеристик напряжения от нормативных значений. В [9] они делятся на две группы. К первой группе относятся изменения характеристик напряжения, вызываемые изменениями генерации, сети и нагрузки. Они оцениваются количественно с помощью показателей, на величины которых установлены нормы. Ко второй группе относятся изменения характеристик напряжения, вызываемые внезапными непредсказуемыми событиями. Для них в [9] не установлено ни показателей, ни норм.

Следствием отклонений характеристик напряжения от нормативных значений являются различного рода ущербы, как для электрической системы, так и для потребителей. Перечень ущербов огромен. Величины ущербов в различных областях деятельности человека различные. Анализ ущербов показывает, что они могут проявляться различным образом [28, 29, 34, 38]. Последствия от ущербов требуют дополнительных финансовых затрат. Анализ негативных последствий показывает, что ущербы можно систематизировать и классифицировать в виде, представленном на рис.1. К прямому ущербу можно отнести ущербы последствия, от которых связаны непосредственно с повреждениями оборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электрической энергии. Ущербы, вызывающие нарушение хода технологических процессов, обуславливающих снижение качества и количества выпускаемой продукции, снижение производительности технологического оборудования перечисленных можно отнести к косвенному ущербу. К этому виду ущерба также следует отнести нематериальный ущерб [35], представляет собой неудобства, которые не могут быть выражены в деньгах, например, при невозможности посмотреть телевизор при нарушенном качестве напряжения. Прямой ущерб можно разделить на явный ущерб и неявный. Явный ущерб - это ущерб, связанный с последствиями, которые можно увидеть, измерить. Неявный ущерб накапливается в течение длительного времени и может быть оценен по косвенным признакам, специальным экспериментам и специальным расчетам.

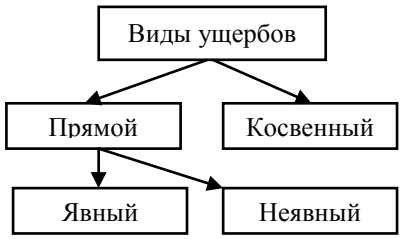


Рис. 1. Виды ущербов при низком качестве электрической энергии.

По оценкам зарубежных экспертов экономический ущерб от низкого качества электрической энергии ежегодно составляет миллиарды евро [23, 26, 35]. В [35] приводятся результаты исследований, показывающие, что общие потери в Евросоюзе только в промышленности и торговле ежегодно составляют 10 миллиардов евро в год. В России по оценке автора [36] ущерб от низкого качества электрической энергии составляет около 25 млрд. долларов в год.

3. ЭЛЕМЕНТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Вопросам управления качеством ЭЭ посвя-

щено очень много публикаций, в том числе, [24, 31, 37, 39].

Представляется, что для этого необходимо:

- создать государственный орган, координирующий по всем направлениям решение задач, связанных с качеством электрической энергии,
- разработать комплекс взаимосвязанных законодательно-правовых документов, регламентирующих права и обязанности производителей, поставщиков, потребителей электрической энергии и государственных органов управления в области качества электрической энергии,
- разработать комплекс взаимосвязанных нормативно-технических документов, охватывающих все стороны вопроса качества электрической энергии,
- разработать организационные мероприятия, обеспечивающие учет вопросов качества электрической энергии при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем,
- разработать технические мероприятия и средства, обеспечивающие качество электрической энергии при управлении развитием и функционированием электроэнергетических систем,
- разработать вопросы, касающиеся экономической стороны проблемы качества электрической энергии.

Элементы формирующейся системы управления качеством электрической энергии представлены на рис. 2, на котором обозначено: ЭЭ – электрическая энергия, КЭЭ – качество электрической энергии, ПКЭЭ – показатели качества электрической энергии. Ниже даны пояснения к элементам системы управления.

3.1. Государственный орган, занимающийся вопросами качества электрической энергии

В разные годы в нашей стране к качеству электрической энергии относились с разной степенью внимания, в том числе, за последние два десятилетия. В первой половине этого периода постановлением Правительства РФ [3] был создан Госэнергонадзор, входивший в систему Минтопэнерго РФ. Органы и учреждения Госэнергонадзора были наделены широкими обязанностями и права, в том числе, а области качества электрической энергии [19]. После реформирования электроэнергетики Госэнергонадзор был упразднен, и его функции были значительно сокращены, а надзорные за качеством электрической энергии переданы в Ростехнадзор. Возможно, пришло время возродить существовавший прежде Госэнергонадзор или создать подобный государственный орган.



Рис.2. Элементы системы управления качеством электрической энергии.

3.2. Законодательно-правовые документы

К настоящему времени вопросы качества электрической энергии отражены в ряде законодательно-правовых документов [1, 2, 4, 5-8]. Законодательно-правовые документы устанавливают, что электрическая энергия является товаром. Ее качество должно соответствовать требованиям нормативных документов. Электрическая энергия, поставляемая бытовым потребителям, подлежит обязательной сертификации по отклонениям величин напряжения и частоты. Ущербы, вызванные низким качеством электрической

энергии, должны возмещаться в полном объеме. Но, имеющихся законодательно-правовых документов недостаточно. По мнению автора [31], главной проблемой организации контроля качества ЭЭ в условиях рыночных отношений является неопределенность ответственности за отклонения показателей качества электрической энергии от нормативных значений, установленных законодательными актами и договорами. Законодательно-правовые документы не создают четкой и понятной системы предъявления претензий и возмещения ущербов.

3.3. Нормативно-технические документы

К нормативно-техническим документам относятся регламенты, стандарты, правила, технические условия, инструкции и т. д. Качество электрической энергии в электроэнергетических системах в соответствии с [7] должно соответствовать требованиям нормативных документов. Нормативные документы являются важнейшей составной частью системы управления качеством электрической энергии. В настоящее время в области качества электрической энергии действуют несколько стандартов, в том числе, разработанных в последние годы [9-14]. Большинство из них разработано на основе международных стандартов в соответствии с [4]. В настоящее время также действует технический регламент [15], в котором “изменения характеристик напряжения”, учитываемые в [9] при оценке качества напряжения, рассматриваются в качестве электромагнитных помех.

Анализ действующих стандартов, касающихся качества электрической энергии показывает, что они не представляют собой комплекса взаимосвязанных документов по многим позициям. В их адрес имеется много критических замечаний [20-22].

3.4. Экономические механизмы управления качеством электрической энергии

Экономическая ответственность поставщика электрической энергии за ее качество закреплена в [8].

Необходимо также разработать экономические механизмы, которые бы стимулировали соблюдение требований по качеству электрической энергии [25]. В их основу могут быть положены подходы, использованные ранее в таких документах как “Правила присоединения потребителей к сети общего назначения по условиям влияния на качество электрической энергии” [16], “Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии” [17], “Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию” [18]. В перечисленных документах экономическая ответственность поставщика и потребителя за качество электрической энергии устанавливалась в виде скидок-надбавок к тарифам.

Возникает вопрос: “Как потребителю доказать, что потребленная электрическая энергия не соответствовала установленным требованиям по качеству?”

Средства измерения показателей качества электрической энергии и параметров режима, а также методы обработки измеренной информации позволяют определить величины эмиссии помех, которые нагрузка генерирует в электрическую сеть или получает из сети от других нагрузок. В качестве примера на рис. 3 показаны суммарные времена протекания активных мощностей гармоник в узле присоединения целлюлозно-бумажного комбината к питающей сети как в питающую сеть (серым цветом) от нагрузки комбината, так и из сети в нагрузку целлюлозно-бумажного комбината (черным цветом). На диаграмме показаны суммарные за сутки времена протекания активных мощностей гармоник. Направления и величины мощностей могли бы использоваться для оценки эмиссии искажений в сеть нелинейной нагрузкой и учитываться надбавкой к тарифу за ухудшение качества электрической энергии. Если же активные мощности текут из сети в нагрузку предприятия, то предприятию могла бы быть предоставлена скидка к тарифу. Подобные экономические механизмы могли бы действовать в режиме реального времени и включаться в договор на поставку электрической энергии [39].

Для оценки величин ущербов, возникающих по причине низкого качества электрической энергии, необходимо разработать соответствующие методики. В [35], например, приводятся типичные стоимости прерываний напряжений для различных нагрузок. Фрагмент информации представлен в Таблице 1.

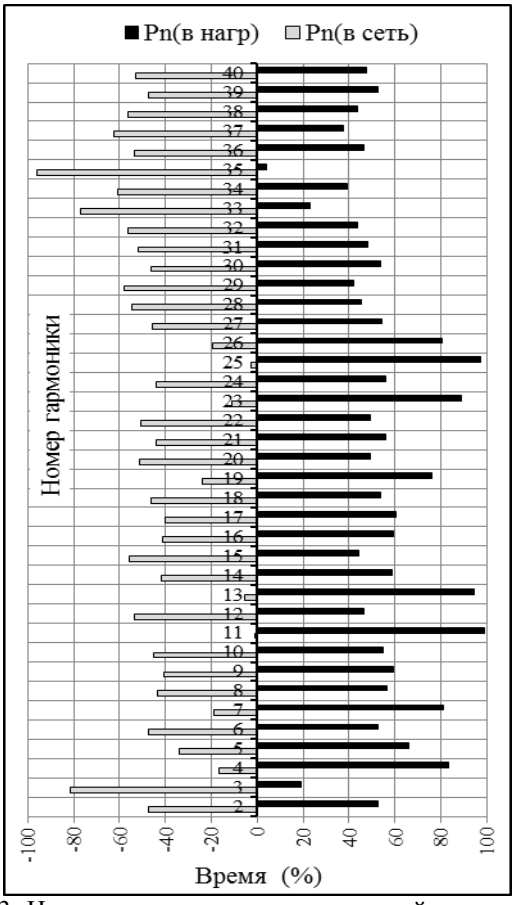


Рис.3. Направления активных мощностей гармоник в узле присоединения целлюлозно-бумажного комбината.

Таблица 1. Стоимость минутных прерываний

Тип предприятия	Стоимость минутного прерывания, $/кВт	
	Минимальная	Максимальная
Промышленность		
Текстильная	2.0	4.0
Бумажная	1.5	2.5
Автомобильная	7.5	5.0
Электронная	8.0	12.0
Полупроводниковая	20.0	60.0
Горнорудная	2.0	4.0
Фармацевтическая	5.0	5.0
Обслуживание		
Коммуникации	1.0	10.0
Банки, больницы	2.0	3.0
Рестораны, отели	0.5	1.0
Торговля	0.1	0.5

Более высокое качество электрической энергии требует дополнительных затрат, поэтому получение более высокого качества можно рассматривать как предоставление услуги за дополнительную плату.

3.5. Мониторинг показателей качества электрической энергии

Измерения показателей качества электрической энергии, проводимые периодически в электрических сетях важны. Они имеют цели, определенные в [11]. Но, они также имеют существенный недостаток, состоящий в том, что событие, вызвавшее снижение качества электрической энергии обычно происходит не в то время, когда проводятся измерения. Поэтому создание систем измерения показателей качества электрической энергии, осуществляющих непрерывный мониторинг, является актуальной задачей. Информация, полученная в результате непрерывных измерений, даст возможность решать множество задач. Эти задачи, например, сформулированы в руководящих указаниях по реализации и использованию мониторинга качества напряжения CEER [37]:

- оценка текущего состояния качества напряжения для проверки соответствия измеренных показателей установленным нормативным документам, договорам, обязательствам по лицензированию,
- получение информации о средних характеристиках сети и значительных трендах во всей сети и отдельных районах об уровнях напряжений, а также для оценки влияния распределенной генерации и новых типов потребителей, например, электромобилей на качество напряжения для планирования развития сети и присоединения новых потребителей,
- получение информации о качестве напряжения в случае жалоб потребителей, а также для предоставления информации о качестве напряжения новым потребителям, которые хотят присоединиться к сети и в случае заключения контрактов на поставку электрической энергии с учетом качества напряжения,

- распознавание проблемы качества напряжения для выбора подходящих мероприятия, разработки мероприятий, корректирующих качество напряжения,
- проверка соблюдений потребителем с искажающими нагрузками допустимого уровня эмиссии помех,
- использование информации для проведения исследований по следующим темам:
  1) корреляция между измеренными данными напряжений и структурой сети, характеристиками сети, характеристиками нагрузок, распределенной генерацией,
  2) оценка влияния на качество напряжения возможных изменений сети (ячеистой распределительной сети, островной распределительной сети, питающейся лишь от источников распределенной генерации),
  3) стоимость плохого качества напряжения и его влияние на срок службы установок потребителей, генерирующих элементов и элементов электрической сети.

Создание системы мониторинга показателей качества напряжения требует решения множества вопросов, среди которых: где измерять, какой инструмент использовать, какие величины измерять, как хранить измеренную информацию, как ее обрабатывать и представлять и т.д.

3.6. Организационные мероприятия для управления качеством электрической энергии

В основе организационных мероприятий управления качеством электрической энергии лежат законодательно-правовые документы [1, 2, 4-8] и др. Действующие документы в настоящее время не создают четкой системы контроля качества электрической энергии, четкой системы ответственности за низкое качество электрической системы и понесенные ущербы, как поставщиками, так и потребителями. Поэтому необходима разработка дополнительных документов, в частности образцов договоров энергоснабжения. Например, авторы [38] указывают, что: ”Договора должны содержать требования к качеству электроэнергии, установленные действующими законами и нормативными документами. Современные формулировки в части качества электрической энергии носят декларативный характер и по своему содержанию схожи с протоколом о намерениях”.

3.7. Технические мероприятия для управления качеством электрической энергии

В настоящее время разработано много технических средств для решения проблем качества электрической энергии. Многие проблемы могут и должны решаться уже на стадии проектирования [31, 39]. Технические средства для управления качеством электрической энергии необходимо предусматривать в проектах развития не только для обеспечения величин напряжений на основной частоте, но для несинусоидальности, несимметрии и при других видах искажений. Технические мероприятия для улучшения качества электрической энергии должны применяться на всех уровнях: при передаче, распределении и потреблении электрической энергии у конечного пользователя, как приведено на рис. 4 [31]. Мероприятия включают эксплуатацию сетей, при которой достигается минимизация проблем с качеством напряжения, использование распределенных источников электрической энергии (маховиков, суперконденсаторов, сверхпроводящих накопителей электрической энергии), изолирующих трансформаторов, фильтров гармоник, статических источников реактивной мощности и др.

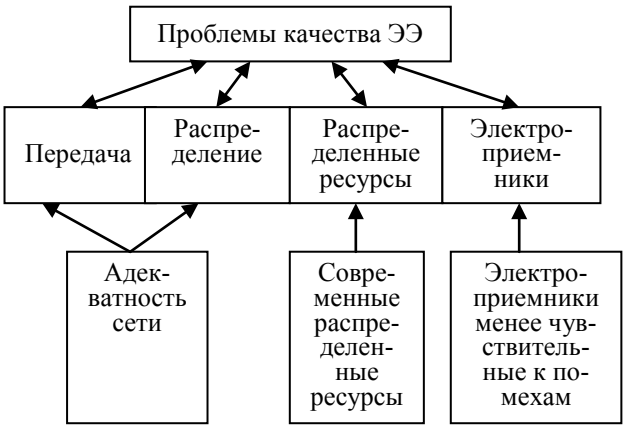


Рис.4. Мероприятия для улучшения качества электрической энергии.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) Для управления качеством электрической энергии необходимо разработать концепцию системы управления качеством электрической энергии, в разработке которой должны принимать участие не только специалисты, работающие в электроэнергетических системах, но и научно-исследовательских организаций, образовательных учреждениях, производители электрооборудования, органы государственной власти. Должен быть создан орган, управляющий работами в области качества электрической энергии.

2) Управление качеством электрической энергии должно основываться на физических законах единого процесса производства, передачи, распределения, потребления электрической энергии.

3) Стоимость электрической энергии необходимо увязывать с ее качеством, поскольку электрическая энергия с параметрами отличными от нормативных приносит ущербы. Необходимо разработать методики оценки различных видов ущербов из-за низкого качества электрической энергии.

4) Вопросами качества электрической энергии нужно заниматься, начиная с этапа проектирования и на всех уровнях эксплуатации электроэнергетических систем.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Постановление Правительства РФ от 13 августа 1997 г. № 1013 “Об утверждении перечня товаров, подлежащих обязательной сертификации, и перечня работ и услуг, подлежащих обязательной сертификации”.

[2] Постановление Госстандарта РФ от 14 августа 2001 г. № 74 “О внесении изменений и дополнений в “Номенклатуру продукции и услуг (работ), в отношении которых законодательными актами Российской Федерации предусмотрена их обязательная сертификация””.

[3] Постановление Правительства РФ от 12 августа 1998 г. № 938 “О государственном энергетическом надзоре в Российской Федерации”.

[4] Федеральный закон Российской Федерации от 27 декабря 2003 г. №184-ФЗ “О техническом регулировании”.

[5] Федеральный закон Российской федерации от 1996 г. №2-ФЗ “О защите прав потребителей”.

[6] Федеральный закон Российской федерации от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ “Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации”.

[7] Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. №35-ФЗ “Об электроэнергетике”.

[8] Гражданский кодекс Российской Федерации. Часть II.-М.: "Ось-89", 1996.

[9] ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.

[10] ГОСТ 30804.4.30-2013 (МЭК 61000-4-30:2008). Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии. – М.: Стандартинформ, 2014.

[11] ГОСТ 32145-2013 (ГОСТ Р 53333-2008). Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Контроль качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.– М.: Стандартинформ, 2014.

[12] ГОСТ 30804.4.7-2013 (МЭК 61000-4-7: 2009) Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. – М.: Стандартинформ, 2014.

[13] ГОСТ Р 51317.4.15-2012. Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования. – М.: Стандартинформ, 2012.

[14] ГОСТ Р 8.655-2009. Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений показателей качества электрической энергии. Общие технические требования. Москва. – М.: Стандартинформ, 2009.

[15] Технический регламент таможенного союза ТРТС 020/2011 “Электромагнитная совместимость технических средств”. Решение Комиссии Таможенного союза от 9 декабря 2011 г. №879.

[16] Правила присоединения потребителей к сети общего назначения по условиям влияния на качество электроэнергии. Инструктивные материалы по компенсации реактивной мощности и качеству электрической энергии. Москва. 1991.

[17] Правила применения скидок и надбавок к тарифам за качество электроэнергии. Инструктивные материалы по компенсации реактивной мощности и качеству электрической энергии. Москва. 1991.

[18] Инструкция о порядке расчетов за электрическую и тепловую энергию. Рег. № 449 от 28.12.93 г. Минюста России.

[19] Положение о государственном энергетическом надзоре в Российской Федерации // Промышленная энергетика, №6, 1999.
[20] Вагин Г.Я. Комментарии к новому стандарту на качество электрической энергии ГОСТ Р 54149-2010 и сопровождающим его стандартам // Промышленная энергетика, №1, 2013.
[21] Суднова В.И., Карташев И.И., Тульский В.Н. Козлов В. Допустимые отклонения напряжения в точках передачи электроэнергии // Новости электротехники, № 5(82), 2013.
[22] Коверникова Л.И. О новом стандарте на качество электрической энергии // Промышленная энергетика, №8, 2013.
[23] Чэпмэн Д. Цена низкого качества электроэнергии // Энергосбережение, №1, 2004.
[24] Казанцев А.И., Старцев А.П. К вопросу об управлении качеством электроэнергии // Вестник энергонадзора, №4, 2000.
[25] Старцев А.П., Шинкарев А.А. Проблемы качества электроэнергии в рамках действующего законодательства // Вестник госэнергонадзора №3, 2002.
[26] Economic evaluation of power quality. IEEE Power engineering. Review. Volume 22, № 2, 2002.
[27] Боровиков В.С., Волков М.В., Иванов В.В., Литвак В.В., Мельников В.А., Погонин А.И., Харлов Н.Н. Опыт корпоративного обследования электрических сетей 110 кВ Сибири, Томск, Издательство Томского политехнического университета, 2010.
[28] Zhezhelenko I.V., Sayenko Y.L., Electric losses, caused by high harmonics in electric power supply systems, Proceedings of X International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, ISNCC 2010, Łagów, Poland.
[29] Hartungi R., Jiang L., Investigation of power quality in health care facility, Proceedings of the International Conference on Renewable Energies and Power Quality, Granada, Spain, 23-25 March, 2010.
[30] Бучкина Е.А., Аксютин И.Ю., Сиренко В.В., Бортников. Динамика измерений показателей качества электроэнергии распределительных сетей МОЭСК. Управление качеством электрической энергии: Сборник трудов Международной научно-практической конференции. (Москва, 26-28 ноября 2014 г.) – М.: ООО "Центр полиграфических услуг "Радуга"", 2014.
[38] Шаров Ю. В., Карташев И. И. Современные задачи управления качеством электроэнергии. Управление качеством электрической энергии: Сборник трудов Международной научно-практической конференции. (Москва, 26-28 ноября 2014 г.) – М.: ООО "Центр полиграфических услуг "Радуга"", 2014.
[39] Kovernikova L.I. Analysis of active powers of nonlinear loads connected to the high voltage network. Proceedings of XII International School on Nonsinusoidal Currents and Compensation, ISNCC 2015, Łagów, Poland.
[31] Осика Л.К. Основные принципы построения системы контроля качества электроэнергии на оптовом рынке. Материалы семинара "Средства измерений качества электрической энергии", Москва, 28-29 января, 2003.
[32] M. Olofsson. Power quality and EMC in smart grid. Proceedings of EPQU'09, Lodz, Poland, 15-17 September 2009.
[33] Bollen M.H.J., Zhong J., Zavoda F., Meyer J., McEachern A., Lopez F.C. Power quality aspects of smart grids. Proceedings of ICREPQ'10, Granada, Spain, 23-25 March 2010.
[34] Kovernikova L.I. Estimation of damage from higher harmonics. Liberalization and Modernization of Power Systems: Risk Assessment and Optimization for Asset Management. The 3rd International Workshop. Proccedings. Edited by N.I. Voropai and E.J.Handschin.- Irkutsk:energy Systems Institute, 2006.
[35] A. de Almeida, L. Moreira, J. Delgado. Power quality problems and new solutions. Proceeding ICREPQ, 2013.
[36] Добрусин Л.Н. Инвестиции в электроэнергетику России и программа повышения их эффективности. Доклад// VI Всероссийский Энергетический форум "ТЭК России в XXI веке", Москва, Государственный Кремлевский Дворец, 1-4 апреля 2008 г.
[37] Guidelines of Good Practice on the Implementation and Use of Voltage Quality Monitoring Systems for Regulatory Purposes. Ref: C12-EQS-51-03.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Коверникова Лидия Ивановна – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: качество электрической энергии, анализ и нормализация несинусоидальных режимов в электроэнергетических системах.

Сессия 4.

УПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЕМ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

О прогнозировании предельных мощностей энергоблоков и электростанций при проектировании развития ЕЭС России

А. Н. Брусницын, В. С. Журавлев, Л. К. Осика

В статье оцениваются вероятные предельные номинальные мощности машин и оборудования энергоблоков ТЭС, ГЭС, АЭС, которые могут быть востребованы в ЕЭС России, по условиям возможностей их создания и применения. Рассмотрены также наибольшие установленные мощности электростанций различных типов в пределах одной площадки, целесообразные с точки зрения инвестора и эксплуатанта.

А. Н. Брусницын, В. С. Журавлев, Л. К. Осика, Фонд «Энергия без границ» (Группа «Интер РАО») (e-mail: Osika_lk@interrao.ru).

Ключевые слова: **единая энергетическая система (ЕЭС), электростанция, энергоблок Системный оператор.**

В последнее время в связи с дискуссиями по поводу целевой архитектуры Интеллектуальной энергетической системы (ИЭС) России, развивающейся на базе активно-адаптивной сети (ААС) [1, 2], малой распределенной энергетики и генерирующих источников на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), усилился интерес к прогнозированию структуры ЕЭС в отношении ключевых параметров электросетевых объектов и электростанций средней и большой мощности. Так, под эгидой Системного оператора (СО[1]) разрабатывается документ «Правила технологического функционирования электроэнергетических систем», в последней редакции которого (октябрь 2013 г.) предъявлены требования к наибольшим мощностям энергоблоков и электростанций, допустимым по условиям надежности функционирования электроэнергетической системы (ЭЭС). Эти требования приведены в таблице 1; в неё же для сравнения включены требования других документов.

[1] Роль которого исполняет ОАО «СО ЕЭС».

Не вызывает сомнений, что какими бы темпами ни развивались малая генерация на основе ВИЭ, накопители электроэнергии и другие элементы ИЭС с ААС, именно электростанции средней и большой мощности (тепловые, атомные, гидравлические) были и останутся «базовыми» опорными элементами ЭЭС с точки зрения обеспечения балансовой и режимной надежности электроснабжения потребителей [3]. Это обусловлено не только технико-экономическими закономерностями, влияющими на оптимизацию инвестиций (связанных, главным образом, с увеличением плотностей потоков энергии на единицу конструктивных параметров машин, оборудования и технологических комплексов [4]), но и возможностями обеспечения корректного планирования долгосрочного развития ЭЭС (ЕЭС), а также эффективного оперативно-диспетчерского управления[2].

Долгосрочное и среднесрочное проектирование развития ЕЭС России законодательно закреплено за СО, носит скользящий характер и осуществляется, согласно действующей нормативно-правовой базе, двумя путями:

- при реализации внутрисистемных мероприятий, заложенных в регламентированных документах планирования электроэнергетики федерального или регионального уровней[3] (таких как «Схема и программа развития Единой энергетической системы России»);
- при осуществлении технологического присоединения электроустановок

[2] См. статью: Осика Л.К. О роли электростанций средней и большой мощности в составе интеллектуальной энергетической системы России // Известия НТЦ Единой энергетической системы, 2013, № 2 (69). С. 68 – 86.

[3] Согласно Постановлению Правительства РФ от 17.10.2009 N 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

генерирующих компаний и потребителей электроэнергии к электрической сети.

На первый взгляд, в условиях как рыночной, так и плановой экономики, если проектировать развитие «снизу», от инвестиций в строительство электростанций без заданных нормативных ограничений, сделать вывод об объективных пределах единичных мощностей энергоблоков и станций не представляется возможным вследствие, с одной стороны, превалирующего влияния экономических интересов инвесторов, а с другой стороны, достаточно непредсказуемыми результатами исследований интеграции энергообъектов в ЕЭС.

Максимальная единичная мощность энергоблоков i- ой электростанции ($P_{\text{Б}i}^{\text{Н}}$) в ЭЭС является для инвестора оптимизируемым параметром, который должен учитывать, с одной стороны, сумму интервальных дисконтируемых затрат на капитальное строительство за период $T_{\text{С}}$ ($C_{\sum \text{С}}^{T_{\text{С}}}$), сумму интервальных дисконтируемых затрат за период расчетной эксплуатации $T_{\text{Э}}$ ($O_{\sum \text{Э}}^{T_{\text{Э}}}$), а с другой стороны – интервальные дисконтированные доходы от продаж электрической энергии, мощности и платных услуг по повышению системной надежности за период $T_{\text{Э}}$ ($M_{\sum \text{Э}}^{T_{\text{Э}}}$):

$$F\left(P_{\text{Б}i}^{\text{Н}}\right) = M_{\sum \text{Э}}^{T_{\text{Э}}} - \left(C_{\sum \text{С}}^{T_{\text{С}}} + O_{\sum \text{Э}}^{T_{\text{Э}}}\right) \rightarrow max \quad (1)$$

при известных инфраструктурных и технологических ограничениях [8].

Очевидно, что для ЭЭС

$$P_{\text{Б}}^{\text{М}} = Max\left\{P_{\text{Б}i}^{\text{М}}\right\}.$$

Рыночные (экономические) ограничения по максимальной мощности станции $P_{\text{Ст}}^{\text{М}}$ для инвестора проявляются через: 1) объемы продаж электроэнергии и мощности; 2) эффективность управления создаваемыми активами. При этом если расширение продаж не вызывает сомнений, в рыночной экономике инвестор предпочтет наиболее эффективный вариант, то есть энергоблоки как можно большей мощности (так как существует хорошо известная закономерность повышения технико-экономических параметров однотипных машин и оборудования при увеличении номинальных мощностей).

В то же время на $P_{\text{Б}}^{\text{М}}$ оказывают влияние технологии *изготовления и применения (в составе ЭЭС) энергоблоков.* В отношении $P_{\text{Ст}}^{\text{М}}$, очевидно, проявляется только предел по технологиям *применения станций*.

Возможности *изготовления* промышленных образцов машин и оборудования предельных параметров в рамках определенной технологии преобразования первичной энергии (органического или ядерного топлива, возобновляемой) в электрическую определяются, как правило, прочностными условиями, на которые в наибольшей степени влияют свойства материалов, размеры и воздействия (скорости, ускорения, давления, температуры и пр.).

Фактор *технологического применения* выражается в разработке и реализации системных ограничений и мероприятий, связанных с авариями, приводящими к отключению $P_{\text{Б}}^{M}$ и $P_{\text{Ст}}^{M}$, с целью сохранения разумного качества электроснабжения потребителей. В данном случае необходимо иметь в виду следующие обстоятельства.

Во-первых, один агрегат первичного преобразования энергии (реактор, котел) топлива (ядерного, органического) может обеспечивать работу нескольких агрегатов вторичного (электромеханического) преобразования энергии рабочего тела в электрическую, то есть турбоагрегатов. Например, в состав парогазовой установки (ПГУ) зачастую входят несколько первичных преобразователей энергии газа – газовых турбин (ГТ) и, как правило, одна паровая турбина (ПТ), питающаяся паром от котлов-утилизаторов (КУ). При этом внезапное отключение одного генератора (по «внешним» причинам, связанным с нарушениями нормальных электрических режимов в ЭЭС, а также по «внутренним» причинам на станции) либо вызовет либо не вызовет дальнейшее отключение генераторов такого «составного» энергоблока, что обусловливается его устройством и ограничениями, наложенными при проектировании на технологические режимы оборудования. Например, в ПГУ, выполненной по широко распространенной схеме 2×(ГТ+КУ)+ПТ отключение генератора ГТ не приводит к полному останову

энергоблока, тогда как отключение ПТ требует отключения и обеих ГТ, если они не снабжены специальными байпасными (в обход КУ) жаропрочными газоходами и выхлопными трубами, что не применяется в нашей стране для мощных ПГУ из-за существенного удорожания стоимости строительства.

Во-вторых, следует принимать во внимание, что даже при проектном алгоритме локализации возмущения только отключением одного генератора «составного» энергоблока, всегда повышается риск его полного отключения (всеми генераторами) из-за отказов технологической автоматики и систем регулирования. Полное отключение «составного» энергоблока возможно и при авариях в главной схеме электрических соединений станции.

Поэтому в целях проектирования развития ЭЭС целесообразно рассматривать в качестве расчетных аварий потерю всей мощности, связанной технологией первичного и вторичного преобразования энергии в один агрегат, то есть энергоблока.

Установление значений вышеназванных пределов дают возможность декомпозиции рассматриваемой проблемы на три подпроблемы, каждая из которых может решаться не только конкретными аналитическими расчетами, но и с привлечением статистических инструментов и экспертных прогнозов. Оказываются плодотворными и эмпирические *постулаты: об оптимальности принятых решений* на всех исторических этапах развития энергетики и *о неухудшении в будущем условий технологического применения энергоблоков и станций* достигнутых в настоящее время предельных мощностей.

Упомянутые выше декомпозиция, постулаты и статистическая информация о структурах ЕЭС и зарубежных ЭЭС в отношении $P_{\text{Б}}^{M}$ и $P_{\text{Ст}}^{M}$, а также информации о достигнутом и перспективном уровнях энергомашиностроения позволяют:

- оценить достижимый, по крайней мере, в среднесрочной перспективе технологический уровень создания машин и оборудования с учетом экономических факторов их производства – *для максимальных единичных мощностей энергоблоков*;
- сделать заключение о границах экономической целесообразности крупномасштабного строительства генерирующих источников – *для максимальных мощностей электростанций в пределах одной площадки (*на основе оценки максимальных единичных мощностей энергоблоков, а также опыта строительства и эксплуатации электростанций большой мощности, в том числе с учетом их ресурсной управляемости и управляемости активами);
- сделать предварительные (но весьма вероятные) *выводы о допустимости технологического применения* $P_{\text{Б}}^{M}$ *и* $P_{\text{Ст}}^{M}$ *достигнутых в настоящее время значений* (приняв во внимание отечественный и зарубежный опыт оперативно-диспетчерского управления электростанциями и энергоблоками, имеющими максимальные относительные мощности в существующих энергообъединениях).

По данным Минэнерго РФ[4], по состоянию на конец 2011 г., которое не изменилось принципиальным образом и на момент написания статьи, доля конденсационных энергоблоков единичной мощностью 150—1200 МВт в общей установленной мощности ТЭС составляла около 42,4 %. Наиболее распространенным оборудованием являлись энергоблоки единичной мощностью 200 и 300 МВт, доли которых в суммарной установленной мощности ТЭС были соответственно равны 11,2 и 15,9 %. На ТЭЦ основную долю оборудования составляли теплофикационные энергоблоки на давле-

[4] См. седьмой выпуск ежегодного публичного информационно-аналитического Доклада о функционировании и развитии электроэнергетики Российской Федерации, посвященный итогам работы отрасли в 2011 г. Доклад подготовлен Министерством энергетики Российской Федерации в сотрудничестве с ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике» (ЗАО «АПБЭ»), ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», НП «Совет рынка» и с «Общероссийским отраслевым объединением работодателей электроэнергетики» (Объединение РаЭл).

ние пара 130 кгс/см^2 без промперегрева: 30,8 %. Мощность наиболее современного оборудования на давление пара 240 кгс/см^2 достигала 31,3 % от суммарной установленной мощности всего оборудования ТЭС.

В России самым крупным энергоблоком ТЭС, эксплуатирующимся в настоящее время, является энергоблок № 9 Костромской ГРЭС номинальной мощностью 1200 МВт с паровой турбиной К-1200-23,5-3 производства ЛМЗ (1978 г.) и турбогенератором типа ТЗВ-1200-2А.

График структуры генерирующих мощностей России «по крупности» $K_{\%} = F\left(P_{L,\text{Б}}^{M}\right)$, где $P_{L,\text{Б}}^{M}$ - мощность энергоблоков всех электростанций, равная или большая, чем L при мощностном ряде 1200 МВт, 800 МВт, 500 МВт и т. д., а $K_{\%}$ - относительная величина состава энергоблоков, начиная с элемента мощностного ряда и выше, приведен на рис.1. На рис 2 приведен тот же график, но только в отношении мощных конденсационных ТЭС (без учета ГЭС, АЭС и ТЭЦ) за 1992[5] и 2011[6] годы, который наглядно демонстрирует сохранение тенденции изменения показателей на протяжении двадцати лет.

Данный вид графической зависимости позволяет наглядно оценить структуру единичных мощностей энергоблоков в любой ЭЭС, а также проследить в динамике принципиальные изменения в этой структуре.

Наибольшую установленную мощность среди ТЭС России имеет Сургутская ГРЭС-2 (газ, 5600 МВт), а среди гидравлических станций – Саяно-Шушенская ГЭС (6400 МВт). Самая крупна угольная станция – Рефтинская ГРЭС установленной мощностью 3800 МВт, наибольшая достигнутая мощность АЭС – 4000 МВт (Ленинградская, Балаковская, Курская, Калининская).

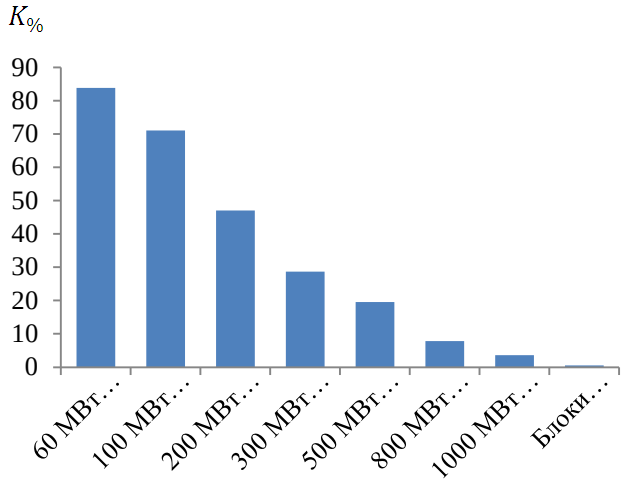


Рисунок 1. Относительная величина состава энергоблоков «по крупности» в структуре генерирующих мощностей России

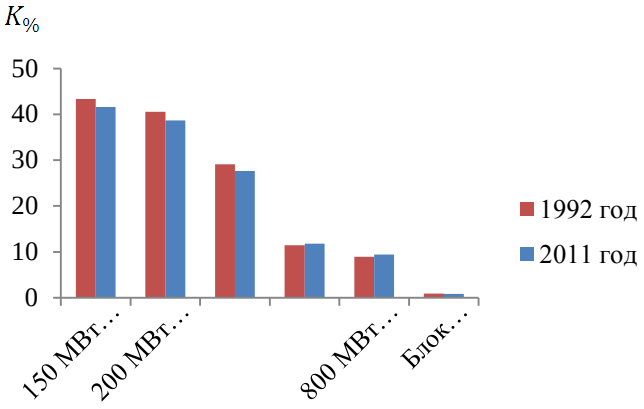


Рисунок 2. Относительная величина состава энергоблоков КЭС «по крупности» в отношении мощных конденсационных ТЭС (без учета ГЭС, АЭС и ТЭЦ) за 1992 и 2011 годы

Какие же наибольшие единичные мощности энергоблоков и электростанций следует ожидать в среднесрочном и долгосрочном периодах развития ЕЭС?

Прежде всего, следует отметить, что в долгосрочной перспективе, допускающей реалистические прогнозы, среди мощных промышленно используемых источников электрической энергии, образующих структуру ЭЭС в мире и в России, не появится тех, которые использовали бы принципиально новые технологии [4], освоенные на базе физических явлений, находящихся в настоящее время в стадии фундаментальных ис-

[5] Щеглов А.Г. Стратегия развития тепловых электростанций на территории России. Таблица 1.2 Показатели работы групп энергоустановок ТЭС России за 1992 год, стр. 18

[6] По данным информационно-аналитического доклада Министерства энергетики РФ о «Функционировании и развитии электроэнергетики Российской Федерации в 2011 году».

следований[7]. Таким образом, в качестве базовых структурных генерирующих элементов ЭЭС были и будут оставаться мощные АЭС, ТЭС и ГЭС, построенные по блочному принципу, то есть с максимальным технически достижимым и экономически целесообразным технологическим обособлением энергоблоков в целях обеспечения эксплуатационной безопасности, надежности выработки электрической (и тепловой на ТЭЦ) энергии, а также достаточного уровня технологической, организационной и хозяйственной управляемости. Среди различных типов базовых ТЭС следует иметь в виду также и станции, частично использующие возобновляемые источники энергии (ВИЭ) в относительно существенных долях, например солнце (гелиотермальные установки), органическое топливо, отнесенное к ВИЭ, геотермальную энергию.

Самыми большими угольными электростанциями являются: Taichung Power Plant (Тайвань) - 5780 МВт; Tuoketuo Power Station (Китай) - 5400 МВт; Белхатувская ТЭС (Польша) – 5258 МВт. На них установлено тепломеханическое оборудование на суперсверхкритические параметры пара[8] (ССКП).

Если рассматривать динамику энергомашиностроения, номинальные мощности энергоблоков ПГУ достаточно быстрыми темпами приближаются к номинальным мощностям угольных энергоблоков [12], хотя еще десятилетие назад они значительно отставали по этому параметру. Причем, очевидно, что самые крупные из ПГУ представляют собой дубль-блоки (например, блок мощностью 919 МВт с газотурбинными установками (ГТУ) модели M701F4 фирмы MHI на ТЭС Banadirma, Турция). Если фирма MHI[9] успешно завершит проект создания ГТУ модели M701J мощностью 470 МВт [11], то дубль-блок на её основе будет иметь номинальную мощность около 1400 МВт, что значительно превосходит единичные мощности намечаемых к строительству угольных энергоблоков.

Тем не менее, основной мировой и отечественной тенденцией является строительство одновальных ПГУ (моноблоков) в диапазоне 400 – 600 МВт [9] с возможностью увеличения верхнего диапазона этих мощностей до 700 МВт, что обусловлено темпами прогресса в развитии газотурбостроения [10, 11]. В данной области для России в настоящее время следует учитывать и политический фактор – курс на импортозамещение и ориентацию Минэнерго РФ на отечественные газовые турбины реальный класс мощности которых в ближайшее десятилетие вряд ли превысит 180 МВт (на базе ГДД-110М АО «Объединенная двигателестроительная корпорация»).

Самые мощные атомные энергоблоки в мире с реакторами EPR-1700 номинальной мощностью 1750 МВт установлены на китайской АЭС Тайшань. В 2014 г. в сеть должен быть включен наиболее мощный из российских атомных энергоблоков – энергоблок № 1 Нововоронежсой АЭС-2 мощностью 1200 МВт, созданный по проекту АЭС-2006. Крупнейшей АЭС в мире является японская электростанция Касивадзаки-Карива установленной мощностью 8212 МВт [7]. Самая крупная в Европе АЭС - это Запорожская АЭС (Украина) мощностью 6000 МВт (6 ×ВВЭР-1000).

Самыми мощными гидротурбинами с мире являются турбины радиально – осевого типа («турбины Френсиса») для строящейся в Китае ГЭС Xiangjiaba номинальной мощностью 812 МВт производства компании Alstom. Во время разработки первой редакции Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики (2006 – 2007 гг.) для предлагаемого проекта строительства Эвенкийской ГЭС планировалась установка гидротурбин номинальной мощностью около 1000 МВт. Самыми крупными гидротурбинами, созданными и России, являются турбины номинальной мощностью 640 МВт,

[7] К ним относятся, например, ядерные реакции для наработки водорода, используемого в дальнейшем в качестве топлива для производства электроэнергии, различные направления управляемого термоядерного синтеза и некоторые другие [3].

[8] Как правило, это давление и температура острого пара (пара промперегрева): со значениями соответственно 25 – 28 МПа и 590 - 610°С.

[9] Mitsubishi Heavy Industries Ltd, Япония.

установленные на Саяно-Шушенской ГЭС (1977 г.). Крупнейшей гидравлической электростанцией в мире является ГЭС «Три ущелья» (Китай) установленной мощностью 22 500 МВт. На станции эксплуатируются 34 генератора: 32 основных номинальной мощностью 700 МВт каждый (с $\cos\varphi = 0{,}9$), и два для питания собственных нужд номинальной мощностью по 50 МВт.

Для условий России при проектировании развития ЕЭС и изолированных ЭЭС актуален и ещё один параметр – максимальная тепловая мощность станций с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии (ТЭЦ), что обусловлено необходимостью обеспечения живучести систем теплоснабжения при тяжелых системных авариях в ЭЭС с «погашением» ТЭЦ. Самой крупной в этом отношении станцией в нашей стране является ТЭЦ-21 ОАО «Мосэнерго»; её тепловая мощность составляет 4958 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность ТЭЦ-26, ТЭЦ-23 и ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго» - соответственно 4530, 4214 и 4088 Гкал/ч. Однако, насколько это известно из открытых источников, ни в России, ни в мире не планируется строительство новых столь мощных ТЭЦ, что связано с тем, что оптимальная мощность теплоисточников в составе систем теплоснабжения мегаполисов (не говоря уже о городах с численностью менее 1000000 млн. чел.) с учетом всех факторов градостроительства и рыночных условий[10] лежит гораздо ниже этих пределов.

Таким образом, исходя из имеющихся аналитических материалов и вышеизложенной статистики, можно сделать следующие выводы.

1. Максимальные единичные мощности энергоблоков в ЕЭС России, как и во всем мире, определяются оптимальными единичными мощностями атомных реакторов и паровой части АЭС (таблица 2). Оптимальная мощность реакторов согласно зависимости (1) имеет тенденцию к увеличению с течением времени, но она выражена достаточно слабо: 100 – 150 МВт за последние 30 лет. Поэтому можно ожидать, что в реально обозримой перспективе верхний предел единичной мощности энергоблоков АЭС, достижимый на мировом уровне, будет равен ~2000 МВт. Следует отметить, что в связи с высокой капиталоемкости строительства оптимальная номинальная мощность энергоблока АЭС совпадает с его реально технологически достижимой мощностью, то есть максимум (1) достигается на границе области возможных решений.

2. Пока значительно ниже оптимального уровня мощности энергоблока АЭС находится оптимальная мощность угольных энергоблоков, которая также достигается на границе области реально технологически достижимых решений в координатах мощностных параметров (таблица 2). Есть основания полагать, что в случае успеха в разработке относительно дешевых и надежных жаропрочных сталей, угольные энергоблоки на ультрасверхкритические параметры пара (35 – 39 МПа и 700 -- 790°С) [10] также будут строиться единичными мощностями, не превышающими 1100 – 1200 МВт.

3. Несмотря на имеющиеся принципиальные возможности в недалеком будущем строительства дубль-блоков ПГУ мощностью до 1400 МВт, вероятность того, что это произойдет в России, крайне мала (следует иметь в виду также отсутствие планов строительства в мире дубль-блоков мощностью 1200 МВт на базе уже освоенной ГТУ SGT5-8000H фирмы Siemens).

4. Учитывая наиболее вероятные предельные значения мощностей технологически обособленных единиц электростанций различных типов, следует признать, что предел единичной установленной мощности энергоблоков в ЕЭС России будет определяться атомными технологиями и жестко связан с технической политикой и возможностями ГК «Росатом». В ближайшие 15 лет он не превысит 1250 (1255) МВт, что объясняется осуществлением масштабного строительства по проекту ВВЭР-ТОИ. За пределами этого срока возможно повышения предела единичной мощности до 1600 МВт за счет

[10] См. статью на сайте http://www.rosteplo.ru: Семенов В.Г. Теплофикация в современных рыночных условиях.

реализации проекта строительства серии реакторов на быстрых нейтронах.

5. При строительстве новых электростанций (Green field) можно прогнозировать, что АЭС в России вряд ли будут состоять более чем из четырех энергоблоков, исходя из сложившейся практики, которая определилась комплексной оптимизацией затрат в период всего их жизненного цикла в виде (1), а также возможностями управления жизненным циклом в сложившихся организационных формах. Учитывая данные по максимальной единичной мощности энергоблоков (таблица 2), в среднесрочной перспективе следует ориентироваться на предельную установленную мощность атомных станций, равную 5000 МВт, а в случае освоения реакторов БН-1600 – на предельную мощность, равную 6400 МВт (таблица 3).

6. В отношении новых угольных станций с точки зрения освоения экономически привлекательных месторождений, топливной логистики и природоохранных мероприятий также следует ориентироваться на число энергоблоков, не превышающее четыре, то есть на установленную мощность около 4800 МВт. Отдельные обсуждаемые ранее проекты сверхмощных угольных станций (до 6000 МВт) предназначались для специальных целей – экспорта электроэнергии в Китай с помощью передач постоянного тока и поэтому не должны рассматриваться в качестве перспективных структурных элементов ЕЭС.

7. Наибольшую установленную мощность станций следует ожидать при строительстве новых ГЭС, однако в обозримой перспективе ввод в эксплуатацию «супермощных» станций не ожидается (таблица 3). Поэтому в России предельная установленная мощность вновь строящихся ГЭС не превзойдет предельных мощностей АЭС и ТЭС, что и следует принимать во внимание при проектировании развития ЕЭС.

8. Предельная установленная тепловая мощность вновь строящихся ТЭЦ, работающих в составе ОЭС, ЕЭС и изолированных ЭЭС, не превзойдет установленной мощности уже эксплуатируемых в России комбинированных электростанций. Её наиболее вероятный предел будет лежать в диапазоне от 2000 до 3000 Гкал/ч. Следовательно, с учетом высокого уровня неопределенности в развитии инфраструктуры мегаполисов в этом отношении прогнозы, разработанные СО и приведенные в таблице 1, следует признать обоснованными.

ЛИТЕРАТУРА

1. Дорофеев В.В., Макаров А.А. Активно-адаптивная сеть - новое качество ЕЭС России // Энергоэксперт, 2009. № 4.
2. Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью. Разработана по заказу ОАО «ФСК ЕЭС», 2012.
3. Развитие Единой энергетической системы России на период до 2020 года / Беловицкий В.А., Бобылева Н.В., Полудницын П.Ю., Уварова Т.А., Чемоданов В.И., Эмма Ю.С. // Электрические станции, 2012, № 5.
4. Капица П.Л. Энергия и физика / Доклад на научной сессии, посвященной 250-летию Академии наук СССР, Москва, 8 октября 1975 г.// Вестник АН СССР. 1976. № 1. С. 34-43.
5. Фортов В.Е., Макаров А.А. Направления инновационного развития энергетики мира и России // Успехи физических наук 2009, т. 179, № 12.
6. Клименко А.В., Зорин В.М. Теплоэнергетика и теплотехника: Общие вопросы. Справочник / Под общ. ред. чл.- корр. РАН А.В. Клименко и проф. В.М. Зорина. — 3-е изд., перераб. М.: МЭИ, 1999 — 528 с.
7. Ольховский Г.Г., Тумановский А.Г. Перспективы развития теплоэнергетики. // Труды научно-технической конференции «Актуальные экономические и технические проблемы энергетического сектора России». – М.: Институт высоких температур РАН, 2002.
8. Вихрев Ю.В. Атомная энергетика // Энергетика за рубежом. 2013. № 4. С. 33—38.
9. Щеглов А.Г. Стратегия развития тепловых электростанций на территории России. – М.: ОАО «Издательство «Стройиздат», 2007. – 216 с.: ил.
10. Рогалев Н.Д., Голодницкий А.Э, Тумановский А.Г. Состояние и разработок в области создания паротурбинных угольных электростанций с параметрами пара, превышающими 30,5 МПа и 700°С //Электрические станции, 2013, № 3.
11. Трухний А.Д. Парогазовые установки электростанций: учебное пособие для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2013. - 648 с.

12. Ольховский, Г. Г. Перспективные газотурбинные и парогазовые установки для энергетики (обзор) // Теплоэнергетика. -2013. -№

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Брусницын Алексей Николаевич – заместитель Управляющего Фондом «Энергия без границ», кандидат экономических наук..



Журавлев Виктор Сергеевич – ведущий эксперт Фонда «Энергия без границ»



Осика Лев Константинович - руководитель направления сопровождения проектов Фонда «Энергия без границ», кандидат технических наук.

ТАБЛИЦА 1. Требования нормативных документов к максимальной установленной электрической и тепловой мощности энергоблоков и электростанций

Номенклатура ограничений на установленную (номинальную) мощность энергоблоков и электрических станций	**ВНТП-81. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций (утверждены Минэнерго СССР 8.10.1981)**	**СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003 № 281)**	**Проект. Правила технологического функционирования электроэнергетических систем (разработаны под руководством СО, сайт http://so-ups.ru)**
Требования к максимальной установленной электрической мощности энергоблока ТЭС	**Не предъявляются (для ОЭС единичная мощность выбирается возможно более крупной).** «6.1.Единичная мощность турбоагрегатов конденсационных блоков на электростанциях, входящих в объединенные энергосистемы, выбирается возможно более крупной для данного вида топлива с учетом перспективного развития объединенной системы, а на электростанциях, входящих в изолированные системы, - на основе технико-экономического анализа с учетом величины аварийного резерва и затрат на сетевое строительство, а также перспективного развития».	**Не предъявляются.** «3.5. Выбор типов и единичной мощности агрегатов сооружаемых и расширяемых тепловых электростанций рекомендуется осуществлять с учетом влияния повышения единичной мощности энергоблоков на уровень резерва мощности энергосистем и пропускную способность электрических сетей, организации эксплуатации и ремонтов, автоматизированного управления режимами работы энергоблоков и электростанций в целом». См. также графу «Примечания» для данной строки таблицы.	**Не предъявляются.**
Требования к максимальной установленной электрической мощности энергоблока АЭС	**Документ не распространяется на проектирование атомных, дизельных и геотермальных электростанций.**	**Не предъявляются.**	**1500 МВт.** «11.2.2. …Единичная установленная электрическая мощность энергоблока атомной электростанции не должна превышать 1500 МВт».
Требования к максимальной установленной электрической мощности конденсационных электростанций	**Не предъявляются.** «3.1.1. Район или пункт строительства тепловой электростанции определяется схемой развития энергосистем или схемой теплоснабжения района. Выбор площадки для строительства, а также определение основных характеристик электростанции	**Не предъявляются.** «3.4. Местоположение и возможная мощность тепловых электростанций (включая АЭС), направления технического перевооружения действующих электростанций определяются с учетом возможности размещения (земля, вода), транспорта топлива, наличия коридоров для электрических (тепловых) сетей, соблюдения норм и требова-	**4800 МВт.** «11.2.2. Установленная мощность сооружаемых конденсационных тепловых …. электростанций не должна превышать величину 4800 МВт»

	производится на основании технико-экономического сопоставления конкурирующих вариантов, выполняемого в соответствии с требованиями «Инструкции по разработке проектов и смет для промышленного строительства», а также соответствующих глав строительных норм и правил».	ний охраны окружающей среды, радиационной и экологической безопасности. Предельная мощность КЭС (ПГУ, АЭС) должна выбираться исходя из минимума затрат на сооружение электростанций с учетом выдачи и распределения мощности, обеспечения экологических требований. Расчет указанных затрат по вариантам сооружения электростанций должен осуществляться с учетом развития энергосистем, продолжительности строительства, ввода и освоения мощности электростанций».	
Требования к максимальной установленной электрической мощности АЭС	**Документ не распространяется на проектирование атомных, дизельных и геотермальных электростанций.**	**Не предъявляются.**	**4800 МВт.** «11.2.2. Установленная мощность сооружаемых …. атомных электростанций не должна превышать величину 4800 МВт»
Требования к максимальной установленной тепловой мощности ТЭЦ и единичной установленной электрической и тепловой мощности теплофикационных агрегатов	**Не предъявляются (единичная мощность выбирается возможно более крупной).** «6.2. Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в энергосистемы, выбираются возможно более крупными с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района».	**Не предъявляются.** «3.6. Обоснование целесообразности сооружения ТЭЦ, выбор типа и единичной мощности агрегатов рекомендуется осуществлять специализированным проектным организациям с учетом уровня и концентрации тепловых нагрузок, динамики их роста, объемов и режимов выработки электроэнергии в теплофикационном и конденсационном режимах, эффективности выработки электроэнергии в конденсационном режиме по сравнению с поставками электроэнергии с оптового рынка».	**3000 Гкал/ч.** «11.2.2. … Для теплоэлектроцентралей величина установленной тепловой мощности не должна превышать 3000 Гкал/ч».

ТАБЛИЦА 2. Крупнейшие единичные мощности эксплуатируемых, строящихся и перспективных энергоблоков для различных типов электростанций

Энергоблоки станций	**Максимальная достигнутая мощность эксплуатируемых и строящихся энергоблоков, МВт**		**Максимальная прогнозируемая мощность новых энергоблоков в России, МВт (экспертная оценка)**	**Примечание**
	В мире	**В России**		
АЭС	1750	1250 (1255) (ВВЭР-ТОИ)	1250 (1255) – ВВЭР – ТОИ Долгосрочная перспектива: 1600 –для реакторов на быстрых нейтронах	Компания Alstom освоила выпуск для АЭС паровых турбин Arabelle номинальной мощностным рядом до 1900 МВт и генераторов Gigator также мощностным рядом

					до 1900 МВт.
ТЭС на угле	1100	800	1100 – 1200 (ССКП)		Наиболее вероятная мощность ССКП, построенная на российском оборудовании 600 – 700 МВт.
ТЭС на газе (ПСУ)		1200	-		Строительство энергоблоков ПСУ не планируется
ПГУ утилизационного типа - ГТ	375	290	400 470 (возможная перспектива)	1200 (2×ГТ+1×ПТ)	ПГУ-800 МВт на Киришской ГРЭС является в настоящее время самой крупным энергоблоком этого типа в России, выполненным по схеме (2×ГТ+1×ПТ).
ПГУ утилизационного типа - ПТ	304 (в составе дубль-блока ТЭС Banadirma, Турция)	260	400 470 (возможная перспектива)	1400 (2×ГТ+1×ПТ) (возможная перспектива)	
ГЭС	812	640	1000 - 1100		

ТАБЛИЦА 3. Крупнейшие единичные электрические мощности эксплуатируемых, строящихся и перспективных электростанций различных типов

Энергоблоки станций	**Максимальная достигнутая мощность эксплуатируемых и строящихся электростанций, МВт**		**Максимальная прогнозируемая мощность электростанций в России, МВт (экспертная оценка)**	**Примечание**
	В мире	**В России**		
АЭС	8 212	4000	5000 (4×ВВЭР-ТОИ) Долгосрочная перспектива: 6400 (4×1600 БН-1600)	
ТЭС на угле	5 780	3 800	4400 (4×1100) – 4800 (4×1200)	
ТЭС на газе Паросиловые установки (ПСУ) (совместно с ПГУ)	5 040	5600	4000 - 5000 (с разными единичными мощностями ПГУ)	Строительство новых электростанций с ПСУ на газе не планируется
ГЭС	22 500	6 400	1300 МВт в среднесрочной перспективе.	Пока самым крупным из публично обсуждаемых проектов за последние 10 лет является строительство Эвенкийской ГЭС мощностью от 8000 до 12000 МВт.

Интеллектуальные технологии при обосновании развития и управлении энергетическими системами. Использование NIS/GIS, как инструмента планирования развития электрических сетей. Опыт применения в городском округе «Южно-Сахалинск»

А.Ю. Чжан

Как и другие системы, относящиеся к инфраструктуре, система энергоснабжения города в своём развитии требует планового подхода, основанного на точных технических и экономических расчётах и учитывающего не только текущие потребности, но и перспективы завтрашнего дня. Ограничения, связанные не только с наличием электрической мощности, но и с возможностью её транспорта до потребителя с нужным уровнем качества и надёжности, могут стать непреодолимым препятствием к развитию как города в целом, так и прочих его систем жизнеобеспечения.

Понимая всю необходимость согласованности развития системы электроснабжения с развитием города, Администрация г. Южно-Сахалинска весной 2014 года провела конкурс на выполнение работ по формированию планов развития системы энергоснабжения города вплоть до 2027 года.

Основой для формирования таких долгосрочных планов стала, созданная в рамках этой работы, электронная модель системы электроснабжения города.

Несколько слов о том, что такое электронная модель электросети и какие задачи могут быть решены при её использовании

Электронная модель – это специализированная программа с базой данных, содержащих все необходимые для проведения расчётов характеристики элементов электрической сети. Электронная модель наглядно представляет степень загруженности элементов сети и ограничения случае несоответствия её технических параметров параметрам подключенных потребителей.

В качестве программной среды был выбран программный комплекс TEKLA XPower, хорошо зарекомендовавший себя в применении в энергосистемах стран Балтии и ряде стран Западной Европы, а также имеющий практику внедрения в энергосистеме Московской области – МОЭСК. Программный комплекс TEKLA XPower обладает рядом преимуществ перед прочими аналогами. В частности, комплекс TEKLA XPower содержит геоинформационную систему (ГИС), позволяющую осуществлять точную привязку энергообъектов к местности и отображать их на карте города. Таким образом, электронная модель, построенная на базе TEKLA XPower, позволяет не только анализировать существующую ситуацию в системе электроснабжения с определением режимов работы, но и рассматривать различные варианты развития, моделируя развитие энергосистемы прямо на карте с учётом всех особенностей городской застройки и наличия коммуникаций. Математический аппарат со встроенным алгоритмом позволяет в короткий срок определить технические характеристики того или другого моделируемого варианта и, в конечном итоге, - оценить эффективность каждого. Таким образом, электронная модель является эффективным инструментом, позволяющем специалистам прогнозировать параметры электроснабжения потребителей, надежность и качество при различных режимах функционирования системы электроснабжения, в т.ч. и аварийных.

Для построения электронной модели электроснабжения города, в первую очередь необходимо было создать базу данных по существующим энергообъектам с точной привязкой к топографической основе, другими словами, - к карте города. Этот этап работы был самым ответственным - т.к. от качества и полноты данных зависит достоверность производимых в дальнейшем расчётов. Сложность этого этапа обусловлена состоянием первичной информации: наличием и качеством документации, достоверностью содержащихся в них сведений. В общей сложности было обработано около 5 тысяч документов. Основной массив информации, полученной от электросетевых предприятий города – филиал распределительных сетей ОАО Сахалинэнерго и муниципального предприятия Электросервис – были представлены в виде схем и таблиц, отпечатанных на бумаге. Зачастую, это были копии, выполненные фотографическим способом, утерявшие цвет, яркость с внесёнными от руки поправками. Полученную таким образом информацию было необходимо систематизировать и занести в программный комплекс, создавая тем самым, рабочую базу данных.

При формировании первичной базы данных, учитывая большой объем информации и ограниченные сроки, отсутствовала полноценная возможность предварительной проверки. Но, выполненные за тем тестовые расчёты подтвердили приемлемую степень достоверности внесённых данных. Это, тем не менее, не исключает необходимости проведения в дальнейшем отдельной работы по повышению качества электронной модели путём внесения корректировок.

Выполненный с помощью электронной модели анализ существующей ситуации в системе электроснабжения города в целом подтвердил адекватность системы текущим потребностям.

Дальнейшая работа с моделью осуществлялась на основе Генерального плана развития города, разработанного и утверждённого в 2012. В соответствии с генеральным планом для анализа были определены/выделены временные периоды возникновения наиболее значительных изменений в потреблении электроэнергии, которые легли в основу формирования моделей системы электроснабжения города. Всего, по мимо текущего, было выбрано 3 периода 2017год, 2022, 2027… В моделях также учитывались планы ОАО «Сахалинэнерго» по развитию электросети, разработанные ранее и имеющие определенность по времени ввода объектов электросети в эксплуатацию.

В соответствии с выбранными для проведения анализа годами, были построены модели, учитывающие все прогнозные изменения в потреблении электроэнергии и её распределении.

Каждая модель анализировалась с точки зрения обеспеченности электроснабжения вновь вводимых потребителей, а также на предмет возникающих при этом параметров сети. Также анализировалась структура системы электроснабжения с точки зрения устойчивости к аварийным ситуациям и обеспечения надёжности путём резервирования.

Результаты анализа получили наглядное представление как в графическом, так и в текстовом табличном варианте.

Для устранения выявленных недостатков специалистами при помощи программных средств TEKLA XPower были смоделированы новые энергообъекты (подстанции, кабельные линии электропередач), т.е. определено местоположение и основные характеристики, а также, где это было возможно и достаточно - изменены параметры существующих энергообъектов в соответствии с потребностью, обусловленной новыми потребителями. Возможности программы позволяют

группировать все изменения в системе электроснабжения по временному признаку, т.е. формировать так называемые «временные слои». Это в свою очередь позволяет рассматривать систему электроснабжения в динамике и формировать оптимальные решения развития.

Все эти изменения были сведены в единый документ в качестве рекомендаций и предложений по развитию сети.

Кроме определения технических мероприятий, необходимых для обеспечения перспективного развития города - строительства новых объектов энергетики и модернизации существующих – требовалось также дать бюджетную оценку предполагаемых затрат. С этой целью был выполнен сметно-финансовый расчёт, включающий весь перечень разработанных мероприятий по развитию электросети и учитывающий укрупнённую стоимость основного оборудования с распределением по выбранным периодам.
Результаты сметно-финансовых расчётов также вошли в итоговый документ – Утверждаемую часть проекта развития электросетей города.

Созданная в рамках выполнения работы по перспективному планированию развития электросетей г. Южно-Сахалинска электронная модель имеет несколько перспектив дальнейшего использования.
Неоценимое значение имеет собранная и систематизированная информация об объектах системы электроснабжения (ТП, РП, кабельные и воздушные линии и пр.), составившая базу данных электронной модели, и содержащая не только технические параметры, но и топографическую привязку на местности. Очевидно, что для поддержания актуальности базы данных и обеспечения качества расчётов требуется согласование действий всех сетевых организаций по внесению изменений и дополнений в электронную модель, осуществляющих свою производственную деятельность в пределах города. Координирующую функцию по работе с электронной моделью приняла на себя администрация города, также заинтересованная в наличии базы данных с информацией об энергообъектах.
Большой практический интерес со стороны электросетевых организаций вызывает специализированный модуль программного комплекса TEKLA XPower, предназначенный для оперативного формирования Технических условий на технологическое присоединение к сетям электроснабжения. Данный модуль позволяет существенно упростить и сделать максимально доступной процедуру получения Технических условий на подключение к электрической сети. В настоящее время идёт опробация модуля в электрических сетях Московской области МОЭСК.
Также собранная и систематизированная в электронной модели информация об отдельных элементах электрической сети, в частности, - о дате выпуска, дате ввода в эксплуатацию и сроках эксплуатации, а также о межремонтном периоде, позволяет в дальнейшем автоматизировать формирование сервисно-эксплуатационной программы, чем обеспечить максимально эффективное использование аммортизационных средств и ремонтных ресурсов.
Также являются интересными возможности платформы программного комплекса TEKLA XPower в реализации диспетчеризации и управления энергообъектами, что в сочетании с расчётно-аналитическими возможностями электронной модели имеет перспективу построения полноценной активно-адаптивной сети электроснабжения.

Методы ситуационного управления в задачах оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности

Л. В. Массель, Н. И.Пяткова

Аннотация. В статье рассматривается возможность использования методов ситуационного управления в исследованиях проблем энергетической безопасности. Сопоставляются схема исследований по оценке состояния ТЭК с точки зрения ситуационного управления и схема решаемых задач и используемых при этом методов моделирования для оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности. Даны характеристики понятия «ситуации», ситуационного анализа и ситуационного моделирования. Приведены примеры моделируемых нештатных ситуаций в системах энергетики и использования методов семантического моделирования для исследования угроз энергетической безопасности.

Ключевые слова: **энергетическая безопасность. угрозы энергетической безопасности, ситуационное управление, модели, энергосистема**

1. ВВЕДЕНИЕ

Основное содержание задач по исследованию проблемы энергетической безопасности (ЭБ) заключается в прогнозировании условий функционирования и развития систем энергетики и ТЭК в целом, с учетом возможных критических и чрезвычайных ситуаций (КС и ЧС), в оценке состояния в этих условиях и выявлении «узких мест» в системах топливо- и энергоснабжения потребителей, в выборе возможных альтернатив необходимых направлений и конкретных мер по предотвращению КС и ЧС в этих системах или снижению их негативного воздействия [1].

В современных условиях возникла необходимость в усовершенствовании существующего и разработке нового методического, модельного и программного инструментария для проведения подобных исследований, так как особое место начинают занимать исследования, связанные с понятием риска критических и чрезвычайных ситуаций, их последствий. Особую важность приобретает задача анализа возможных угроз и формирование на этой основе сценариев возмущений (критических и чрезвычайных ситуаций) и связанные с этим проблемы их моделирования.

Авторы предлагают использовать концепцию ситуационного управления для обоснования стратегических решений, основанных на исследованиях проблемы ЭБ, а также интеграцию математического и семантического (онтологического, когнитивного, событийного и вероятностного) моделирования для реализации этой концепции.

2. СИТУАЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Предлагается современная трактовка идеи ситуационного управления, предложенной Д.А. Поспеловым [2,3], и ее отображение на современные информационные технологии.

Идея ситуационного управления заключается в выборе управленческих решений с учетом сложившейся ситуации из некоторого набора допустимых (типовых, стандартных) управляющих воздействий. Под текущей ситуацией C при этом понимается совокупность текущего состояния объекта (вектор состояния X) и его внешней среды (вектор возмущений F). Тогда $C = < X, F >$. Вводится также понятие полной ситуации $S = < C, G >$, где C – текущая ситуация, G – цель управления. В свою очередь, цель управления G может быть представлена в виде целевой ситуации G_g , к которой должна быть приведена имеющаяся текущая ситуация. Тогда $S =<C, G_g >$. Полагая, что текущая ситуация C принадлежит некоторому классу Q', а целевая (заданная) ситуация Gg – классу Q'', ищется такое управление (век-

Л.В. Массель, Н.И. Пяткова, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: nata@isem.irk.ru). Работа выполнена при поддержке Программы №43 Президиума РАН.

тор управляющих воздействий *U)*, которое принадлежит множеству допустимых управлений Ωu и обеспечивает требуемое преобразование одного класса ситуаций в другой:

$$C \in Q' \xrightarrow{U \in \Omega_u} G_g \in Q''$$

Таким образом, ситуационное управление выступает как отображение:

$$(Q', Q'') \to U \in \Omega_u$$

сопоставляющее паре «текущая ситуация - целевая ситуация» требуемый результат – управление *U*.

Другими словами, при ситуационном управлении проблема выбора управляющих воздействий сводится к адекватной оценке состояния объекта и среды (что усложняется при наличии факторов неопределенности), отнесению соответствующей текущей ситуации к одному из типовых классов и выбору такого управления (из определенного набора альтернатив), которое приводит к достижению поставленной цели управления (целевой ситуации) [4].

Таким образом, ситуационное управление основано на понятиях ситуации, классификации ситуаций и их преобразования [2,3]. Ситуационное управление требует больших затрат на предварительное создание базы знаний об объекте управления, его функционировании и способах управления им, причем эти затраты оправданы, если невозможно формализовать описания объекта и способов управления им.

Рассмотрим общую схему исследований проблем энергетической безопасности (рис. 1) или, иначе, оценки состояния ТЭК в условиях возможных сценариев угроз ЭБ с учетом мероприятий, направленных на повышение уровня ЭБ [5].

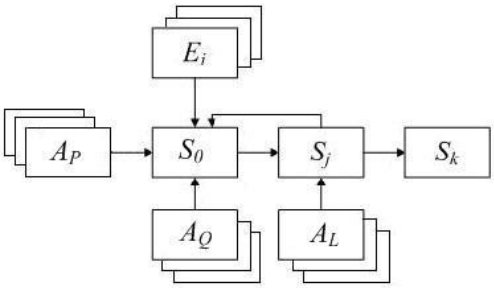


Рис. 1. Общая схема исследований по оценке состояния ТЭК с точки зрения ситуационного управления

Здесь $\{S_0\}$ – начальное состояние системы (текущая ситуация С);

{Ei} - i-й сценарий чрезвычайной ситуации (набор сценариев – вектор возмущений F);

{A} = {Ap, Ao, Al} - набор превентивных, оперативных и ликвидационных мероприятий, нейтрализующих или смягчающих последствия чрезвычайной ситуации (ЧС) вектор управляющих воздействий U);

$\{S_j\}$ - состояние системы после ЧС {Ei} с учетом реализации набора мероприятий {Ap} и/ или {Ao}

$\{S_k\}$ - состояние системы после проведения ликвидационных мер. S_j и S_k могут рассматриваться как аналоги соответствующих целевых ситуаций Gg.

3. ИНТЕГРАЦИЯ СЕМАНТИЧЕСКОГО И МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ СИТУАЦИОННОГО АНАЛИЗА И УПРАВЛЕНИЯ

В [6] предложено использовать ситуационный анализ и ситуационное моделирование, как основные методы ситуационного управления. Задачей ситуационного анализа является выявление параметров и существенных факторов, или «обстоятельств», определяющих ситуацию, взаимосвязей между факторами и степени их взаимовлияния. Под ситуацией понимается совокупность обстоятельств, определяющих внутреннее состояние объекта или системы, и обстоятельств, определяющих состояние окружающей среды по отношению к данному объекту или системе. Первые описываются параметрами, характеризующими состояние системы (X), вторые – условиями окружающей среды или существенными фактора-

ми, влияющими на развитие системы (F). Ситуационное моделирование заключается в моделировании ситуаций и перехода из одной ситуации в другую. Ситуационный анализ включает: анализ проблемных ситуаций (например, ЧС в энергетике); выявление путей разрешения проблемных ситуаций (альтернатив) или управляющих воздействий (U) (в нашем случае – выбор из описанного выше множества A); определение критериев оценки альтернатив (например, экономических); анализ альтернатив; выбор и реализацию наилучшей альтернативы.

Для исследования проблем ЭБ предложена двухуровневая технология, интегрирующая этапы качественного анализа (с использованием инструментальных средств семантического моделирования) и количественного анализа (с использованием линейных экономико-математических моделей и традиционных программных комплексов).

Рисунок 2 иллюстрирует интеграцию математического и семантического (когнитивного и вероятностного) моделирования.



Рис.2. Решаемые задачи и используемые методы моделирования при исследованиях оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности

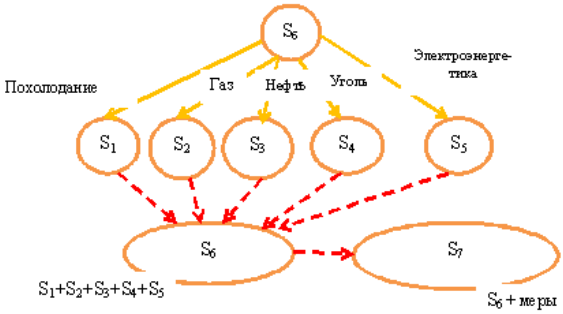
4. ОСНОВНЫЕ УГРОЗЫ ЭБ И ВОЗМОЖНЫЕ КРИТИЧЕСКИЕ СИТУАЦИИ

Основные возможные угрозы энергетической безопасности России и ее регионов систематизированы в пять групп [1]: экономические, социально-поли-тические, техногенные, природные и управленческо-правовые (табл. 1), на основе которых возможно формирование нештатных ситуаций.

ТАБЛИЦА 1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ УГРОЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Вид угроз	Основные угрозы данного вида
1.Социально-политические	1.Межрегиональные противоречия 2.Социальная напряженность 3.Региональный сепаратизм
2.Экономические	1.Дефицит инвестиционных ресурсов 2.Высокий уровень энергоемкости экономики России 3.Финансовая дестабилизация экономики
3.Несовершенство управления	1.Ошибки в реализации экономической и социальной политики 2.Низкий уровень регулирования работы естественных монополий 3.Слабость государственного регулирования и контроля в сфере энергоснабжения
5.Техногенные	1.Старение основных фондов 2.Аварии, взрывы, пожары, особенно при высокой концентрации объектов ТЭК на ограниченной территории 3.Аварии, взрывы, пожары в других отраслях
5.Природные	1.Стихийные бедствия, в т. ч. усиленные или инициированные деятельностью человека 2.Аномальные проявления нормальных природных процессов

На этапе количественного анализа, используя сценарный подход, были сформированы критические ситуации, основанные на знаниях экспертов, возникающие у потребителей энергоресурсов и в энергетических отраслях (рис. 3).



S_1 - Похолодание
S_2 – КС в системе газоснабжения
S_3 - КС в системе нефтеснабжения
S_4 - КС в системе углеснабжения
S_5 - КС в системе электроснабжения
S_6 – КС (комбинация S_1 S_2 S_3 S_4 S_5)
S_7 - КС с возможным привлечением дополнительных запасов топлива (превентивные мероприятия))

Рис. 3. Схема формирования нештатных ситуаций на этапе количественного анализа.

Проводились экспериментальные расчеты с использованием разработанных оптимизационных моделей отдельных систем энергетики и ТЭК в целом [10].

Поясним эти критические ситуации. Возникновение критических ситуаций в топливо- и энергоснабжении в значительной мере связано с возможным охватом экстремальными условиями (резкое похолодание) значительной территории в европейской части России. При этом в зависимости от климатических условий конкретного региона и состава потребителей максимальные сезонные отопительные нагрузки могут отклоняться от среднемноголетних значений на значительную величину, вплоть до 20-30 %. Была сформирована ситуация, при которой было принято: снижение средней температуры наружного воздуха в течение одного квартала отопительного сезона на территории Европейской части России на 2°С относительно среднемноголетней приведет к увеличению потребности в котельно-печном топливе примерно на 8% (S_1).

В системе газоснабжения одним из наиболее опасных (по последствиям) является возможность повреждения трансконтинентальных газопроводов, идущих из Западной Сибири через Урал в европейскую часть России, поскольку природный газ в Европейской части России, на Урале и в Поволжье стал практически монопольным ресурсом в производстве электроэнергии и тепла. В качестве расчетных условий критической ситуации (S_2) в системе газоснабжения была рассмотрена возможность выхода из строя участка магистральных газопроводов, идущих через Урал из Западно-Сибирского газодобывающего района (северная нитка). Эта ситуация с учетом восстановительных работ приводит к снижению объемов подачи газа в европейские районы России на 5% за квартал.

В системе нефтеснабжения важно проанализировать влияние снижения поставок топочного мазута из регионов, где сконцентрированы крупные мощности по переработке нефти, при возможных осложнениях различного характера. При этом в качестве критической ситуации (S_3) вводились возмущения в виде снижения поставок топочного мазута на 8% от суммарного его производства в течение рассматриваемого периода.

В углеснабжении потенциально опасным является высокая доля поступающего из Казахстана экибастузского угля в балансах углей Свердловской, Челябинской и Омской областей. Расчетные условия критической ситуации (S_4) при этом предусматривали возможное уменьшение в течение квартала на 30% поставок экибастузского угля на электростанции Уральского региона.

Одним из опасных факторов для надежного топливо- и энергоснабжения является несбалансированность отдельных региональных электроэнергетических систем. Поэтому в системе электроэнергетики рассматривались последствия возможного разрыва связей энергосистем Урала и Волги, в дополнение к этому было введено возможное снижение мощностей АЭС в энергосистемах Центра и Северо-Запада на 30% , таким образом сформирована критическая ситуация (S_5).

Кроме этого, рассматривались ситуации с возможным наложением вышеперечисленных возмущений (S_6) и ситуация с возможным привлечением дополнительных запасов топочного мазута и угля в размере 10-суточной потребности (S_7). Конечно, наложение всех КС практически маловероятно, но оно позволяет оценить, в определенной степени, предельные возможности ТЭК по снабжению потребителей топливом и энергией и взаиморезервирование СЭ и регионов при глобальном ухудшении условий в энергетике.

Таким образом, эксперты задавали условия и возможные возмущения для формирования критических ситуаций. Затем с использованием линейных оптимизационных моделей систем энергетики и ТЭК в целом решались задачи по оценке состояния энергетики в условиях задаваемых КС для определения:

- рационального использования производственных мощностей энергетических объектов,

- распределения отдельных видов энергоресурсов по категориям потребителей,

- рационального использования пропускных способностей межрегиональных транспортных связей,

- размеров дефицитов (в случае их возникновения) в отдельных видах энергоресурсов по рассматриваемым категориям потребителей по территории страны.

5. ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ СЕМАНТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

В современных условиях наибольшую значимость приобретает проблема изучения угроз энергетической безопасности и факторов, формирующих эти угрозы., при этом возможно обоснование возникновения тех или иных критических или чрезвычайных ситуаций и дать вероятностную оценку их возникновения.

На основе анализа состояния энергетического сектора страны и условий его развития в период с 2000 по 2013 гг. было выделено пять основных стратегических угроз энергетической безопасности [1]:

- недостаточный уровень инвестиций в отраслях ТЭК;

- энергорасточительность экономики;

- отставание прироста разведанных запасов углеводородов от объемов их добычи;

- доминирующая роль природного газа в европейских районах России;

- высокий износ и низкие темпы обновления оборудования в отраслях ТЭК.

Анализ этих угроз и формирование КС и ЧС на их основе происходит на уровне качественного анализа. На этом уровне возможно использование методов семантического моделирования (рис. 2), которые могут быть рассмотрены в качестве методов анализа и обоснования угроз энергетической безопасности, формирования КС и ЧС и как методы ситуационного анализа и управления.

Для одной из главных стратегических угроз "Недостаточный уровень инвестиций в отраслях ТЭК" построена когнитивная модель факторов, влияющих на инвестиции (рис.4) [8].

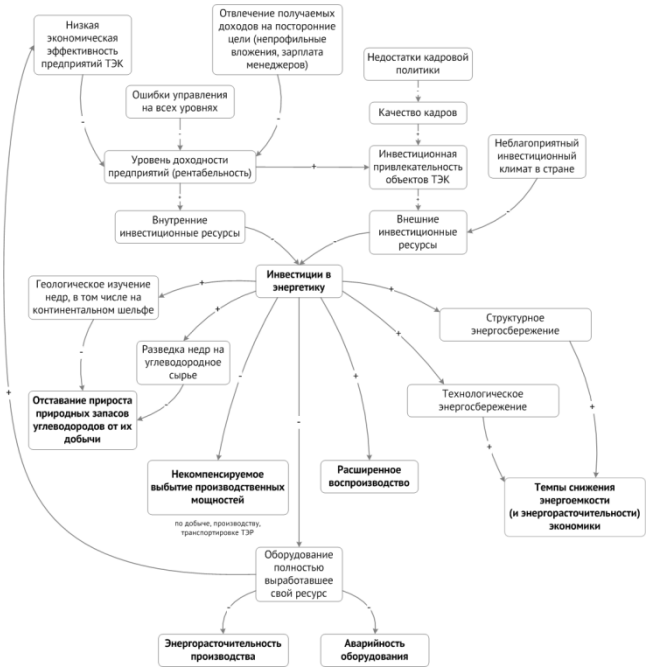


Рис. 4. Схема взаимосвязи факторов, влияющих на инвестиционные возможности отраслей ТЭК [5]

Если увеличение (уменьшение) одного фактора приводит к соответствующему увеличению (уменьшению) другого фактора, связь положительная (+), если же увеличение (уменьшение) одного фактора приводит наоборот, к уменьшению (увеличению) другого фактора, связь отрицательная (-).

Таким образом, используя методы онтологического, когнитивного моделирования, байесовские сети доверия для моделирования угроз, мы можем обоснованно формировать различные нештатные ситуации и оценивать их на этапе качественного анализа.

Далее приводится пример с угрозой «Похолодание» с использованием семантических моделей (онтологической модели – для описания самой угрозы, когнитивной – для визуализации причинно-следственных связей угрозы, событийной – для оценки развития события-ситуации и БСД-модели для опре-

деления условных вероятностей появления того или иного события) (рис. 5-8).

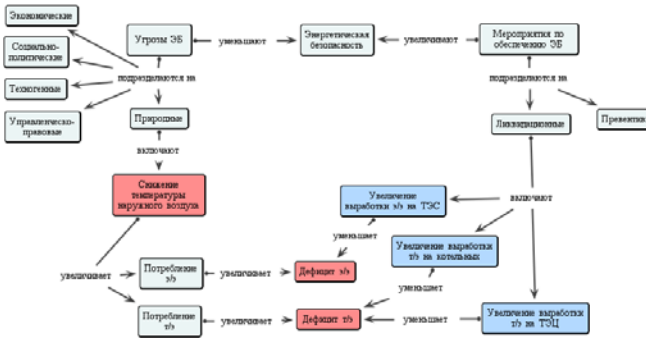


Рис. 5. Фрагмент онтологии, используемый для описания угрозы похолодания

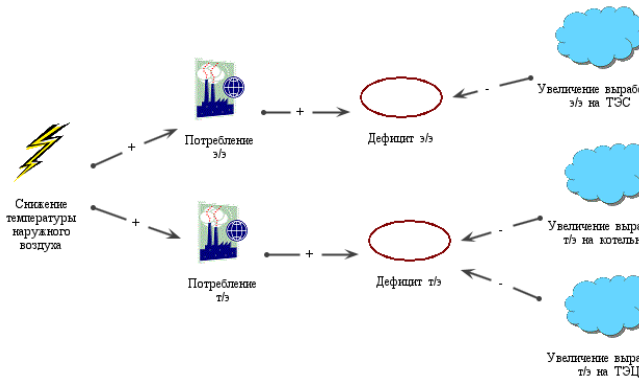


Рис. 6. Когнитивная карта угрозы похолодания

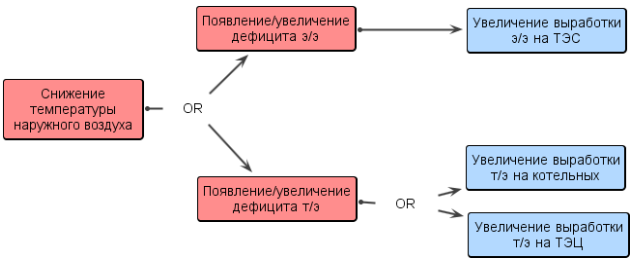


Рис. 7. Событийная карта угрозы похолодания

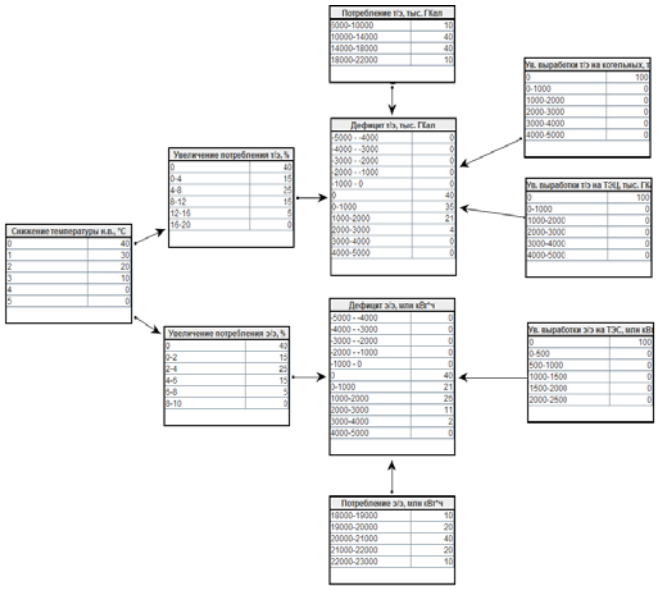


Рис. 8. Заполненная байесовская сеть доверия для угрозы похолодания

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье рассматриваются задачи оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности. Предложено использование концепции ситуационного управления для обоснования стратегических решений, основанных на исследованиях проблемы ЭБ. Рассмотрена интерпретация идеи ситуационного управления на примере исследований по оценке состояния ТЭК с позиций энергетической безопасности. Предлагается интеграция математического и семантического (онтологического, когнитивного, событийного и вероятностного) моделирования для реализации этой концепции.

Классифицированы по группам угрозы энергетической безопасности, сформированы критические ситуации для оценки влияния отдельных угроз на состояние энергетической безопасности, выделены стратегические угрозы на современном этапе.

Приведены иллюстративные примеры применения методов онтологического, когнитивного моделирования, байесовских сетей доверия (для моделирования угроз) как возможных средств ситуационного анализа и ситуационного моделирования при ситуационном управлении для задач оценки влияния угроз на состояние энергетической безопасности.

7. ЛИТЕРАТУРА

[1] Энергетическая безопасность России: проблемы и пути решения /Н.И. Пяткова, В.И. Рабчук, С.М. Сендеров, М.Б. Чельцов. – Новосибирск: Наука, 2011. – 211 с.

[2]. Поспелов Д.А. Принципы ситуационного управления//Известия РАН СССР, Техническая кибернетика. -1971.-№2 .-С. 10-17.

[3]. Поспелов Д.А. Ситуационное управление. Теория и практика – М.: Наука, 1986. – 284 с.

[4]. Васильев В.И. Интеллектуальные системы защиты информации – М.: Машиностроение, 2012. – 171 с

[5]. Массель Л.В., Массель А.Г. Ситуационное управление и семантическое моделирование в энергетике/Материалы Международной научно-технической конференции (Минск, 20-22 февраля 2014 г.).- С.111-116

[6]. Массель Л.В., Массель А.Г. Методы и средства ситуационного управления в энергетике на основе семантического моделирования//Труды V Международной конференции OSTIS, Беларусь, Минск, БГУИР. - 2015 г.- С.199-204

[7]. Массель Л.В., Массель А.Г. Интеллектуальные вычисления в исследованиях направлений развития энергетики//Известия Томского политехнического университета. – 2012. – Т. 321. - №5. Управление, вычислительная техника и информатика. С. 135-141.

[8]. Пяткова Н.И., Славин Г.Б., Пяткова Е.В. Недостаточный уровень инвестиций в отраслях ТЭК – одна из стратегических угроз энергетической безопасности страны/Изв. РАН. Энергетика.- №2.-2015. С. 42-48.

[9].Массель А.Г., Пяткова Е.В. Интеллектуальные информационные технологии для исследований проблем энергетической безопасности // Сб. трудов семинара «Методические вопросы исследования больших систем энергетики. Вып. 64. «Надёжность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы» – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2014. - С. 472-483.

[10]. Энергетическая безопасность России /В.В. Бушуев, Н.И. Воропай, А.М. Мастепанов, Ю.К. Шафраник и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. издат. фирма РАН, 1998. – 306 с.

8. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Массель Людмила Васильевна – зав. лабораторией ИСЭМ СО РАН, доктор технических наук, профессор. Область научных интересов: интеллектуальные информационные технологии в исследованиях энергетики; ситуационный анализ и ситуационное моделирование; семантическое моделирование; интеллектуальные, агентные и облачные вычисления.



Пяткова Наталья Ивановна - зав. лабораторией ИСЭМ СО РАН, кандидат технических наук. Область научных интересов: разработка и применение математических моделей для исследований развития и функционирования ТЭК с учетом факторов энергетической безопасности.

Формирование концептуальной модели предметной области «ресурсоснабжение потребителей мегаполиса»

А.В. Арендарчук

С целью упорядочения и развития знаний по ресурсоснабжению потребителей мегаполиса предлагается выделить соответствующую предметную область и построить ее концептуальную модель. Для решения данной задачи используется системно-инженерный подход, введено и обосновано понятие «система технологического соединения», а модель формируется на основе адаптированных положений стандарта OMG Essence.

Ключевые слова: **ресурсоснабжение, системно-инженерный подход, интегрированные системы, технологическое соединение, концептуальная модель**

1. ВВЕДЕНИЕ

Ресурсоснабжение мегаполиса – его энерго- и водоснабжение – сложная инфраструктурная отрасль городского хозяйства, ошибки в управлении которой дорого стоят, так как в результате их нарушается привычный уклад жизни населения, функционирование предприятий и иных потребителей. Как показывает практика, причиной таких ошибок чаще всего является недостаток профессиональных знаний – закономерностей развития инфраструктуры, основ ее проектирования, строительства и эксплуатации – у соответствующих специалистов. Поэтому так важно иметь компактный свод необходимых современных знаний, упорядоченных в целостную картину о данной области деятельности.

Сегодня такой картины нет. Отсутствие ее, очевидно, снижает возможности по принятию более компетентных управленческих решений и дальнейшему развитию этого вида деятельности. В этой связи представляется актуальной задача по ее созданию.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Известно, что для решения подобных задач – упорядочения знаний в заданной области деятельности – используют следующий подход:
- сначала выделяют соответствующую предметную область, что означает определение ее границ, основных ее сущностей;
- затем строят концептуальную модель, которая упорядочивает имеющиеся знания в этой предметной области и открывает возможности для получения новых.

По отношению к рассматриваемой нами области деятельности эта задача выглядит так:
- необходимо определить границы предметной области «ресурсоснабжение потребителей мегаполиса» (РПМ) и
- сформировать ее концептуальную модель.

2.1. О границах предметной области

Предметная область РПМ включает в себя деятельность по обеспечению потребителей необходимыми им энергоресурсами – электричеством, теплом, газом и другими, а также водой. При этом полагается, что ресурсопотребляющие системы находятся в границах крупных городов, где есть и мелкие потребители, начиная с частных домов на окраине, и крупные, вплоть до городских микрорайонов. Тем самым, охватывается весь спектр сложности задач ресурсоснабжения потребителей внутри мегаполиса.

2.2. О концептуальной модели

Рассматривается задача формирования концептуальной модели предметной области РПМ (и тем самым - построения ее целостной картины), актуальной для совершенствования многих процессов ресурсоснабжения – от разработки программного обеспечения до обучения специалистов. Суть задачи заключается в том, что необходимо упорядочить имеющиеся теоретические наработки как в части инженерной, так и в части организационной деятельности в об-

ласти ресурсоснабжения, включая демонстрацию взаимной связи сущностей обоих ее упомянутых частей. Фактически, в результате должно быть получено модельное описание РПМ.

Сегодня мы находимся в самом начале процесса формирования такой модели и в настоящем докладе представлены первые наработки в этом направлении.

3. ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧИ

Для решения поставленной задачи предлагается использовать системно-инженерный подход [1, 2].

Тогда, в рамках данного подхода, принимаем, что:
1) системы ресурсоснабжения, системы ресурсопотребления, а также иные системы, принадлежащие лицам, участвующим либо каким-то образом заинтересованных в данной деятельности, образуют систему систем (System of Systems, SoS); такой подход уже известен в энергетике [3, 4];

2) рассматриваются следующие основные сущности деятельности по ресурсоснабжению потребителей:

- в инженерной части это определение и воплощение целевой системы, которая сегодня для каждого ресурса своя, но функция у всех них, согласно принятому подходу, одна [1]: служить технологическим интерфейсом в SoS между потоковыми системами ресурсоснабжения и ресурсопотребления, то есть системой технологического соединения (сопряжения) (СТС); СТС рассматривается на протяжении всего ее жизненного цикла;
- в организационной части это взаимодействие всех лиц, заинтересованных либо причастных к деятельности по РПМ (стейкхолдеров), работы и технологии их выполнения;

3) при выборе того или иного решения по формированию концептуальной модели предметной области РПМ используются, в первую очередь, стандартизированные решения – от принятых отраслевых концепций до международных стандартов.

Так, при построении концептуальной схемы предметной области РПМ, как основы формирования соответствующей концептуальной модели, мы руководствовались идеей об инвариантном характере и нормативном статусе концептуальных схем [2, 5] и воспользовались схемой инженерной деятельности (инженерного проекта), предлагаемой [6] и основанной на адаптированных для системной инженерии положениях международного стандарта OMG Essence [7].

4. РЕЗУЛЬТАТЫ

На основании принятого подхода были разработаны две основополагающие концептуальные схемы: для предметной области РПМ в целом и для потокораспределения через СТС – целевую систему РПМ.

4.1. Концептуальная схема РПМ

На рисунке 1 представлена концептуальная схема предметной области РПМ, содержащая основные сущности деятельности в этой области и их взаимосвязи. Схема построена на основе схемы инженерной деятельности согласно положениям стандарта OMG Essence [6, 7].

На базе сущностей «определение целевой системы» и «воплощение целевой системы» было дано описание инженерной части РПМ, а для описания организационной части РПМ использовались остальные пять. В рамках проведенных исследований были разработаны новые сущности самой предметной области, в частности, введено и обосновано понятие «система технологического соединения», которое определяет целевую систему инженерного проекта по ресурсоснабжению потребителей.

Каждая из сущностей предметной области РПМ, согласно исходным положениям

стандарта, проходит свой жизненный цикл, но все циклы коррелируются между собой.

- обеспечивать передачу ресурсов между системами, например, через распредщиты,

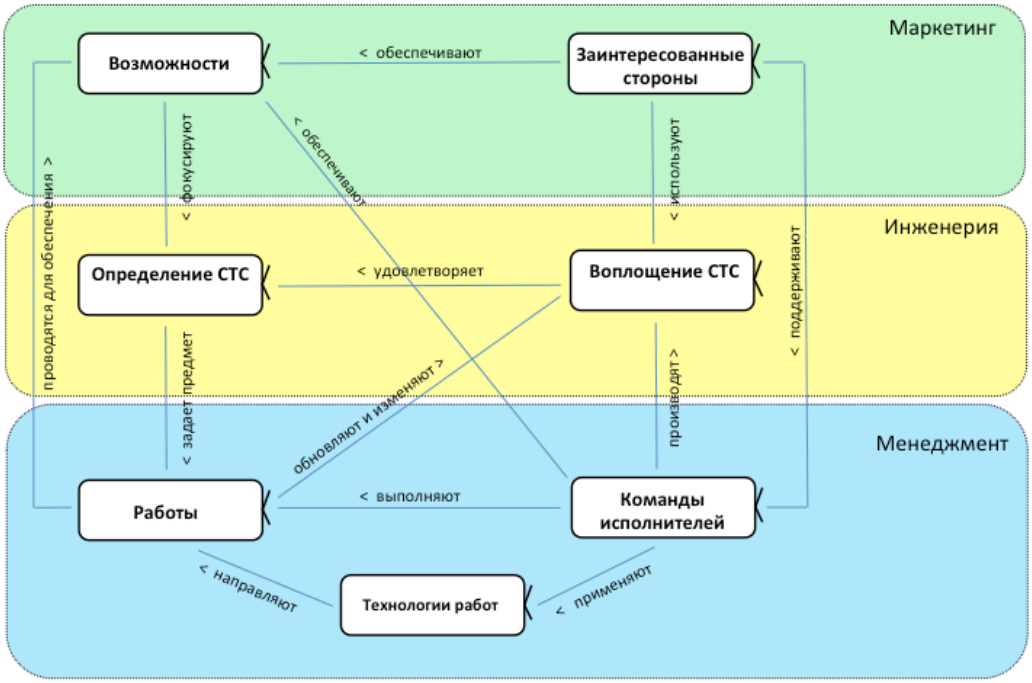


Рис. 1. Концептуальная схема предметной области РПМ

Представленная схема наглядно и компактно упорядочивает имеющиеся знания в предметной области РПМ и представляет каркас ее целостной картины.

4.2. Схема потокораспределения через СТС

На рисунке 2 показана схема потокораспределения посредством СТС – системы,

пункты, узлы и другие устройства, соответственно ресурсу;

- блокировать передачу ресурсов, например, с помощью разъединителей, задвижек и других устройств, соответственно ресурсу;
- изменять физические параметры ресурса, например, напряжение, давление, температуру и другие, соответственно ресурсу, а также преобразовывать одни ресурсы в дру-



Рис. 2. Концептуальная схема потокораспределения через СТС

выполняющей известные в системной инженерии функции интерфейса [1], функции сопряжения, которые для систем ресурсоснабжения и ресурсопотребления означают:

гие, необходимые потребителю, например, в рамках энергетических хабов (узлов).

На схеме показаны все возможные направления потоков, управляемых через СТС.

4.3. Сопоставление полученных результатов с известными концепциями

Выделенная предметная область «ресурсоснабжение потребителей мегаполиса» большей своей частью входит в известную предметную область «интегрированные интеллектуальные энергетические системы» (ИИЭС) [8]. В отличие от ИИЭС, например, в части масштаба систем, РПМ не включает в себя суперсистемы, касается мини-систем и сосредотачивает свое внимание на микросистемах: системе ресурсопотребления и системе-интерфейсе, связывающей последнюю с системой ресурсоснабжения.

Выделение системы-интерфейса также является результатом сосредоточения внимания на более детальном взаимодействии систем снабжения и потребления ресурсов. Так, предлагаемая схема потокораспределения посредством системы технологического соединения легко выводится из известной концептуальной схемы взаимодействия основных субъектов энергетической системы ОАО «ФСК» [4, 9] детализацией последнего звена в цепочке передачи электроэнергии.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы:

- применение системно-инженерного подхода и, в частности, положений международного стандарта OMG Essence позволило коренным образом упорядочить имеющиеся знания в предметной области «ресурсоснабжение потребителей мегаполиса» и представить каркас ее целостной картины, с возможностью ее дальнейшего развития: наполнением представленных сущностей и их взаимосвязей детальным содержанием, выбором сущностей второго порядка и т.д.;

- явное выделение системы-интерфейса между системами ресурсоснабжения и ресурсопотребления позволяет придать представлению различных устройств в каждом из видов ресурсоснабжения (электро-, тепло-, газо- и водоснабжении, других видах), играющих роль таких интерфейсов, более общий характер, что, в свою очередь, позволяет достичь большей определенности в их функциональном назначении на каждом из этапов их жизненного цикла.

В дальнейших исследованиях будет продолжено формирование концептуальной модели предметной области РПМ.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Косяков А., Свит У. и др. Системная инженерия. Принципы и практика. Пер. с англ. под ред. В.К. Батоврина. М.: ДМК Пресс, 2014.

[2] Левенчук А.И., Системноинженерное мышление, ТехИнвестЛаб, редакция: май 2015 http://techinvestlab.ru/systems_engineering_thinking

[3] Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем». Энергетическая политика, 2012; выпуск 5, с. 3-14

[4] Холкин Д.В. Интеллектуальная энергетическая система: подходы к разработке архитектуры, 2013 http://es.slideshare.net/svmgroup/ss-28953839

[5] Теслинов А.Г. Концептуальное мышление в разрешении сложных и запутанных проблем. СПб.: Питер, 2009.

[6] Levenchuk A., Towards a Systems Engineering Essence, INCOSE Russian chapter product, 2015 http://arxiv.org/abs/1502.00121.

[7] OMG Essence (2014) – Kernel and Language for Software Engineering Methods, specification http://www.omg.org/spec/Essence/Current

[8] Воропай Н.И., Стенников В.А. Интегрированные интеллектуальные энергетические системы. Известия РАН, серия Энергетика, 2014; №1, с. 64-73

[9] Требования к функциональным областям ИЭС ААС http://gridology.ru/documents/276/download

7. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Арендарчук Александр Викторович, начальник Управления энергообеспечения Департамента топливно-энергетического хозяйства города Москвы, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: развитие системно-инженерного подхода к построению концептуальных моделей сложных предметных областей, к которым относится и ресурсоснабжение городских объектов на протяжении всего их жизненного цикла – от замысла до ликвидации.

Информационные инновации: семиотические метасистемы в исследованиях систем энергетики

С.К. Скрипкин

В статье представлена концепция семиотической метасистемы – энергоинформационного комплекса, в который входит модели исследуемых физических систем энергетики и ее многоуровневое информационное отображение как составные элементы интегрированной комплексной модели энергосистемы. Между уровнями информационного отражения и физическими элементами системы системами существуют отношения, с помощью которых они взаимодействуют между собой и которые отражены в семиотической знаково-символьной форме на основе унифицированного метаязыка энергетических систем.

Ключ слова: знаково-символьные языки, метапрограммирование, синтактика, семантика, прагматика метаязыков, семиотическая метасистема, метаязык энергетических систем

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в ИСЭМ СО РАН для решения задачи интеграции интеллектуальных ресурсов в комплексных моделях систем энергетики разрабатываются подходы к построению метаязыка энергетических систем (мЯЭС), который рассматривается как совокупность графических и текстовых спецификаций, описанных формализованным образом и организованных в единое семиотическое пространство с помощью унифицированного синтаксиса, семантики и прагматики. В качестве основных компонентов языка рассматриваются формализованные описания энергетических страт – слоев объектов разных метауровней, а также их концептуальные описания.[1]

Скрипкин С.К. Информационные инновации: семиотические метасистемы в исследованиях систем энергетики, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: sks@isem.sei.irk.ru), получены при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ № 13-07-00140 и гранта Программы Президиума РАН № 229.

Одна из инновационных стратегий – формирование распределенной интегрированной метасреды, которая предоставляет возможность генерировать распределенные приложения для основных используемых компьютерных платформ и операционных сред на основе принципов семиотической (знаковой) метасистемы. Подход предлагает интерфейсные инструменты, поддерживающие создание надежных многофункциональных сервисов и приложений от спецификации энергетических моделей и вычислительных процессов до автоматической генерации программного кода и документации, их тестирования и верификации, а также визуализации энергетических моделей, результатов расчетов по программным моделям и выполнения необходимых распределенных вычислительных процессов.

В период индустриализации в управлении большими энергетическими системами были заложены принципы и организационные формы, отвечающие единству хозяйственного и политического руководства, плановости ведения хозяйства, системному подходу к управлению, сочетанию отраслевого и территориального управления, иерархическому принципу при организации управления, а также обязательный учёт влияния на окружающую среду. В настоящее время произошел вынужденный (ввиду возросшей сложности планирования и соответствующих затрат) отказ от принципа плановости на верхних уровнях, часто и других уровнях управления народным хозяйством, что отрицательно проявляется на всех уровнях управления.

2. МЕТАСИСТЕМА

2.1 Определения метасистем

Метасистема как и система, имеют множество определений. В основном, все они связаны с эволюцией понятий "система" и особенностями "метасущности". Метасистема

есть система отображений других систем, таких как описания, обобщения, моделирования и анализа других систем(ы). Согласно Турчину и Джослин [1] "естественное" системное определение не является достаточным условием для их теории метасистемного перехода, а также не эквивалентно определению системы систем в теории систем.

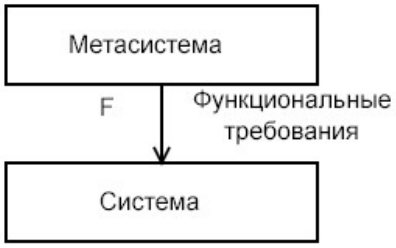


Рис. 1. Одноуровневая метасистема

2.2 Примеры метасистем

Математическое моделирование системы правил для предметной области ПрО является примером метасистемы в математике и естественных науках. Математическими моделями являются метаграфы – обобщения графовых структур различных типов – графов, гиперграфов, метаграфов, а также темпоральных, семантических, ситуационных и когнитивных и других типов сетей.

В общем случае метасистемы (метатеории) это различные описательные спецификации объектной (или целевой) системы (теории). Как правило, метасистемы удовлетворяют ряду требований:

- формируются после создания объектной системы;

- расширенное отражение (представление) объектной системы;

- не включают в себя объектную систему, а только ее различные отображения.

Для каждой метасистемы может создана рекурсивная последовательность схем метасистемы, в которой каждый уровень является обобщающим нижележащих слоев. Концептуальной моделью метасистемы является онтология соответствующего слоя.

2.3 Модель DIKW как метасистема

Слои модели DIKW: данные D, сетевая информация I, знание K , мудрость W[2].

Расширенные модели DIKW могут включать слои метаданных D, сетевой метаинформации MI, метазнания MK, премудрость MW, факты F, события E, предсказания P и др.

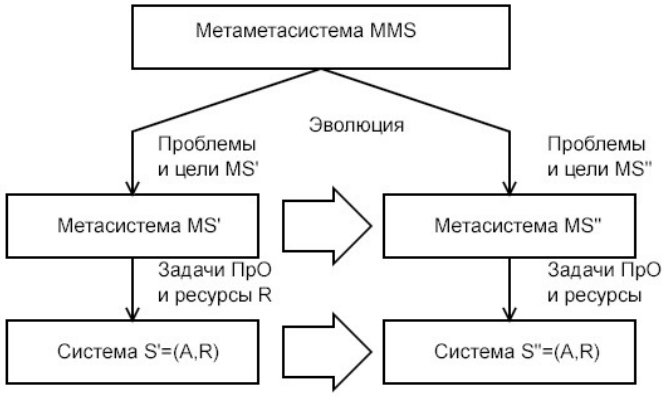


Рис. 2. Двухуровневая метасистема

2.3.Многоуровневые метасистемы

Обозначение структурированной системы S=(A,R), где A- элементы структуры системы, R- отношения между элементами [3].

Для элементов многоуровневых метасистем уровня k при использовании основной модели DIKW применяем символы MkX=(Kk-1, Ik-1, Dk-1 ,R) и .



Рис. 3. Расширенная DIKW- метасистема

2.4.Система метасистем

Система метасистем (СмС) - это набор проблем- и задач-ориентированных или специализированных программных систем, которые интегрируют свои ресурсы и возможности, чтобы создать новую, более комплексную систему и которая предлагает больше функциональных возможностей и более высокую производительность, чем просто сумма составных систем. В настоящее время, инструменты и методы проектирования являются неполными. Методологией определения, абстрагирования, моделирования и анализ системы систем обычно называют системой инженерных систем.

В то время как отдельная элементы, составляющая систему систем могут иметь различные этапы жизненных циклов и действовать самостоятельно, их взаимодействие обычно координируется и проявляет важные эмерджентные свойства. Эти эмерджентные структуры имеют динамичный характер, что заинтересованные пользователи должны признать, проанализировать и понять. Система системный подход не пропагандирует конкретных инструментов, методов или практики; напротив, она поощряет творческое мышление для решения задач, где взаимодействуют технологии, политики, экономики и основные тренды. Системы систем исследования связаны с общим состоянием изучения проектирования, сложности и инженерных систем, а также придает особую дополнительные проблемы проектирования.

3. СЕМИОТИЧЕСКАЯ МЕТАСИСТЕМА

3.1. Системы систем

Системы систем обычно демонстрируют поведение комплексных систем. Но не все сложные проблемы учитываются в области системы систем. Присущие системе систем проблемы имеют несколько комбинаций признаков, хотя не все из них проявляются в каждой системе:

- Оперативная независимость элементов
- Управленческая независимость элементов
- Эволюционное развитие
- Эмерджентное поведение
- Географическое распределение элементов
- Междисциплинарные исследования
- Неоднородность систем
- Сеть систем

Первые пять признаков известны как критерии Майера выявления задач системы систем [4]. Оставшиеся три черты характера были предложены в результате изучения математических последствий моделирования и анализа системы систем задач по Делорентис Дэниелу и его коллег [5].

Современные эффективные решения к системе систем включает:

- Объединяющей лексикон
- Разработка эффективных методологий для визуализации и коммуникации
- Исследование проектирования архитектуры
- Совместимость формального языка моделирования с помощью интегрированных инструментов платформы
- Изучение различных методов управления, моделирование и методы анализа
- сетевое взаимодействие
- агентное моделирование
- объектно-ориентированное моделирование и программирование, многокритериальная оптимизация
- исследование различных численных и визуальных инструментов для взаимодействия системных требований, концепций и технологий.

Особенности инфраструктурных системы систем в энергетике представлены в [6].

3.2. Язык семиотической метасистемы

Прототипами языка метасистемы являются предметно-ориентированные языки (DSL domain-specific language) — языки, специально разработанны для решения определённого круга задач, в отличие от языков общего назначения или языков моделирования общего назначения и др. Специализированные языки для определенной предметной области являются эффективным средством автоматизации разработки моделирующих систем и развития их программного обеспечения, в настоящий момент находят широкое применение в области информационных технологий.

Примерами предметно-ориентированных языков могут служить:

- Языки системы машинного построения программ (СМПП), используемые для математического моделирования теплоэнергетических установок и автоматизации оптимизационных расчетов [7].
- Адаптивные моделирующие языки, которые строятся специально для определенной предметной области на базе языков программирования общего назначения.
- Метаязык платформы XML, широко используемые для кодирования концептуальных знаний (онтологий), информационных ресурсов, конфигурирования моделирующих комплексов и программных каркасов и др.

Исследователь, имея общую концепцию модели системы, вправе выбрать любой набор из компонентов метаязыка или расширить ее состав несколькими дополнительными слоями.

Благодаря широкому применению платформо-независимых технологий, исследователь практически свободен в выборе компьютерной платформы для выполнения вычислительных средств. Ему предоставляется широкий выбор как из локально доступных аппаратных платформ и операционных сред, а также доступные в Интернет виртуальные (облачные) платформы и глобальные среды.

3.3. Язык энергетических систем

В основе языка энергетических систем – лежит формализованное описание моделей энергетических потоков в системах различного назначения при их функционировании в естественной природной и искусственной социально-промышленной среде и разработанное известным экологом Говардом Одумом (Howard W.Odum) [8,9]. В настоящее время различные модификации его языка Energese широко применяются не только в экологических исследованиях, но и других предметных областях (экономике, энергетики, биологии и др.).

При построении моделей объектов на языке энергетических систем используется системный подход, представляющий собой методологию решения сложных задач, в основе которой лежит рассмотрение объекта как системы, функционирующей в некоторой среде. Системный подход предполагает раскрытие целостности объекта как системы, выявление и изучение его внутренней структуры, а также связей с внешней средой. При этом объект представляется как часть реального мира, которая выделяется и исследуется в связи с решаемой задачей.

Основные принципы моделирования, отражающие опыт, накопленный к настоящему времени в области разработки и использования энергетических моделей состоят в следующем:

- Принцип фрактальности. Каждый компонент энергетической системы может рассмотрен как энергетическая система для нижележащего уровня более тонких компонентов и потоков энергии.
- Принцип достаточности. Существует некоторый уровень априорных сведений о системе, при достижении которого может быть построена ее адекватная модель.
- Принцип осуществимости. Модель системы обеспечивает достижение поставленной цели с вероятностью, существенно большей нуля и за конечное время исследования.

- Принцип множественности. Для полного исследования системы необходим ряд моделей, позволяющих с разных сторон и с разной степенью детальности отражать свойства системы.
- Принцип агрегирования. Составную систему можно представить состоящей из компонентов, для адекватного описания которых оказываются пригодными стандартные схемы, что позволяет перестраивать модель в зависимости от задач исследования.
- Принцип параметризации. Если моделируемая система имеет в своем составе относительно изолированные подсистемы, характеризующиеся набором параметров, то эти подсистемы можно заменять в модели соответствующими элементами без уточнения их свойств и функционирования.

3.4. Прагматика языка семиотической метасистемы

Прагматика языка энергетических систем Основное назначение визуального языка мЯЭС – научно-техническое моделирование основных энергетических потоков, хранение и распространение знаний о системах. Его пользователи – это исследователи моделируемой системы, а также использующие технологии визуального моделирования. Высокая масштабируемость языка иллюстрируется агрегированной моделью геосферы Земли, представленной на рис. 5 [8].

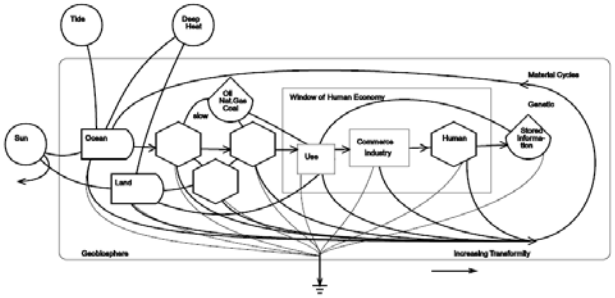


Рис. 5. Модель геосферы Земли

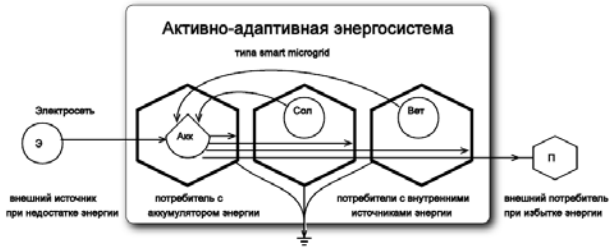


Рис. 6. Модель Smart Microgrid

Наиболее наглядные примеры метасистем являются модели энергетических систем на языке Energese (Рис.5). Моделирование таких энергетических систем выполняется в системе Stella, либо автономными авторскими программными моделями, максимально учитывающим специфику энергетической системы.

3.5. Другие языки энергетических систем

SysML (англ. The Systems Modeling Language, язык моделирования систем) — предметно-ориентированный язык моделирования систем. Поддерживает определение, анализ, проектирование, проверку и подтверждение соответствия широкого спектра систем. SysML изначально разрабатывался в рамках проекта спецификации с открытым исходным кодом, и имеет открытую лицензию для распространения и использования. SysML является расширением части языка UML2 и может взаимодействовать с ЯЭС с помощью спецификаций на языке XMI (приложение XML).

EnergyML (Energy Markup Language) является приложением Фонда стандартов для предметной области энергетики и веб-служб отраслевых стандартов в разведке, добыче нефти и газовой промышленности. The associated subject area standards families currently include WITSML (tm) Standards for drilling, completions, and interventions, PRODML (tm) Standards for production, and RESQML (tm) Standards for reservoir characterization. Семейство стандартов, связанных с предметно*3.4.*й областью энергетики, в настоящее время включает WITSML (стандарт для бурения, добычи и связанных операций), PRODML (стандарт для производства) и RESQML (стандарт для расчета характери-

стик). EnergyML является основой для согласования и взаимодействия между всеми данными семейства стандартов.

3.6. Требования к метаязыку метасистемы

Моделирование энергетических систем требует различные аспекты процессов в системе природа-общество-человек: семиотические, математические, физические, химические, экологические, экономические, финансовые, правовые, политические и др. Эти разные аспекты имеют общий стержень – закон сохранения энергии, который в неживой природе проявляется как второе начало термодинамики, а во всех формах жизни как рост полезной мощности. Это дает возможность рассмотреть логику проектирования технических устройств для таких изменений в мире, которые обеспечивают неубывающий рост возможностей людей удовлетворять свои потребности не только в настоящее время, но и в будущем.

Необходимые изменения и означают переход к безопасному развитию человеческого общества, согласованному с естественными законами сохранения и изменения форм энергии.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Инновационным подходом может являться переход от рассмотрения больших и сложных систем, таким как энергетика к принципам и технологиям системы систем. Это соответствует переходу к распределенной генерации на принципах Smart Grid, в которой жизненные циклы и принципы организации каждой .включаемой системы существенно различаются и требуют координации, взамен прямого управления.

Семиотическая метасистема – энергоинформационный комплекс, в которую входит физические системы энергетики и согласованные многоуровневые информационные отображения как составные элементы модели комплексной энергосистемы. Между уровнями информационного отображения и физическими элементами системы системами существуют отношения, с помощью которых они взаимодействуют между собой и которые отражены в семиотической знаково-символьной форме пользователя.

Результаты, представленные в статье

Скрипкин С.К. Информационные инновации: семиотические метасистемы в исследованиях систем энергетики, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: sks@isem.sei.irk.ru), получены при частичной финансовой поддержке грантов РФФИ № 13-07-00140 и гранта Программы Президиума РАН № 229.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Турчин В. Ф. Феномен науки. Кибернетический подход к эволюции. — Изд. 2-е — М.: издательство ЭТС. — 2000. — 368 с.

[2] George Klir Architecture of Systems Problem Solving (IFSR International Series on Systems Science and Engineering), Publisher: Springer; Softcover reprint of the original 2nd ed., 2012, PP: 349

[3] David Weinberger The Problem with the Data-Information-Knowledge-Wisdom Hierarchy // Harward Business Review. — 2010.

[4] Maier, M.W. (1998). "Architecting Principles for System of Systems". Systems Engineering 1 (4): 267–284. doi:10.1002/(sici)1520- Retrieved 2012-12-13.

[5] DeLaurentis, D. "Understanding Transportation as a System of Systems Design Problem," 43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting, Reno, Nevada, January 10–13, 2005. AIAA-2005-0123.

[6] Бушуев В.В., Каменев А.М., Кобец Б.Б. Энергетика как инфраструктурная «система систем» — М.: ГУ Институт энергетической стратегии, 2010. — 184 с.

[7] А.М. Клер, Н.П. Деканова, С.К. Скрипкин, А.В. Михеев, З.Р. Корнеева, А.Б. Орехов. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями – Новосибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.

[8] Howard T. Odum, Elisabeth C. Odum, Modeling For All Scales: An Introduction to System Simulation. Elsevier Science

[9] Howard T. Odum Экология // Energy flows in ecology and economy /International Workshop on Advances in Energy Studies, Porto Venere, Italy, May 27,1998.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Скрипкин Сергей Константинович – научный сотрудник лаборатории информационных технологий в энергетике Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: программные среды для моделирования теплоэнергетических установок, исследования метаязыка энергетических систем, методы графической визуализации многоуровневых схем .

Многоуровневое моделирование оптимального развития систем газоснабжения с учетом надежности

Н.И Илькевич, Т.В. Дзюбина, Ж.В. Калинина, Н.В. Сурнин

Определение оптимального развития систем газоснабжения осуществляется в соответствии с методическим подходом многоуровневого моделирования. В рамках данного подхода показан двухэтапный способ нахождения оптимальной надежности газоснабжающей системы, основанный на определении эквивалентных характеристик надежности ее объектов и оптимизации средств резервирования на основе задачи ЛП. С помощью данной методики была осуществлена рационализация развития систем газоснабжения Северо-Западного ФО на зимний период 2030 г.

Ключевые слова: **многоуровневое моделирование, оптимальная надежность, эквивалентные характеристики надежности, оптимизация средств резервирования**

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Объектом исследования является сложная ГСС, которая включает газодобывающие и газотранспортные предприятия, подземные хранилища газа (ПХГ), газораспределительные системы и потребителей газа.

Чтобы использовать методы сетевого анализа, теории надежности и определения рациональных способов резервирования ГСС, сложную систему газоснабжения в соответствии с [1] необходимо агрегировать в расчетную схему.

В соответствии с теорией многоуровневого моделирования для решения поставленной задачи – оптимизации развития систем газоснабжения с учетом надежности – рассматриваются задачи трех уровней:

На 1-м уровне на сетевой потоковой модели [2, 3] определяются рациональные объёмы добычи газа по газодобывающим центрам, находятся объёмы и направления межузловых потоков газа, обеспечивающих спрос в газе агрегированных потребителей на заданный период времени. Рассматриваются как действующие, так и новые предприятия и магистральные газопроводы (МГ).

На 2-м уровне моделирования на модели оптимизации сезонной неравномерности потребления газа [4] структура газоснабжения, полученная на первом уровне, детализируется по сезонам расчетного года.

На 3-м уровне моделирования решается *двухэтапная задача* определения оптимальных способов резервирования [5] рассматриваемой ГСС в самый напряженный с точки зрения надежности зимний период времени.

На *1-м этапе* определяются эквивалентные характеристики надежности для газотранспортных и газодобывающих предприятий, а также для сооружений, хранящих запасы газа и другого топлива (мазут, уголь) у потребителей, допускающих замену им газа.

На *2-м этапе,* исходя из критерия минимума издержек в существующие объекты системы газоснабжения, в создание новых резервных производительностей для этих объектов и в создание запасов резервного топлива (допускающего замену газа у потребителей), находятся оптимальное сочетание этих способов резервирования, обеспечивающих в каждом узле расчетной схемы балансы приходящих и уходящих математических ожиданий производительностей объектов с заданной надежностью и при заданных ограничения.

Рассмотрим подробнее этапы методического подхода для оптимизации средств резервирования в сложной закольцованной системе газоснабжения на основе анализа и синтеза её надёжности.

1 этап. Эквивалентные характеристики надежности объектов ГСС представляют собой зависимости интегральных показателей надежности (математических ожиданий фактической производительности — *M [Q]*) (рис. 1, а) и дисконтированных издержек (рис. 1, б) от установленной производительности *Q* существующих объектов с имею-

щимся резервированием и установленной производительности дополнительных средств резервирования в эти объекты.

Рассматриваемые функции являются нелинейными, однако, практический опыт расчетов показывает возможность их линеаризации с относительно небольшой погрешностью в следующих границах:

$$o \le x \le d; \quad d \le y \le d^r,$$

где d — верхняя граница производительности объектов (взята из результатов решения задачи развития системы газоснабжения с учетом сезонности газопотребления); d^r — верхняя граница производительности с учетом заданных резервов упомянутых объектов (величина резервов задается предварительно).

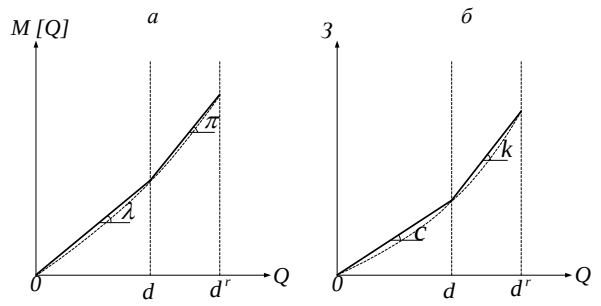


Рис. 1. Эквивалентные характеристики надежности
а) зависимость м. о. фактической производительности объекта от установленной производительности;
б) зависимость дисконтированных издержек от установленной производительности объекта

Тангенсы углов наклона ломаной линии (λ) и (π) показывают коэффициенты надежности объекта с учетом расхода газа на собственные нужды и потери из-за ненадежности и с учетом дополнительного резервирования

$$tg\alpha_1 = \lambda = \frac{M[Q]}{Q} \text{ на участке от 0 до } d;$$

$$tg\alpha_2 = \pi = \frac{M[Q]}{Q} \text{ на участке от } d \text{ до } d^r.$$

Для расчета указанных показателей используется математические модели, разработанные в ИСЭМ СО РАН [6]. В соответствии с ними газодобывающие или газотранспортные предприятия рассматриваются как совокупности разнородных последовательно и параллельно соединенных элементов. Анализ надежности этих объектов осуществляется с помощью аналитического метода — схемы «гибели и размножения». В результате находится конечный закон распределения вероятностей, по которому и рассчитываются искомые показатели надёжности, в частности, математические ожидания фактической производительности. Эти показатели определяются при разных способах резервирования объектов.

Нелинейная зависимость приведенных затрат $З$ от производительности существующих объектов Q с имеющимся резервированием и производительности дополнительных средств резервирования в эти объекты (рис. 1, б) по своей сути является функцией предложения с учетом резервирования, и ее также возможно линеаризовать ломаной линией в тех же самых границах. Тангенс угла наклона этой линии (c) показывает удельную величину затрат (цену) добычи или транспорта для существующих объектов с уже имеющимся резервированием, а тангенс угла наклона (k) на участке от d до d^r — удельную величину затрат (цену) на создание дополнительной резервной производительности этого объекта.

$$tg\beta_1 = c = \frac{З}{Q} \text{ на участке от } 0 \text{ до } d;$$

$$tg\beta_2 = k = \frac{З}{Q} \text{ на участке от } d \text{ до } d^r.$$

Таким образом, полученные показатели λ, π, c, k являются основной исходной информацией для задачи второго этапа, они определяются с помощью эквивалентных характеристик объектов и соответствуют оптимальному уровню надежности, что обеспечивает решение 2-ого этапа.

2 этап. В общем виде задача данного этапа может быть записана в следующей форме:

$$\sum_{(i,j)\in U}\left(c_{ij}x_{ij} + k_{ij}y_{ij}\right) + p_j z_j \to \min \qquad (1)$$

$$\sum_{i\in\Gamma_j^+}\left(\lambda_{ij}x_{ij} + \pi_{ij}y_{ij}\right) + \alpha_j z_j - \sum_{j\in\Gamma_j^-} x_{ji} = \begin{cases} -Q, & j = s; \\ 0, & j \ne s,t; \\ B, & j = t. \end{cases} \qquad (2)$$

$$0 \le x_{ij} \le d_{ij}; \quad d_{ij} \le y_{ij} \le d_{ij}^r. \qquad (3)$$

Выражение (1) — это минимизируемая целевая функция издержек. Условие (2) показывает балансы прихода и ухода производительностей объектов с существующим резервированием (x) и с дополнительными резервными средствами для этих объектов (y), а также с учетом запасов резервного топлива (z). Для каждого узла j должен соблюдаться баланс приходящих и уходящих производительностей (первый закон Кирхгофа). Выражение (3) показывает двухсторонние ограничения производительности объектов.

Каждой дуге (i, j) соответствуют величины: x_{ij} — поток производительности дуги графа, отражающий объект-источник или объект транспорта, с существующим резервированием; y_{ij} — поток дополнительной резервной производительности дуги графа, отражающей объект источника или транспорта; z_j — объем резервного топлива; c_{ij} — удельная величина стоимости с существующим резервированием объекта источника или транспорта газа; k_{ij} — удельная величина дополнительной резервной стоимости объекта источника или транспорта газа; p_j — удельная величина стоимости резервного топлива; λ_{ij} — коэффициент, учитывающий расход газа на собственные нужды и потери из-за ненадежности; π_{ij} — коэффициент надежности дуги графа с учетом дополнительной резервной производительности; α_j — коэффициент надежности топливоснабжения; Q — суммарное значение добываемого газа всеми его источниками; B — суммарное значение используемого газа всеми потребителями.

Удельные величины стоимости резервного топлива p_j для j-х узлов задаются из решения задач верхнего иерархического уровня и показывают стоимость т у. т. мазута или угля, способных компенсировать дефицит газа.

Решение сформулированной линейной задачи позволяет при заданной расчетной схеме, в рассматриваемом сезоне года, найти такой план поставки газа от источников до потребителей, который бы обеспечивал минимум издержек в систему с учетом резервирования. Эта задача может решаться методами сетевого потокового моделирования, (например, методом Басакера-Гоуэна) или как транспортная задача линейного программирования (например, модифицированным симплекс-методом).

2. ПРИМЕР РАСЧЕТА РАЦИОНАЛЬНОЙ СТРУКТУРЫ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ГСС СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ФО

Определение рациональных способов резервирования системы газоснабжения Северо-Западного ФО осуществлялось в соответствии с методическим подходом многоуровневого моделирования газоснабжающих систем [1]. В соответствии с этим подходом на 1-м уровне на сетевой потоковой модели оптимизируется структура газоснабжающей системы России с учетом экспортных поставок газа для 2030 года. Схема Северо-Западного ФО показана на рис.2.

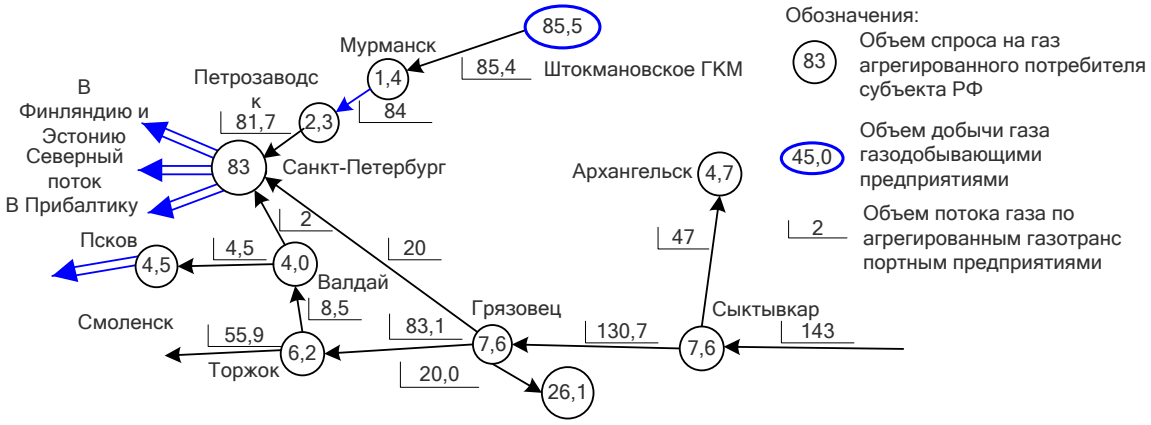


Рис. 2. Схема Северо-Западного ФО

Исходная информация по спросу в газе для потребителей РФ, его экспорту в ближнее и дальнее зарубежье, по оценке верхних ограничений, дисконтированных издержек и других показателей на добычу и транспорт для расчетов на математической модели готовилась с учетом информации по усредненному сценарию развития экономики.

Объемы потребления природного газа субъектами Северо-Западного ФО и его экспортные поставки в 2030 году приведены в табл. 1.

ТАБЛИЦА 1. СПРОС НА ГАЗ В УЗЛАХ РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ

Субъекты (узел на схеме)	Экспорт и транзит, млрд. м^3/год	Спрос, млрд. м^3/год	В том числе: (млрд. м^3/год)			Всего	
			Энергетика	Промышленность	Ком.-быт. сфера	млрд. м^3/год	млн. т у.т./год
Респ. Карелия (Петрозаводск)	0	2,0	0,7	0,8	0,5	2,0	2,28
Респ. Коми (Сыктывкар)	0	7,5	2,2	5,0	0,3	7,5	8,55
Архангельская обл., Ненецкий АО (Архангельск)	0	4,5	1,1	3,2	0,2	4,5	5,13
Вологодская обл. (Грязовец)	20,0	7,5	1,2	6,0	0,3	27,5	31,35
Ленинградская обл., г. С.-Петербург	64,5	18,5	8,4	8,5	1,6	83,0	94,62
Мурманская обл. (Мурманск)	0	1,2	0,4	0,5	0,3	1,2	1,37
Новгородская обл. (Валдай)	0	4,0	1,0	2,5	0,5	4,0	4,56
Псковская, Калининградская обл. (Псков)	2,2	2,3	0,8	1,1	0,4	4,5	5,13
Торжок	68,1	0	0	0	0	68,1	77,63
Северо-Западный ФО	154,8	47,5	15,8	27,6	4,1	202,3	230,62

На 2-м уровне моделирования на модели оптимизации сезонной неравномерности потребления газа была детализирована схема газоснабжения РФ Северо-Западного ФО в зимний и летний периоды (Рис. 3).

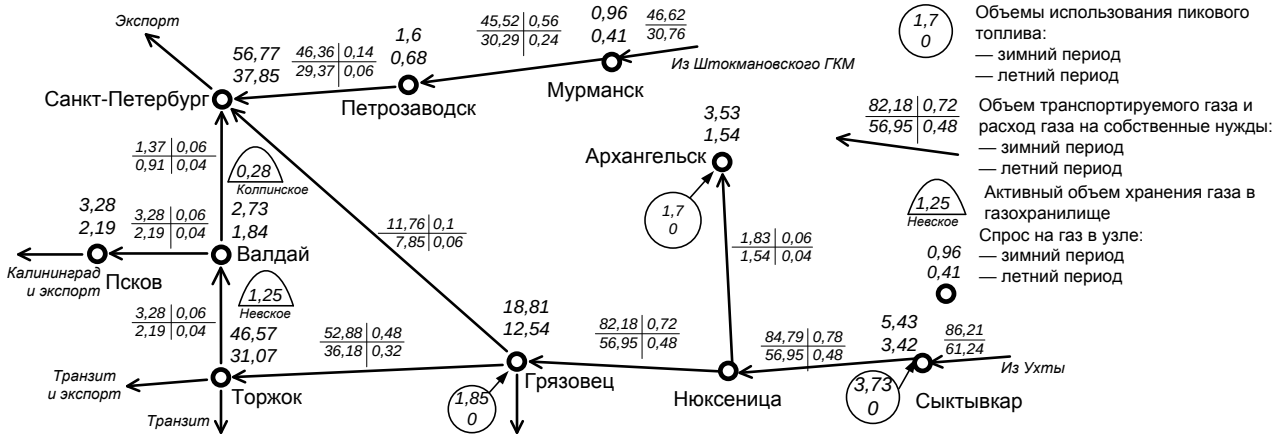


Рис. 3. Детализированная схема газоснабжения Северо-Западного ФО в 2030 году, млн. т у. т.

С точки зрения обеспечения заданной надежности снабжения потребителей природным газом самым напряженным является зимний период.

В табл. 2 показаны технико-экономические показатели газотранспортных связей Северо-Западного ФО. Из табл. 2 видно, что газотранспортные связи, подающие газ из Мурманского направления (Штокмановское ГКМ), загружены по номинальной производительности более равномерно, а газотранспортные системы, питающие газом потребителей Округа из Надым-Пуртазовского региона и месторождений газа полуострова Ямал, имеют резервный запас производительности.

ТАБЛИЦА 2. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ АГРЕГИРОВАННЫХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СВЯЗЕЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО ФО В ЗИМНИЙ ПЕРИОД, 2030 г.

Наименование связи	Верхние ограничения производительности, млн. т у. т.	Оптимальная производительность, млн. т у. т.	Резерв производительности, млн. т у. т.	Расход газа на СН, млн. т у. т.	Издержки, руб./т у. т.
Сыктывкар — Нюксеница	112,0	84,79	27,21	0,78	390
Нюксеница — Грязовец	112,0	82,18	29,88	0,72	300
Нюксеница — Архангельск	5,4	1,83	3,57	0,06	650
Грязовец — Торжок	112,0	52,88	59,12	0,48	390
Грязовец — С.-Петербург	6,0	11,76	24,24	0,10	460
Торжок — Валдай	10,8	6,25	4,55	0,06	160
Валдай — С.-Петербург	7,2	1,37	5,83	0,06	300
Валдай — Псков	5,4	3,28	2,12	0,06	300
Петрозаводск — С.-Петербург	53,9	43,36	10,54	0,14	400
Мурманск — Петрозаводск	53,9	45,52	8,38	0,56	400

Одним из средств повышения надежности системы газоснабжения является резервирование, в качестве которого рассматриваются: избыточная производительность линейной части МГ и агрегатных мощностей компрессорных станций; запасы газа в подземных хранилищах и резервного топлива у потребителей, допускающих переход на это топливо; перемычки между цехами компрессорных станций (КС) и между магистральными газопроводами.

Резервирование должно обеспечивать повышение надежности питания потребителей узлов расчетной схемы до заданных средних значений недоотпуска газа, которые определяются коэффициентами надежности ($K_н$), представляющими отношения математических ожиданий количества условного топлива, отпущенного потребителям за заданный период времени, к требуемому его количеству за этот же период времени ($K_н$ = 0,99).

На 3-м уровне моделирования решается двухэтапная задача оптимизации способов резервирования рассматриваемой системы газоснабжения [5].

На *первом этапе* 3-го уровня моделирования определяются эквивалентные характеристики надежности для газотранспортных и газодобывающих предприятий, а также для сооружений, хранящих запасы газа и другого топлива.

Расчет эквивалентных характеристик надежности для газотранспортных систем показан на примере вычисления показателей для дуги графа Сыктывкар — Нюксеница, рис. 6. Эта дуга отображает 3 МГ: первый состоит из 2-х ниток труб диаметрами 1220 мм, он подает газ из Вуктыльских месторождений; второй — из 3-х ниток труб диаметрами 1420 мм, он снабжает газом потребителей из месторождений Надым-Пуртазовского региона и третий — из 2-х ниток диаметрами 1420 мм, обеспечивает подачу газа из месторождений п-ва Ямал.

На схеме показаны 4 КС состоящие из 3-х компрессорных цехов. Число газоперекачивающих агрегатов в каждом компрессорном цехе приведено на рис. 5.

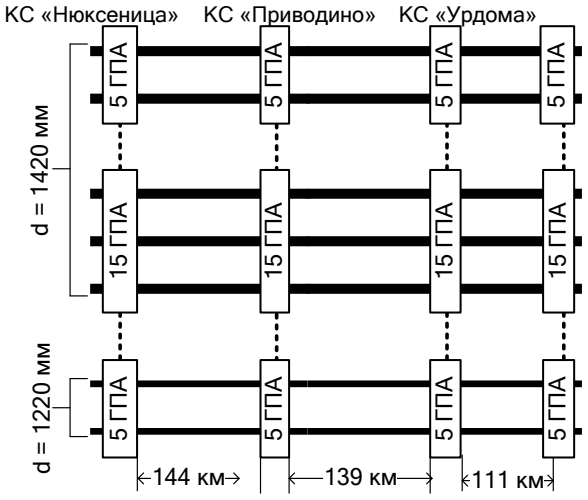


Рис. 5. Схема дуги Сыктывкар — Нюксеница

Надежностные характеристики (интенсивность отказов и восстановлений) для труб и ГПА взяты и пересчитаны из следующих источников [8, 9] и сведены в табл. 3.

ТАБЛИЦА 3. НАДЕЖНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Элемент	Трубы		ГПА
	1220 мм	1420 мм	
Интенсивность отказов, 1/км год	$0{,}68\cdot10^{-3}$	$0{,}21\cdot10^{-3}$	4,48
Интенсивность восстановлений, 1/год	67,38	55,44	109,34
Мощность, млн. т у. т.	13,8	30,6	5,5

В результате расчетов были вычислены математическое ожидание фактической производительности и коэффициенты λ и π. Коэффициент λ = 0,854 отражает значение надежности для существующей газотранспортной системы и действует в границах от 0 до 143,8 млн. т у. т. (ограничение 1). То есть, газопроводы участка Сыктывкар — Нюксеница построены, и составляющие ихрабочие объекты однозначно определены, число резервных элементов также неизменно, как по своему суммарному количеству, так и по месту их привязки на МГ. Эксплуатационные издержки отражают издержки на существующее резервирование и составляют c = 390 руб./т у. т. Снижение производительности на участках газопровода, полученное в результате оптимизационных расчетов структуры газоснабжающей системы, можно использовать для повышения надежности за счет перевода части рабочих ГПА в резерв. В границах от 143,8 до 187 млн.т у.т.

(ограничение 2) был вычислен показатель надежности π = 0,985. Это значение было получено при условии, что установлено по 5 резервных ГПА на каждой КС. (рабочие агрегаты, переведенные в резерв). Издержки в резервирование увеличились в основном за счет создания дополнительных перемычек между МГ, коэффициент составил k = 450 руб./т у. т.

Аналогичным образом были рассчитаны показатели для других дуг расчетного графа и для узлов, отображающих ПХГ и запасы резервного топлива (ВТХ) (табл. 4–6).

ТАБЛИЦА 4. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАДЕЖНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Наименование дуги	Ограничения 1, млн. т у. т.		Для ограничений 1		Ограничения 2, млн. т у. т.		Для ограничений 2	
	нижнее	верхнее	λ	$c\ \frac{\text{руб.}}{\text{т у.т.}}$	нижнее	верхнее	π	$k\ \frac{\text{руб.}}{\text{т у.т}}$
Сыктывкар — Нюксеница	0	84,79	0,854	390	84,79	112,0	0,985	450
Нюксеница — Грязовец	0	82,18	0,895	300	82,18	112,0	0,988	346
Нюксеница — Архангельск	0	1,83	0,887	650	1,83	5,4	0,954	750
Грязовец — Торжок	0	52,88	0,858	390	52,88	112,0	0,986	450
Грязовец — С.-Петербург	0	11,76	0,890	460	11,76	36,0	0,984	530
Торжок — Валдай	0	6,25	0,900	160	6,25	10,8	0,990	184
Валдай — С.-Петербург	0	1,37	0,868	300	1,37	7,2	0,978	346
Валдай — Псков	0	3,28	0,874	300	3,28	5,4	0,988	346
Петрозаводск — С.-Петербург	0	43,36	0,920	400	43,36	53,9	0,990	461
Мурманск — Петрозаводск	0	45,52	0,885	1000	45,52	53,9	0,988	1154

ТАБЛИЦА 5. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАДЕЖНОСТИ ПХГ

Наименование узла	Ограничения 1, млн. т у. т.		Для ограничений 1		Ограничения 2, млн. т у. т.		Для ограничений 2	
	нижнее	верхнее	λ	$c\ \frac{\text{руб.}}{\text{т у.т.}}$	нижнее	верхнее	π	$k\ \frac{\text{руб.}}{\text{т у.т.}}$
Колпинское ПХГ	0	0,28	0,889	850	0,28	0,5	0,990	1518
Невское ПХГ	0	1,25	0,878	900	1,25	1,8	0,990	1607

ТАБЛИЦА 6. ПОКАЗАТЕЛИ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК НАДЕЖНОСТИ ВТХ

Наименование узла	Ограничения 1, млн. т у. т.		Для ограничений 1		Ограничения 2, млн. т у. т.		Для ограничений 2	
	нижнее	верхнее	λ	c руб./т у.т.	нижнее	верхнее	π	k руб./т у.т.
ВТХ Грязовец	0	1,85	0,799	960	1,85	3,7	0,989	1180
ВТХ Архангельск	0	1,70	0,805	985	1,70	3,4	0,990	1220
ВТХ Сыктывкар	0	3,73	0,845	1100	3,73	7,5	0,995	1360

На *2-м этапе* осуществлялась оптимизация способов резервирования по критерию минимальных издержек в развитии перечисленных объектов, и средств резервирования функционирующих в заданных границах с помощью модифицированного симплекс-метода.

На рис. 6 показаны результаты оптимизации системной надежности Северо-Западного ФО в зимний период времени в 2030 году.

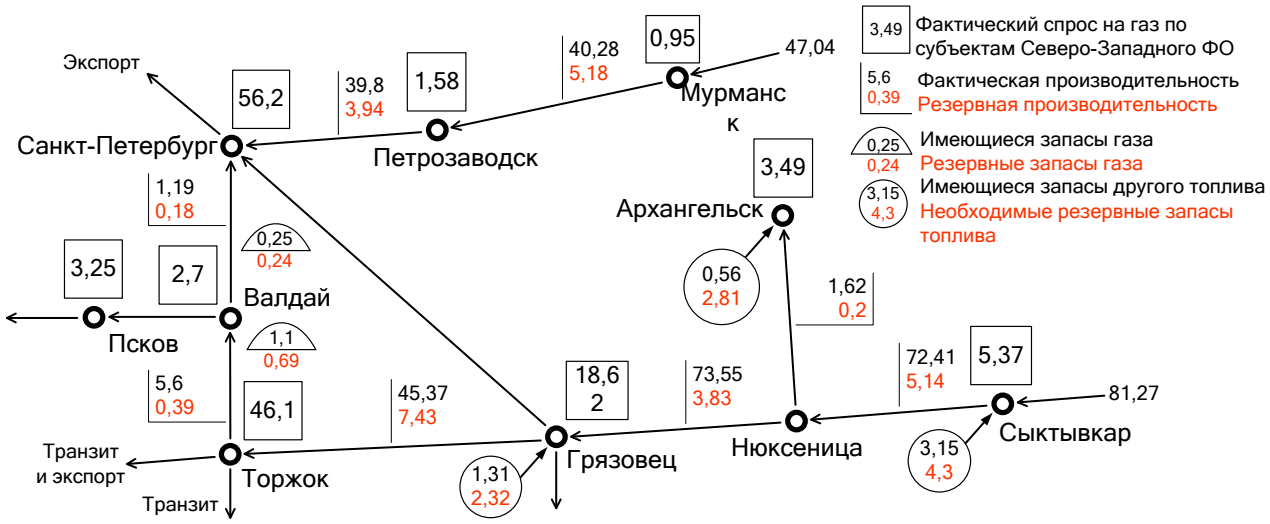


Рис. 6. Оптимальное резервирование системы газоснабжения Северо-Западного ФО в зимний период 2030 г.

Для того, чтобы обеспечить фактический спрос в газе субъектов Северо-Западного ФО с коэффициентом обеспеченности $K_н$ = 0,99 необходимо к фактической производительности МГ создать соответствующую дополнительную резервную производительность. Она обеспечивается установкой дополнительных газоперекачивающих агрегатов на компрессорных станциях соответствующего магистрального газопровода. Для данного примера дополнительная резервная производительность МГ колеблется от 5 до 15 % от фактической производительности. Также, помимо этого, необходимо дополнительно к имеющимся запасам газа в ПХГ для регулирования сезонной неравномерности целесообразно создать резервные запасы газа, а также запасы резервного топлива у потребителей (например, мазута) Вологодской области (Грязовец), Архангельской области (Архангельск) и республики Коми (Сыктывкар). Так, например, чтобы удовлетворить с коэффициентом обеспеченности $K_н$ = 0,99 спрос в Архангельске объемом 3,49 млн. т у. т. необходимо к фактической производительности МГ Нюксеница — Архангельск в 1,62 млн. т у. т. добавить резервную производительность размером 0,2 млн. т у. т. И увеличить имеющиеся запасы резервного топлива 0,56 млн. т у. т. на величину 2,81 млн. т у. т.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Показан методический подход многоуровневого моделирования развития систем га-

зоснабжения с учетом заданной надежности ее функционирования.

В рамках этого подхода показан двухэтапный способ нахождения оптимальной надежности газоснабжающей системы, основанный на определении эквивалентных характеристик надежности ее объектов и оптимизации средств резервирования.

С помощью данной методики осуществлена рационализация развития систем газоснабжения Северо-Западного ФО с учетом сезонной неравномерности и заданной надежности питания субъектов округа на зимний период 2030 г.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Илькевич Н. И., Ефремов В. А., Меренков А. П. Согласование общеэнергетических решений с развитием Единой системы газоснабжения // Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте-, и газоснабжения. Новосибирск: Наука, 1992. С. 372–389.

[2] Сухарев М. Г., Ставровский Е. Р., Брянских Е. Е. Оптимальное развитие систем газоснабжения. М.: Недра, 1981. 240 с.

[3] Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. Многоуровневое моделирование развития систем газоснабжения. Новосибирск: Наука, 2014. 217 с.

[4] Илькевич Н. И. Методические вопросы оптимизации развития ЕСГ с учетом надежности и режимов ее работы // Системы энергетики — тенденции развития и методы управления. Т. 5. Иркутск, 1981. С. 90–104.

[5] Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В. Моделирование оптимальной надежности сложной газоснабжающей системы // Методические вопросы исследования надежности БСЭ. надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / Отв. редактор Воропай Н. И. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014 г. 567 с., стр. 405–416.

[6] Дзюбина Т. В., Илькевич Н. И. Математические модели для анализа и синтеза надежности при многоуровневом моделировании систем газоснабжения. // Стохастическое программирование и его приложения / Кнопов П. С., Зоркальцев В. И., Иваньо Я. М. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013 г. 493 с., стр. 317–348.

[7] Илькевич Н. И., Дзюбина Т. В., Калинина Ж. В. Исследования развития систем газовой промышленности РФ на перспективу до 2030 г. (с детализацией восточного крыла газовой отрасли) / Вестник ИрГТУ, № 9, 2013 С. 216–220.

[8] Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник. В 4 т. Т. 3. Надежность систем газо- и нефтеснабжения. Кн. 1 / Под ред. М. Г. Сухарева. М.: Недра, 1994. 414 с., ил.

[9] Годлевский А. Ю. Разработка системы сервисного обслуживания газопроводов Западной Сибири. Диссертация на соискание ученой степени канд. техн. наук. Тюмень, 2008, 152 с. Электронный ресурс.

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Илькевич Николай Иванович – зав. лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук. Основные научные интересы: многоуровневое моделирование развития ГСС с учетом народнохозяйственных, региональных интересов инвесторов.



Дзюбина Татьяна Владимировна – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: математическое моделирование надежности сложных электроэнергетических и газоснабжающих систем и их образующих элементов.



Калинина Жанна Вадимовна – научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы: агрегирование расчетных схем ГСС, подготовка и анализ технико-экономической информации по объектам ЕСГ.



Сурнин Николай Валерьевич – инженер ИСЭМ СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы математическое моделирова- ние надежности МГ.

РЫНОЧНЫЕ СТРУКТУРЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ: МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ

С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов

Анализируются рыночные структуры, сформировавшиеся в результате реформирование в электроэнергетике за рубежом, а также опыт их моделирования и исследования. Описываются равновесные математические модели, разработанные авторами для исследования несовершенных электроэнергетических рынков. Формируется новое научное направление – исследование организационных структур электроэнергетических рынков.

Ключевые слова: электроэнергетика, рынок, организационные структуры, горизонтальная и вертикальная интеграция рыночных участников, функционирование и развитие, моделирование.

1.ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время во многих странах мира сформированы электроэнергетические рынки (ЭЭР), имеющие различную организационную структуру. Однако процесс реформирования электроэнергетики не закончен, он продолжается даже в тех странах, где ЭЭР уже созданы. Созданные рынки не всегда оправдывают ожидания, и происходит их «ре-реформирование». Причем, с одной стороны, продолжают совершенствоваться рыночные механизмы, а с другой – усиливается регулирование ЭЭР.

В России сформирован двухпродуктовый ЭЭР, на котором осуществляется торговля электроэнергией и мощностью. ЭЭР дополнен регулирующими механизмами развития генерирующих мощностей: механизмом гарантирования инвестиций (МГИ) и договорами о предоставлении мощности (ДПМ). В стадии формирования находится рынок вспомогательных услуг для поддержания необходимых уровней реактивной мощности и напряжения в электроэнергетических системах (ЭЭС), резервирования и др. Однако рынки вспомогательных услуг здесь не рассматриваются. Уже сейчас, на начальном этапе работы ЭЭР, высказываются мнения о необходимости их совершенствования.

2. СТРУКТУРНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЭР

В период до проведения рыночных реформ в электроэнергетике господствовавшей формой организации отрасли практически во всех странах были вертикально-интегрированные энергокомпании (ВИЭК). В настоящее время в ряде стран и регионов (в частности, почти в половине штатов США, Японии) они по-прежнему существуют и продолжают успешно функционировать и развиваться.

Рыночное реформирование привело к тому, что в электроэнергетике разных стран были созданы различные формы организации рынка [1]. Так, в Скандинавии, Западной Европе, Австралии, Новой Зеландии были введены монопродуктовые конкурентные ЭЭР, где торговля ведется одним товаром – электроэнергией. Считается, что на таких рынках формируются ценовые сигналы, необходимые для эффективного функционирования и развития электроэнергетики. Тем не менее, в эти рынки, как правило, встроены специальные нерыночные механизмы развития генерирующих мощностей, которые задействуются в случае, если сам ЭЭР по каким-либо причинам не обеспечивает покрытие перспективной нагрузки [2,3]. В Бразилии в настоящее время также существует рынок одного товара – электроэнергии. Однако, в отличие от перечисленных выше,

на нем ценовые сигналы спотового рынка, характеризующиеся значительной волатильностью, заменены механизмом обязательных аукционов, в результате которых заключаются двусторонние долгосрочные договора (на период до 15-30 лет) между генерирующими и сбытовыми компаниями, стимулирующие инвестиции в развитие генерирующих мощностей [4].

В Северо-Восточных штатах США, и, как отмечалось выше, в России внедрены многопродуктовые конкурентные ЭЭР, где торговля ведется двумя товарами – электроэнергией и мощностью [1,5]. Причем рынок мощности рассматривается как механизм развития генерирующих мощностей. Спрос на мощность задается регулятором, а его покрытие осуществляется рыночным способом (различающимся для США и России). В некоторых странах Южной Америки, Испании введена плата за мощность, как механизм стимулирования инвестиций в генерирующие мощности (ранее этот механизм использовался в Великобритании).

Монопродуктовые ЭЭР одного покупателя сформировались в Китае, Монголии, и некоторых других странах [6,7]. Создание таких рынков предполагает выделение электростанций в отдельные компании, которые могут конкурировать друг с другом. При этом вертикальная интеграция передачи, распределения и сбыта электроэнергии сохраняется в рамках одного хозяйствующего субъекта – единственного покупателя. Он закупает электроэнергию у генерирующих компаний (ГК).
В Южной Корее сформировался рынок, который можно назвать многопродуктовым ЭЭР одного покупателя, где ГК отделены от остальной цепочки преобразования передачи и сбыта электроэнергии.

Указанные выше основные организационные формы ЭЭР усложняются горизонтальной и вертикальной интеграцией рыночных участников. В результате на этих рынках формируются, соответственно, горизонтально- и вертикально-интегрированные структуры, что имеет место на многих ЭЭР за рубежом и в России [8,9].

Как видно из сказанного, формы рыночной организации электроэнергетики разнообразны и довольно сложны. Это требует привлечения специальных подходов для их моделирования и исследования.

3. ОПЫТ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ИССЛЕДОВАНИЯ РЫНОЧНЫХ СТРУКТУР В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В ходе дезинтеграции ВИЭК, как правило, не проводились какие-либо серьезные исследования целесообразности/эффективности формирования рыночных структур в электроэнергетике. Так, в начале двухтысячных годов, когда рыночное реформирование электроэнергетики России вступило в решающую фазу, фактически не было проведено исследований эффективности формировавшейся организационной структуры ЭЭР. Не был разработан соответствующий модельный инструментарий, который позволял бы выполнять такого рода исследования. Такой инструментарий в России до сих пор отсутствует.

Из зарубежных примеров можно отметить несколько исследований такого рода. Так, в [10] оценивалась эффективность перехода от централизованной вертикально-интегрированной структуры организации электроэнергетики к конкурентному рынку в Израиле. Полученные результаты показали, что в случае, если переход к рынку осуществляется без каких-либо изъянов, то будут достигнуты небольшие выгоды в целом по экономике. В противном случае никаких эффектов не возникает.

В [11] рассматривались отдельные составляющие организационных структур, обеспечивающие развитие генерирующих мощностей в условиях рынка (механизмы развития), включая плату за мощность, требования к поддержанию необходимых мощностей, плату за оперативный резерв, контракты на надежность, стратегический резерв и др. Исследования показали, что более эффективным и к тому же опробованным является механизм формирования требований к поддержанию необходимых мощностей, представляющий собой один из основных элементов рынков мощности на Северо-Востоке США.

В [12] рассматриваются два сценария организации электроэнергетики Сингапура: ВИЭК и дерегулированная рыночная структура. Дерегулирование учитывается весьма упрощенно путем снижения уровня резервов, эксплуатационных затрат, а также повышения коэффициента готовности энергооборудования. Предполагается, что такое повышение эффективности работы отрасли обусловлено рыночными стимулами. Расчеты показали, что дисконтированные за тридцать лет затраты в электроэнергетику во втором (рыночном) сценарии несколько ниже.

Из российских можно отметить исследование [13], где определялись цены электроэнергии для двух форм организации электроэнергетического рынка: единственного покупателя и конкурентного ЭЭР. Для расчета цен в первом случае была разработана оценочная модель, а во втором – цены определялись на основе предельных затрат. Цены для рынка единственного покупателя оказались ниже, чем для конкурентного ЭЭР.

После внедрения рыночных организационных структур в электроэнергетике за рубежом стали активно проводиться их исследования, поскольку возникали серьезные проблемы, обусловленные несовершенством ЭЭР. Причем, акцент, как правило, делался на функционирование этих структур. Аспект их развития был исследован недостаточно. Так, было разработано несколько математических моделей развития и инвестирования электроэнергетики в условиях несовершенного олигопольного ЭЭР [14-18 и др.]. Их анализ, показывает, что в основном это одноузловые модели, в большинстве из них недостаточно представлены разные типы генерирующих мощностей, слабо учитываются режимы работы электростанций и электропотребления. В некоторых работах ЭЭР рассматриваются как пространственно распределенные (многоузловые), а режимы работы электростанций и электропотребления представлены достаточно подробно [16]. Как правило, моделируются однопродуктовые рынки (электроэнергии), хотя в отдельных случаях учтены рынки мощности и резервов. Иногда применяются достаточно сложные подходы для учета неопределенности. Для расчетов, как правило, используются упрощенные иллюстративные примеры.

Как видно из приведенных выше примеров, исследования организационных структур, и их отдельных элементов – механизмов развития довольно упрощены и страдают определенными условностями. Используемые при этом модели не учитывают многих реальных свойств ЭЭС и ЭЭР.

В России, где либерализация электроэнергетики завершена, следует ожидать процесса «ре-реформирования», как это происходит в других странах, что отмечалось выше. Это потребует проведения исследований форм организации ЭЭР, включая составляющие их отдельные элементы, и разработки соответствующих математических моделей. Это делает данное научное

направление весьма востребованным и актуальным.

4. МОДЕЛИ НЕСОВЕРШЕННОГО ЭЭР

Одноузловая модель, ориентированная на нахождение равновесия по Нэшу- Курно, учитывающая развитие генерирующих мощностей для нескольких компаний, была разработана авторами в [8] без учёта сетевых ограничений. В более поздней версии модели были учтены механизмы развития генерирующих мощностей: рынок мощности и ДПМ [19]. Затем была создана еще одна модификация модели, учитывающая пространственно распределенный ЭЭР и сетевые ограничения на перетоки мощности и энергии между узлами. Эти модели рассматривается ниже.

Одноузловая однопродуктовая модель. На рынке присутствуют несколько ГК и потребители, заданные агрегированной функцией спроса. Они находятся в одном узле. Поведение ГК определяется, с одной стороны, стремлением максимизировать свою прибыль (она задается как целевая функция компании), а с другой, - необходимостью учета балансовых и режимных ограничений ЭЭС. Для максимизации своей целевой функции компании могут вводить новые и загружать имеющиеся генерирующие мощности, ограничивать вводы новых мощностей и загрузку своих электростанций (демонстрируя рыночную власть в условиях несовершенного рынка). В собственности ГК находятся различные типы генерирующих мощностей (конденсационные, гидравлические, атомные, теплофикационные, гидроаккумулирующие – КЭС, ГЭС, АЭС, ТЭЦ, ГАЭС). Учитывается суточная, недельная и сезонная (внутригодовая) неравномерность электропотребления. Задается расчетный перспективный временно́й уровень. Все зависимости в модели принимаются линейными. Моделируется оптовый рынок электроэнергии. Резервы мощностей частично учитываются путем задания коэффициента готовности.

Модель является двухэтапной. На первом этапе определяются годовые объемы электрогенерации каждой ГК, вводы новых генерирующих мощностей, равновесная годовая цена. На втором этапе производится распределение годовой выработки по сезонам дням и часам для обеспечения непрерывного баланса мощностей.

Целевая функция для каждой l-ой ГК ($l \in L$) имеет вид:

$$\sum_{i\in I}\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\tau_s^w(p-c_{li})x_{list}+\sum_{i\in I}\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\tau_s^h(p-c_{li})y_{list} - f\sum_{i\in I}k_{li}\left(z_{li}-z_{li}^0\right)-\sum_{i\in I}k_{li}b_{li}z_{li}\to\max, \quad (1)$$

при этом накладываются ограничения на развитие установленных мощностей:

$$z_{li}^0 \le z_{li} \le \bar{z}_{li}, l\in L, i\in I \quad (2)$$

и рабочих мощностей:

$$\alpha_{lis}z_{li} \le x_{list} \le \beta_{lis}z_{li}, l\in L, i\in I, s\in S, t\in T, \quad (3)$$
$$\alpha_{lis}z_{li} \le y_{list} \le \beta_{lis}z_{li}, l\in L, i\in I, s\in S, t\in T.$$

где $i \in I$ – индекс типа станций; $s \in S$ – номер сезона; $t \in T$ – индекс часа суток; $c_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – удельные издержки на генерацию электроэнергии станциями типа i компании ℓ; $\tau_s^w, s \in S$ – эквивалентное число рабочих суток в сезоне s; $\tau_s^h, s \in S$ – эквивалентное число выходных суток в сезоне s; $k_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – удельные капвложения, осуществляемые компанией ℓ в развитие электростанций типа i; f – коэффициент возврата капитала, который находится из условия возмещения капитала равными долями в течение М лет при ставке дисконтирования ρ; $b_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – постоянные эксплуатационные издержки станций типа i компании ℓ; $z_{\ell i}^0, \ell \in L, i \in I$ – имеющийся уровень установленной мощности станций типа i компании ℓ, с учетом демонтажа и предопределенных вводов в течение расчетного периода;

$\overline{z}_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – максимально возможный уровень установленной мощности станций типа i компании ℓ; $\alpha_{\ell is}, \ell \in L, i \in I, s \in S$ – коэффициент минимально допустимой мощности в сезоне s станций типа i компании ℓ; $\beta_{\ell is}, \ell \in L, i \in I, s \in S$ – коэффициент минимально допустимой мощности в сезоне s станций типа i компании ℓ.
переменные:
$x_{\ell ist}, \ell \in L, i \in I, s \in S, t \in T$ – рабочая мощность в сезоне s в час t в рабочие дни станций типа i компании ℓ; $y_{\ell ist}, \ell \in L, i \in I, s \in S, t \in T$ – рабочая мощность в сезон s в час t в выходные дни станций типа i компании ℓ; $z_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – установленная мощность на станциях типа i компании ℓ; p^e – среднегодовая рыночная цена за единицу электроэнергии.

Интегральные ограничения, описывающие ГЭС и ГАЭС, соответствуют представленным в модели ОРИРЭС [20].

Потребители электроэнергии в долгосрочном периоде могут реагировать на уровни цен, меняя объемы своего потребления. Поэтому в модель вводится переменный годовой максимум нагрузки v, при $0 \le v \le \overline{v}$, учитывающий реакцию потребителей на цену электроэнергии.

Определим величины $\overline{v} = \max_{s \in S, t \in T} \{w_{st}\}$ – максимум годовой нагрузки и

$$\delta^w_{st} = \frac{w_{st}}{\overline{v}}, \delta^h_{st} = \frac{h_{st}}{\overline{v}}, s \in S, t \in T; \quad (4)$$

где $w_{st}, s \in S, t \in T$ – прогнозируемый спрос в сезоне s в час t в рабочие дни; $h_{st}, s \in S, t \in T$ – прогнозируемый спрос в сезоне s в час t в выходные дни.

Принимая допущение, что снижение величины годового максимума пропорционально отражается в снижении нагрузок по сезонам и часам, баланс рабочих мощностей запишется следующим образом:

$$\sum_{\ell \in L} \sum_{i \in I} x_{\ell ist} \left(p^e \right) = \delta^w_{st} v, s \in S, t \in T; \quad (8)$$

$$\sum_{\ell \in L} \sum_{i \in I} y_{\ell ist} \left(p^e \right) = \delta^h_{st} v, s \in S, t \in T. \quad (9)$$

Значение переменной ν определяется из условия равенства годового предложения электроэнергии годовому спросу:

$$v \left[\sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau^w_s \delta^w_{st} + \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau^h_s \delta^h_{st} \right] = d - q p^e. \quad (10)$$

Подход Курно, основанный на концепции равновесия Нэша, используется для расчета состояния рыночного равновесия. Содержательно это означает, что каждая ГК максимизирует свою выгоду (выражение (1)), изменяя свое годовое производство электроэнергии (и, соответственно цену p) при условии неизменного состояния остальных компаний на рынке.

Полученные годовые показатели выработки электроэнергии электростанциями и компаниями, соответствующие этим решениям, распределяются по сезонам года, дням недели и часам суток для обеспечения постоянного баланса мощностей в ЭЭС. Для этого решается вспомогательная задача линейного программирования

Одноузловая двухпродуктовая модель.
Поведение ГК определяется стремлением максимизировать свою прибыль на рынке электроэнергии и мощности с учетом балансовых и режимных ограничений ЭЭС. Целевая функция компании ℓ ($\ell \in L$) сформулирована следующим образом:

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau^w_s \left(p^e - c_{li} \right) x_{list} + \sum_{i \in I} \sum_{s \in S} \sum_{t \in T} \tau^h_s \left(p^e - c_{li} \right) y_{list} +$$
$$+ \sum_{i \in I} (p^c - k_{li} b_{li}) z_{li} - f \sum_{i \in I} k_{li} \left(z_{li} - z^0_{li} \right) \to \max \quad (11)$$

Условие равенства предложения и спроса на рынке мощности:

$$1,2\overline{v} = m - n p^c. \quad (12)$$

В выражении (12) левая часть равенства представляет собой спрос мощности, определяемый по годовому максимуму нагрузки плюс требуемый резерв.

Остальные технологические неравенства и ограничения аналогичны представленным в предыдущей модели.

Для нахождения оптимальных решений (равновесных значений) также используется итерационное решение по методу Курно – каждая компания последовательно максимизирует свою прибыль на рынке мощности и на рынке электроэнергии, определяя свои параметры предложения при неизменном поведении остальных компаний. Такой итерационный процесс продолжается до тех пор, пока каждой ГК окажется невыгодно в одностороннем порядке менять параметры равновесия на рынках мощности и электроэнергии. Полученные с использованием данной методики решения являются точками долгосрочного рыночного равновесия Нэша. Годовые показатели выработки электроэнергии электростанциями и компаниями, соответствующие этим решениям, распределяются по сезонам года, дням недели и часам суток.

Были также разработаны модификации однопродуктовой и двухпродуктовой моделей, учитывающие механизм развития генерирующих мощностей ДПМ. Данные модификации представлены в [21] и здесь не рассматриваются.

Многоузловая однопродуктовая модель. В отличие от вышеописанных, рассматриваемая модель учитывает перетоки между узлами, а также потери на передачу электроэнергии. При этом затраты в линии пока не учитываются. При построении балансов мощности на втором этапе учитываются сетевые ограничения.

Для проведения расчетов с учетом сетевых ограничений описанная выше двухэтапная технология модифицирована следующим образом. Первый этап остается без изменений. На втором этапе в дополнение к нахождению сезонной, дневной и часовой выработки электроэнергии, удовлетворяющей балансовым соотношениям, определяются почасовые величины перетоков между узлами. Результирующей задачей второго этапа, как и ранее, является задача линейного программирования большой размерности. Поскольку рассматриваемая задача связана с развитием исследуемой ЭЭС, и, следовательно, с расширением пропускных способностей линий связи, целевой функцией этой задачи служит суммарный объем такого расширения. Ограничениями служат балансовые ограничения, ограничения, описывающие техническое функционирование станций разных типов, и, кроме того, ограничения, гарантирующие сохранение величины прибыли каждой генкомпании, полученной на первом этапе. В результате решения данной задачи будет найдено минимально необходимое расширение линий. Можно сказать, что при такой постановке расширение пропускных способностей линий оптимальным образом «подстраивается» под равновесное решение, найденное на первом этапе. Вместо объемов расширения линий можно рассматривать затраты в такое расширение и минимизировать уже и сами затраты. В качестве обоснования такого подхода служит математический анализ соответствующей двухуровневой задачи оптимизации, постановка которой предложена в [22].

Предложенная методика позволяет преодолеть трудности, связанные с проблемой сетевой перегрузки (congestion problem). В сформированной модели осуществляется «горизонтальное сетевое выравнивание интересов» с учётом поведения потребителей. Модель будет разви-

ваться в части учета затрат в электрические сети и, далее, учета электросетевой компании, как отдельного участника ЭЭР, наряду с ГК, которые уже учитываются в модели.

Все решаемые с использованием рассмотренных моделей задачи оптимизации имеют большую размерность (несколько десятков тысяч переменных и уравнений). Решение осуществляется в системе GAMS – General Algebraic Modeling Systems.

5. ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

В качестве организационных структур рассматривались однопродуктовый и двухпродуктовый рынки, а по типу конкуренции – совершенный и несовершенный рынки. Моделировались и исследовались такие механизмы развития генерирующих мощностей как ценовые сигналы рынка электроэнергии, рынок мощности и ДПМ. Были исследованы организационные структуры ЭЭР и механизмы развития, представленные в табл.1.

Результаты расчетов приведены в табл.1 и на рис.1. Как видно из таблицы, несовершенный двухпродуктовый рынок электроэнергии и мощности приводит к увеличению совокупной цены на 15% по сравнению с однопродуктовым рынком (№2), но обеспечивает стимулы для ГК вводить новые мощности. На несовершенном рынке двух товаров возникает олигополистическая конкуренция, поэтому цена повышается по сравнению с рынком совершенной конкуренции за счет снижения новых вводов мощностей и выработки компаниями. По сравнению с несовершенным рынком одного товара, структура №4 повышает долгосрочную надежность в системе.

ТАБЛИЦА 1 Результаты расчетов

№	Название рыночной структуры	Цена, $/кВт.ч
1.	Совершенный рынок электроэнергии	0,094
2.	Несовершенный рынок электроэнергии	0,116
3.	Совершенный электроэнергии и мощности	0,124
4.	Несовершенный рынок электроэнергии и мощности	0,133
5.	Рынок э/э и мощности + ДПМ	0,101
6.	Рынок э/э + ДПМ	0,082

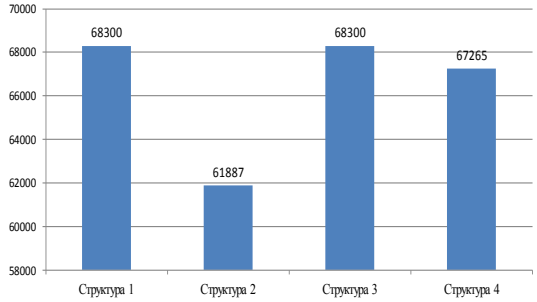


Рис. 1. Установленная мощность ОЭС Центра, 2030г.

Разделение рынка мощности на два сегмента в рыночной структуре №5 приводит к снижению совокупной цены для потребителей, так как ГК получают отдельную плату за новые и старые мощности: действующие станции получают плату за мощность по маржинальной цене самой дорогой действующей стации, а не так, как это было в структуре №4, когда действующие станции получали плату на рынке мощности по цене, которая формировалась с учетом новых станций.

Механизм ДПМ позволяет существенно снизить агрегированную цену на оптовом рынке и обеспечить достаточный уровень генерирующих мощностей с учетом необходимого резерва.

Рассматривался территориально распределенный ЭЭР в рамках европейской секции ЕЭС России, включая ОЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Средней Волги, и ОЭС Урала. Расчетная схема для исследований представлена на рис. 2.

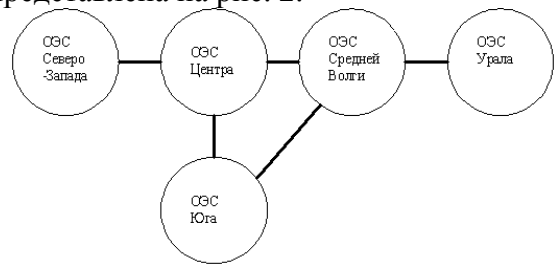


Рис. 2. Расчетная схема.

Были проведено предварительное тестирование модифицированного двухэтапного подхода. В результате была определена среднегодовая равновесная цена, объемы вводов новых мощностей, а также объемы перетоков между узлами. С вычислительной точки зрения реализация модифицированного двухэтапного подхода на рассматриваемой схеме не встретила трудностей. Соответствующие задачи оптимизации содержали несколько десятков тысяч переменных и ограничений, суммарное время решения не превосходило 10 минут.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В условиях «ре-реформирования» электроэнергетики России весьма актуально и востребовано научное направление моделирования и исследования организационных структур электроэнергетических рынков. Разработанные математические модели требуют дальнейшего развития и использования. Полученные с их применением результаты будут весьма полезны и своевременны для рационализации рыночных структур в электроэнергетике и системы управления развитием электроэнергетики России.

7. ЛИТЕРАТУРА

[1]. Electricity market reform. An international perspective / Ed. by F.P. Sioshansi, W. Pfaffenberger. – Elsevier, 2006, 656 p.

[2]. Investment incentives for the SE Europe regional electricity market. – London: NERA, 2005, Vol. 2, 48 p.

[3]. *Amelin M., Söder L.* Taking Credit // IEEE Power and Energy Magazine. Vol. 8. 2010, # 5, P.47-52.

[4]. *Moreno R., Barroso L.A., Rudnick H., Mocarquer S., Bezerra B.* Auction approaches of long-term contracts to ensure generation investment in electricity markets: Lessons from the Brazilian and Chilean experiences // Energy Policy. Vol.38. 2010, # 10, P. 5758-5769.

[5]. Постановление Правительства РФ № 529 от 29 августа 2006 г. «О совершенствовании порядка функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности)»

[6]. *Беляев Л.С.* Проблемы электроэнергетического рынка. – Новосибирск: Наука, 2009, 296с.

[7]. *Xu Sh., Chen W.* The reform of electricity power sector in the Prof China // Energy policy. Vol. 34.2006, # 16, P. 2455-2465.

[8]. *Подковальников С.В., Хамисов О.В.* Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей // Известия РАН. Энергетика. 2011, № 2, С.66-86.

[9]. *Newberry D.* What are the issues in mergers and acquisitions arising from electricity market restructuring? EUI WP 2007/1. – Florence: EUI RSCAS, 2007, 20 p.

[10]. *Tishler A., Newman J., Spekterman I., Woo C.K.* Cost-benefit analysis of reforming Israel's electricity industry // Energy policy. Vol. 34. 2006, # 16, P.2442-2454.

[11]. *de Vries L.J.* Securing the public interest in electricity generation markets. The myths of the invisible hand and the copper plate. Ph. D. Thesis. – Netherlands, Amsterdam: Delft University, 2004, 353 p.

[12]. *Chang Y., Tay T.H.* Efficiency and deregulation of the electricity market in Singapore // Energy policy. Vol. 34. 2006, # 16, P.2498-2508.

[13]. *Беляев Л.С., Большаков И.С.* Оптовые цены на электроэнергию при рынке «Единственный покупатель» и конкурентном рынке // Известия РАН. Энергетика. 2010, № 6, С.79-91.

[14]. *Bushell J., Ishii J.* An Equilibrium model of investment in restructured electricity

markets // WP 164. – Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute, 2007, 38 p.

[15]. *Gilotte L., Finon D.* Investments in generation capacities in an oligopolistic electricity market // Centre internationale de recherché sur l'environnement et le développement research paper, 2006, 23 p. // http://www.centre-cired.fr/IMG/pdf/9_Gilotte_Finon_inv_pouvoir_marche._pdf.pdf

[16]. *Саух С.Е., Борисенко А.В.* Равновесные модели процессов функционирования и развития генерирующих мощностей Украины в рыночных условиях // Электронный сборник докладов Объединенного симпозиума «Энергетика России в 21 веке и Азиатская энергетическая кооперация». – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2010, 7 р., ISBN 978-5-93908-074-3.

[17]. *Centeno E., Reneses J., Garcia R., et al.* Long-term market equilibrium modeling for generation expansion planning // Bologna Tech Conference, June 23-26, 2003. Italy, 7 p. // http://www.iit.upcomillas.es/docs/IIT-03-0119A.pdf

[18]. *Борисенко А.В.* Моделирование развития мощностей электростанций в условиях несовершенной конкуренции // Электронное моделирование, 2009, т. 31, № 5, С.3-27.

[19]. *Подковальников С.В.* Механизмы развития и инвестирования генерирующих мощностей в России в условиях финансово-экономического кризиса // Электронный журнал энергосервисной компании «Экологические системы». 2009, № 3, http://esco-ecosys.narod.ru/journal/journal87.htm

[20]. *Беляев Л.С., Подковальников С.В., Савельев В.А. и др.* Эффективность межгосударственных электрических связей. – Новосибирск: Наука, 2008, 239 с.

[21]. *Подковальников С.В., Семенов К.А., Хамисов О.В.* Развитие генерирующих мощностей при различной структурной организации электроэнергетических рынков // Известия РАН. Энергетика. – 2014. – № 4. – С.3-14.

[22]. Cunningham L.B., Baldick R., Baughman M.L. {\it An empirical study of applied game theory: transmission constrained Cournot behavior}. // IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, No. 1, 2002. --- p. 166-172.

8. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Подковальников Сергей Викторович – кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник, заведующий лабораторией Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО АН, Иркутск, Россия. Окончил Иркутский политехнический институт. Автор и соавтор более 150 научных публикаций.



Семенов Константин Анатольевич окончил Иркутский государственный технический университет и аспирантуру ИСЭМ СО РАН. Опубликовал в соавторстве 10 научных работ.



Хамисов Олег Валерьевич окончил Иркутский государственный университет. Доктор физико-математических наук, заведующий отделом прикладной математики ИСЭМ СО РАН. Опубликовал около 100 научных работ.

ИССЛЕДОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ОЛИГОПОЛЬНЫХ РЫНКОВ*

Н.И. Айзенберг, В.И. Зоркальцев, И.В. Мокрый

Рассматривается имитационная модель поведения в непрерывном времени олигопольного рынка. Для поставщиков (олигополистов) рассматриваются два правила поведения, задаваемые системами обыкновенных дифференциальных уравнений. Сценарий определяет, по каким правилам действует каждый из поставщиков. Показано, что возможны такие стационарные состояния, когда одному из поставщиков выгодно изменить правило своего поведения, в результате чего его прибыль возрастёт относительно прибыли остальных участников.[1]

Ключевые слова: **рынок, олигополия, поставщик, потребитель, модель, обратная функция спроса, доходы, издержки, прибыль.**

1. ВЕДЕНИЕ

Моделирование поведения экономических агентов долгое время было связано с понятием рациональности. В него входили действия, соответствующие максимизации полезности и равновесия Нэша. Вместе с тем, в реальной жизни мы наблюдаем, что предсказанные равновесные характеристики на рынке не всегда достигаются и стратегии, формируемые, исходя из рационального поведения и полной информированности, далеки от реальных. В последнее время активно развивается направление, обсуждающее так называемую ограниченную рациональность: экономические агенты заменяют сложные стратегии, учитывающие всю имеющуюся информацию, более примитивными, не требующими большого количества времени для выработки способов поведения. Это можно моделировать через динамические постановки, используя дифференциальные (Dockner, Engelbert, 1992) и рефлексивные игры (Новиков, Чхартишвили, 2003; Корепанов 2010). Взаимодействующие стороны пытаются предсказать и затем учесть поведение других участников рынка для устранения информационной неопределенности. Используемая стратегия игрока определяется тем насколько агент готов глубоко проникать в возможные действия взаимодействующих с ним сторон и характеризует ограниченность рациональности участника (Simon, 1972; Simon at all, 1992). Изучение специфических свойств поведения агентов с различными степенями ограничения рациональности, а также формируемые при этом решения (частичные равновесия) дадут представления о возможных исходах взаимодействия на рынке.

В этой работе мы рассматриваем связанные олигопольные рынки. Поведение фирмы в модели будет определяться информацией, которой может обладать производитель в каждый момент времени. Основной принятия решения будет уровень знаний фирмы о спросе. Наш подход несколько отличается от традиционной рефлексивной игры, где агенты с более высоким рангом рефлексии учитывают дополнительную информацию о конкурентах. В работе (Bruttel, 2009) исследуется насколько важна информация о потребителе в сравнении с информацией о конкурентном окружении. Именно ориентация на характеристики спроса могут приводить к неравновесным ситуациям.

Наша работа была инициирована интересом к олигопольным рынкам, которые сложились в электроэнергетической отрас-

[1] Н.И. Айзенберг, кандидат экономических наук (e-mail: ayzenberg.nata@gmail.com),В.И. Зоркальцев, доктор технических наук, (e-mail: vizork@mail.ru), И.В. Мокрый, кандидат технических наук Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, Иркутс,. (e-mail: ygr@isem.sei.irk.ru).

* Работа поддержана грантом РФФИ 13-06-00152а.

ли. Мы рассматривали задачу в двух аспектах. Первый - расчет предполагаемого равновесия на рынках в стационарном состоянии (Айзенберг, Зоркальцев, Киселева и др., 2013, Aizenberg, 2014). В таких моделях есть возможность оценивать индексы влияния отдельных поставщиков на формируемую точку равновесия, измерять степень завышения цены относительно предельных издержек и др. По сути дела речь идет о выяснении тенденций, складывающихся на рынке при условии неизменности выбора стратегии поведения каждым из экономических агентов. Но стационарные состояния не отражают всей гаммы внутренних процессов, которые протекают на рынке при изменении текущих характеристик, в том числе нельзя отследить реакцию отдельных конкурентов на действия окружения. Поэтому вторым направлением исследования стало представление олигопольного взаимодействия имитационными динамическими моделями (Мокрый, 2013).

Динамические имитационные модели олигопольных рынков позволяют исследовать их свойства, связанные с переходными процессами из одного стационарного состояния в другое. Такие переходные процессы возникают, в том числе, при изменении правил поведения участников рынка. Последнее особенно важно для реальных рынков, в частности электроэнергетических. Генерирующие компании могут подавать заявки в виде функций предложения, находящихся в некотором диапазоне, отклоняющихся от предельных издержек и приводящих к различным стационарным равновесиям. Выбор этой функции происходит внутри компании, исходя из информации о спросе и конкурентах (Huck, Normann, Oechssler, 1997). В реальности функции предложения, сформированные фирмами могут приводить как к наиболее оптимальному для общества, так и прямо противоположному результату. Что выберет конкурент? Ответа на этот вопрос не существует. Но, моделируя динамику, мы можем определить степень желания перехода к другим правилам поведения.

Ограниченно-рациональные стратегии, о которых мы говорили выше, определяются несколько упрощенной информацией об устройстве рынка. Например, в статье (Schipper, 2004) рассматриваются специфические стратегии в рамках модели Курно, одна из которых определяется стандартно наилучшим ответом на действия конкурентов, вторая же использует более широкую область улучшения решения, не ограничиваясь оптимальной траекторией, применяя наилучший ответ предыдущего раунда (имитирующая стратегия). При использовании первого вида поведения решение сходится к равновесию Курно, а второго - совершенно конкурентному равновесию. Если в модели присутствуют два типа стратегических агентов, то получаем решение, сходное с моделью Штакельберга, где в роли конкурентного окружения выступают участники, использующие имитирующую стратегию.

В отличии от описанной статьи, где модель рассматривает одновременно разные стратегии поведения, многие исследователи ограничиваются сравнением исходов, когда игроки используют один вариант принятия решения на протяжении всего времени игры (Dockner, Engelbert, 1992; Cellini, Lambertini 1998). В этих работах рассмотрены динамические модели со стратегиями, приводящими к нескольких видам стационарных равновесий: а) совершенно конкурентному; б) Курно; в) Бертрану; г) соответствующее модели предположительных вариаций. В нашей работе мы проанализировали действия в рамках первых двух из перечисленных схем поведения. Мы рассматривали варианты а) когда все игроки пользуются либо той либо другой стратегией; б) когда часть игроков придерживается на протяжении всей игры первой стратегии, а другая - второй; в) когда игроки могут менять свое поведение, сначала придержива-

ясь одной стратегии, а потом переключаться на другую.

Нами представлена имитационная модель взаимодействия связанных рынков олигополии, где фирмы конкуренты действуют в условиях несовершенной информации. Реализуется несколько правил поведения фирм, исходя из различных знаний о характеристиках рынка. Предполагается, что участники могут менять свои стратегии. Наша цель проиллюстрировать возможные рыночные эффекты, порождаемые несовершенством информации, а также продемонстрировать неявные стимулы к смене поведения отдельных участников, когда игроки получают краткосрочные преимущества при выходе из состояния олигопольного равновесия.

2. ОПИСАНИЕ МОДЕЛИ

Рассмотрим граф, состоящий из *m* узлов, представляющих поставщиков и *n* узлов, представляющих рынки.

Поставки осуществляются каждым поставщиком на каждый рынок. Основными переменными модели являются: q_i – объем производимого *i*-ым поставщиком продукта, Q_j – объем потребляемого на *j*-ом рынке продукта, $x_{i,j}$ – объемы поставок продукта *i*-го поставщика на *j*-ый рынок для $i = 1,\ldots, m$, $j = 1,\ldots, n$.

Рынок состоит из большого числа потребителей, имеющих малый удельный вес и не способных в своих интересах воздействовать на цену, складывающуюся на этом рынке. Эта цена зависит только от объема товара, поставляемого на указанный рынок.

Состояния рынков определяются следующими переменными:

$Q_j = \sum_{i=1}^{m} x_{ij}$ - объем потребляемого на j-ом рынке продукта,

$P_j = \pi_j(Q_j)$ - уровень цены на j-ом рынке (убывающая функция от Q_j),

$\pi_j(Q_j)$ – обратная функция спроса, зависимость уровня цены, складывающейся на j-ом рынке, от объема, потребляемого им продукта Q_j.

В рассматриваемых здесь примерах используется линейная функция спроса

$$\pi_j(Q_j) = A_j - B_j Q_j$$

при $A_j > 0$, $B_j > 0$.

Поставщик является активным элементом в модели. Поставщики характеризуются следующими переменными, относимыми к единице модельного времени:

$q_i = \sum_{j=1}^{n} x_{ij}$ – объем производимого продукта i-го поставщика.

$C_i = \frac{k_i \cdot q_i^2}{2}$ – переменные издержки *i*-го поставщика при заданном $k_i > 0$,

$MC_i = \frac{\partial C_i}{\partial q_i} = k_i \cdot q_i$ –предельные издержки *i*-го поставщика,

$R_{ij} = P_j x_{ij}$ – доходы i-го поставщика в результате поставок на j-ый рынок,

$\overline{R}_i = \sum_{j=1}^{n} R_{ij} = \sum_{j=1}^{n} P_j x_{ij}$ – суммарные доходы поставщика *i* в результате поставок на все рынки.

Отсюда прибыль *i*-го поставщика $S_i = R_i - C_i$, тогда общая прибыль всех поставщиков будет

$$S = \sum_{i}^{m} S_i .$$

Во всех рассматриваемых далее моделях величины x_{ij}, Q_j, q_i, P_j, C_i, MC_i, R_{ij}, $\overline{R}_i$, S_i, S являются переменными, зависящими от времени, для которых в каждый момент времени $t \geq 0$ выполняются указанные здесь соотношения.

Рассматриваются три типа моделей.

Модель «Вальрас». Поставщик предполагает, что не может повлиять на установившиеся цены, и при этом стремится осуществить такие поставки, которые максимизируют его прибыль. Стационарное состояние достигается при установлении равенства цены на продукт предельным издержкам на его производство.

Продукты производятся и перераспределяются так, чтобы разность между ценой продукта и предельными издержками на производство стремилась к нулю, что выражает следующее правило поведения *i*–го поставщика (правило «Вальрас»)

$$\frac{dx_{ij}}{dt} = x_{ij}(P_j - MC_i),\ \ j = 1,\ldots,n\,, \quad (1)$$

при выбранных начальных значениях переменных $x_{ij} > 0$.

Ситуацию, когда все поставщики действуют по правилу «Вальрас», будем называть модель «Вальрас». Данная модель приводит к стационарным решениям, которых может быть много по переменным x_{ij}, но имеющих единственные значения по переменным Q_j, P_j, q_i. Происходит выравнивание цен на всех рынках.

Алгоритм расчетов по модели. Вычисляем для каждого момента времени

$$P_j = A_j - Q_j B_j,\ \ j = 1,\ldots,n\,,$$

$$MC_i = \frac{dC_i}{dq_i} = k \cdot q_i,\ \ i = 1,\ldots,m\,.$$

На основе этих показателей динамика изменения объемов поставок определяется из уравнений (1).

Модель «Курно». Поставщик стремится увеличить прибыль, изменяя объёмы производства и перераспределяя свои поставки с учетом не только цен на разных рынках, но и с учетом влияния изменений его поставок на изменение цен. Изменение потоков во времени зависит от разницы между предельным доходом на рынке $MR_{ij} = \frac{dR_{ij}}{dx_{ij}}$ и предельными издержками $MC_i(q_i)$, что выражает следующее правило поведения *i*–го поставщика (правило «Курно»)

$$\frac{dx_{ij}}{dt} = x_{ij}(MR_{ij}(x_{ij}) - MC_i(q_i)),\ \ j = 1,\ldots,n\,. \quad (2)$$

Стационарное состояние для такого правила поведения достигается при равенстве предельного дохода MR_{ij} и предельных издержек MC_i, т.е. когда

$$MR_{ij}(x_{ij}) - MC_i(q_i) = 0\,.$$

Отметим, если при регулировании перетоков в модели “Вальрас” кроме предельных издержек поставщику требуется знать только складывающиеся на рынках цены, то в модели “Курно” требуется еще располагать информацией о значении производной обратной функции спроса, так как

$$MR_{ij} = P_j + x_{ij}\frac{dP_j(Q_j)}{dQ_j}\,.$$

Алгоритм расчетов по модели. Вычисляем для каждого момента времени

$$MR_{ij} = A_j - Q_j B_j - x_{ij} B_j,\ \ ,$$

$$i = 1,\ldots,m,\ j = 1,\ldots,n\,,$$

$$MC_i = \frac{dC_i}{dq_i} = k \cdot q_i,\ i = 1,\ldots,m\,.$$

На основе этих показателей динамика изменения объемов поставок, определяется из уравнений (2).

В наших моделях стратегии организованы по правилу оценки цены, установившейся на рынке. "Вальрас" связан с информацией о цене и предположении о невозможности повлиять на состояние рынка, и по сути является рефлексией нулевого порядка. Правило "Курно" связано с рефлексией более высокого порядка, когда агент предполагает влияние на цену, учитывая это через эластичность спроса. Ограничение второго подхода состоит в игнорировании ак-

тивного влияния на цену конкурентов. Более высокий ранг рефлексии, чем в модели "Курно", будет в случае, если конкуренты начнут ещё и активно учитывать поведение друг друга. Следующая модель показывает, что эта возможность изменения стратегии при условии, что остальные будут действовать предсказуемым образом, даёт игроку немалые преимущества. При этом мы пошли на упрощение, не применяя сложные стратегии высоких рангов рефлексии,

Смешанная модель «Вальрас – Курно». Смешанная модель возникает в ситуации, когда один поставщик (в приводимых далее расчетах это будет поставщик с номером $i=1$) может действовать по правилу «Вальрас», другие поставщики с номерами $i=2,\ldots,m$ действуют по правилу «Курно». Цель построения таких моделей состоит в том, чтобы рассмотреть вопрос, не могут ли отдельные поставщики олигопольного рынка выигрывать при смене правил своего поведения.

3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ

Все, рассматриваемые далее модели включают два рынка ($n=2$), с обратными функциями спроса:

$$P_1 = 25 - Q_1,$$

$$P_2 = 20 - Q_2.$$

Число поставщиков m может варьироваться от 1 до 6. Все поставщики имеют одинаковые издержки

$$C_i(q_i) = \frac{0{,}5 \cdot q_i^2}{2}.$$

Соответственно – предельные издержки i - го поставщика будут

$$MC_i = 0{,}5 \cdot q_i.$$

Приведем значения некоторых переменных для стационарных состояний трех вариантов моделей - «Вальрас», «Курно» и «Вальрас–Курно» с различным числом поставщиков.

*Все поставщики действуют по правилу «*Вальрас*».* Тогда независимо от объемов начальных поставок, модель переходит в стационарное состояние с предопределенными значениями следующих переменных:

- для потребителей - цены, объемы потребления товара,
- для поставщиков - объемы производимых продуктов, прибыль.

Устанавливаются равные на всех рынках цены. Обратим внимание, что по мере увеличения числа поставщиков их суммарная прибыль убывает.

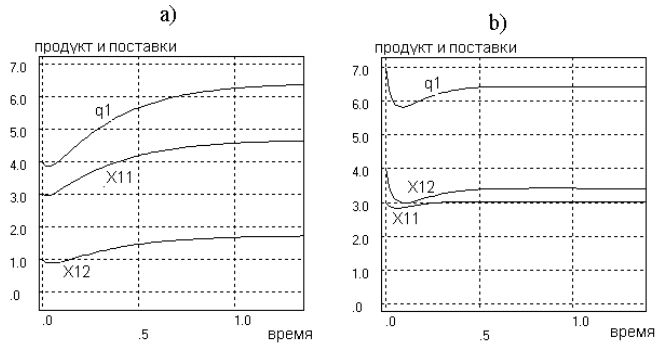


Рис.1. Результат расчетов объемов производства и поставок модели «Вальрас» при различных начальных состояниях

В модели «Вальрас» в стационарном состоянии различаются только доли поставляемых продуктов одного поставщика на разные рынки, которые зависят от начальных объемов поставок всех поставщиков (рис.1).

Если все поставщики действуют по правилу «Курно», то независимо от объемов начальных поставок, модель переходит к одному стационарному решению по всем переменным. В модели «Курно» цены для разных потребителей различаются.

Обратим внимание:

- по мере увеличения числа поставщиков происходит сближение цен потребителей,
- суммарная прибыль поставщиков по мере увеличения их числа вначале возраста-

ет, принимает максимальное значение $S = 192{,}6$ при $m = 2$ и далее, убывает.

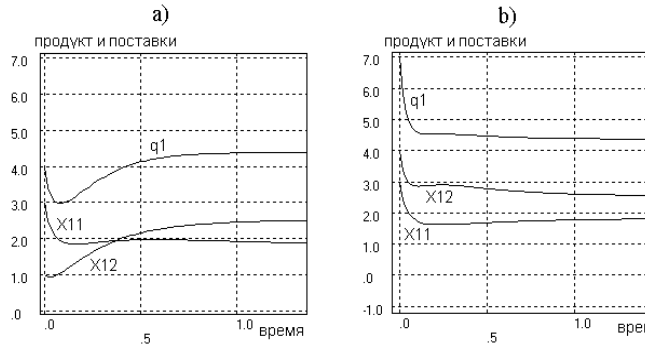


Рис.2. Результат расчетов объемов производства и поставок модели «Курно» при различных начальных состояниях

В модели «Курно» в стационарном состоянии значения всех переменных предопределены и не зависят от начальных объемов поставок (рис.2).

Один поставщик действует по правилу «Вальрас», другие по правилу «Курно». В этом варианте моделей по мере увеличения числа поставщиков их суммарная прибыль монотонно убывает. Происходит выравнивание цен во всех узлах – потребителях.

При небольшом числе поставщиков $m < 5$ прибыль поставщика, действующего по правилу «Вальрас», ниже прибыли поставщика, действующего в тех же условиях по правилу «Курно». Однако, начиная с общего числа поставщиков $m \geq 5$ его прибыль, оказывается выше, чем у поставщика, действующего по правилу «Курно» в тех же условиях.

Для случая m=6 рассмотрим эту ситуацию на графике (рис.3). Пусть шесть поставщиков действуют по правилу «Курно». В момент времени $t = 10{,}0$ поставщик 1 переходит к правилу «Вальрас» и в результате модель переходит в стационарное состояние, где поставщик 1 получает большую прибыль.

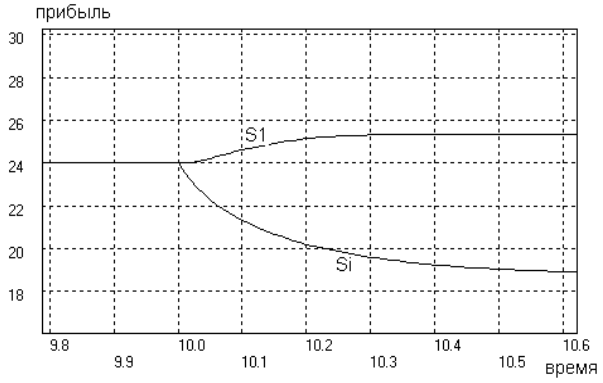


Рис.3. Переход поставщика 1 от правила «Курно» к правилу «Вальрас». Кривая S1 – прибыль поставщика с номером i=1, кривая Si – прибыль одного из поставщиков с номером i=2,…,6

Обратный переход (рис.4) показывает, что на определенном интервале времени, прежде чем модель перейдет в стационарное состояние, поставщик 1 получает прибыль существенно выше, чем, действуя по правилу «Вальрас» в стационарном режиме.

Из этих графиков видно, что одному из олигополистов в точке олигопольного равновесия выгодно перейти к другому правилу поведения – правилу «Вальрас». Из-за чего его прибыль возрастёт при снижении прибыли остальных участников. После этого ему опять выгодно перейти к правилу «Курно», затем ему становится выгодным перейти к правилу «Вальрас» и так далее.

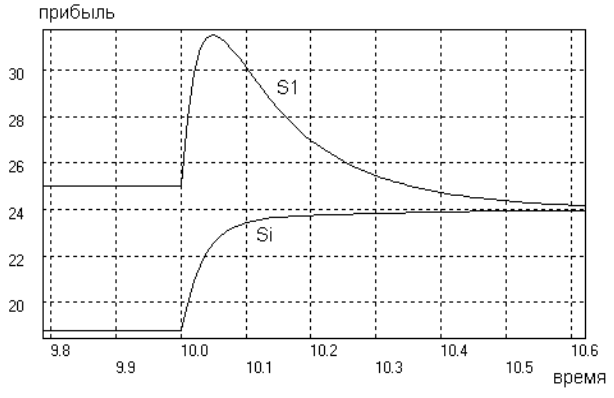


Рис.4. Переход поставщика 1 от правила «Вальрас» к правилу «Курно». Кривая S1 – прибыль поставщика с номером i=1, кривая Si – прибыль одного из поставщиков с номером i=2,…,6

Эффект переключения с одного правила поведения на другое интересно рассмотреть для случая, когда в статической реализации модели, поставщику 1 заведомо выгоднее действовать по правилу «Курно», чем по правилу «Вальрас». На рис.5 представлена ситуация всего с двумя поставщиками. Поставщик 2 действует все время по правилу «Курно», а поставщик 1 до момента времени $t = 1{,}97$ действует по правилу «Курно», затем переходит на правило «Вальрас» до момента времени $t = 2{,}0$. После чего опять переключается на правило «Курно». Площадь заштрихованной на графике области А равна потери прибыли поставщика 1 после его перехода на правило «Вальрас» и в начальный период его обратного перехода на правило «Курно». Площадь заштрихованной на графике области В равна дополнительной прибыли в последующий период его обратного перехода на правило «Курно». Потеря и дополнительная прибыль рассматриваются по отношению к случаю, когда поставщик 1 все время действовал бы по правилу «Курно».

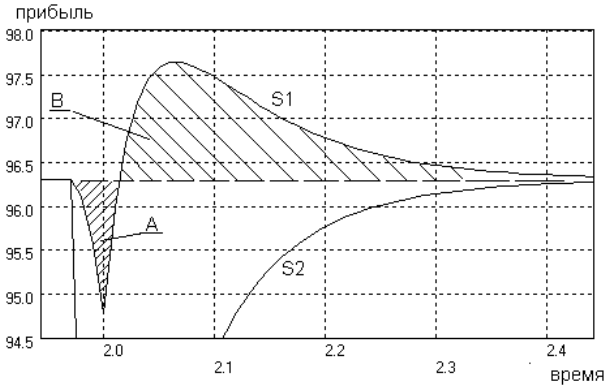


Рис.5. Переход поставщика 1 от правила «Курно» к правилу «Вальрас» и обратно. Кривая S – прибыль 1-го поставщика, кривая S2 – прибыль 2-го поставщика

Расчетные результаты данного исследования получены на оригинальной инструментальной системе имитационного моделирования. В качестве ядра языка описания моделей и организации вычислительных экспериментов используется диалект известного языка DYNAMO Дж. Форрестера (Форрестер, 2003).

4. ВЫВОДЫ

Результаты имитационного моделирования можно суммировать несколькими тезисами.

1. Принятие решения участниками рынка о выборе на следующем шаге объемов производства в нашей модели связано с несложными правилами: "Вальрас" - конкуренты ориентируются на сложившиеся цены и собственные издержки; "Курно" - дополнительно используют информацию об эластичности спроса, т.е. влиянии собственного объема выпуска на цену. Первый тип информации (цена и издержки в предыдущие периоды) всегда доступны на рынке. Информация об эластичности спроса может быть оценена экспертно, в связи с чем требует дополнительных финансовых и временных затрат. При этом известно (и наша модель это подтвердила), что, если все пользуются второй стратегией, то прибыль возрастет в сравнении с ситуацией, когда все придерживаются поведения по правилу "Вальрас". Какой стратегией будут пользоваться конкуренты, не понятно.

Первый тип стратегии приводит к стационарному состоянию, характеризующему рынок с совершенной конкуренцией, - низкие цены и максимально-возможные объемы удовлетворения потребителей. Второй тип стратегии с привлечением эластичности спроса приводит к стационарному состоянию модели Курно.

2. Долгосрочное равновесие, к которому сходится в динамике рынок на длительном горизонте не зависит от стартовых условий в случае линейной функции спроса и квадратичных издержек. Но начальные условия существенным образом влияют на прибыль в краткосрочном периоде.

3. Чем сильнее конкуренция на рынке в модели "Курно" (большое количество фирм), тем ближе исход к совершенно конкурентному: выравнивание цен на обслу-

живаемых рынках и рост объемов предложения.

4. Представленные в данной статье результаты имитационного поведения поставщиков-производителей товара на олигопольных рынках иллюстрируют возможные эффекты в изменении ситуации при смене правил поведения отдельных участников. Из-за различий возможностей и различий в правилах поведения отдельных поставщиков могут возникать ситуации, характеризуемые существенным разбросом цен, объемов поставляемых продуктов на обслуживаемые рынки, нестабильности прибыли поставщиков. Если правила поведения игроков не меняются достаточно длительное время, то ситуация (цены, объёмы поставляемых и потребляемых товаров) характеризуется некоторым равновесным стационарным состоянием, которое может быть получено теоретически. Если же один или несколько игроков меняют правила своего поведения, то после некоторого переходного процесса модель оказывается в другом стационарном состоянии.

Может оказаться, что новое стационарное состояние более выгодно отдельным участникам, чем пребывание в предшествующем. Это было продемонстрировано в модели, когда один из конкурентов переключался на стратегию "Вальрас", в то время как остальные оставались в рамках поведения "Курно".

Может оказаться так, что сам процесс перехода из одного стационарного состояния в другое, с его промежуточными ценами на рынке и прибылями поставщиков, будет еще более выгоден отдельным игрокам, чем длительное пребывание в каком-то одном из стационарных состояний. Некоторые игроки могут получать краткосрочные преимущества при выходе из состояния олигопольного равновесия: расширение объемов поставок может дать им увеличение прибыли, хотя это будет сопровождаться снижением цен. Само снижение цен приведет к падению прибыли у других участников. Последнее будет стимулировать оставшихся к выходу из состояния олигопольного равновесия, что в конечном итоге приведет к хаосу и снижению прибыли у всех поставщиков.

В представленной работе мы заранее не оговаривали причину смены поведения агента: они выбирали стратегию "Курно" или "Вальрас" достаточно произвольным образом и в произвольное время, при этом получая выгоду либо ущерб от изменения поведения. Представляет интерес реализовать модель, где причина смены описывалась бы явным образом через рефлексивный механизм. Здесь, в том числе можно предполагать, что фирмы имеют определённую информацию о поведении своих конкурентов, а также знают долю тех или иных типов участников.

5. ЛИТЕРАТУРА

1. Dockner, Engelbert J. (1992) A dynamic theory of conjectural variations. The Journal of Industrial Economics: 377-395.
2. Корепанов В. О, (2010) Управление рефлексивным поведением агентов в модели олигополии Курно, УБС, 2010, выпуск 31, 225–249.
3. Новиков Д.А., Чхартишвили А.Г. (2003) Рефлексивные игры. М.: СИНТЕГ, 149 с. Bruttel, L. V. (2009). Group dynamics in experimental studies—The Bertrand Paradox revisited. *Journal of Economic Behavior & Organization*, *69*(1), 51-63.
4. Айзенберг Н.И., Зоркальцев В.И., Киселева М.А. (2013) Модели несовершенной конкуренции применительно к анализу электроэнергетического рынка Сибири // Журнал новой экономической ассоциации., №2 (18) . С. 62 – 89.
5. Natalia Aizenberg. (2014). Interaction of generation companies in the electricity market of Russia. *Procedia Computer Science*, *31*, 75-84.
6. Мокрый И.В. (2013) Неустойчивость олигопольных рынков. Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. Иркутск, № 1(37). С. 198 – 204.

7. Simon H. A. (1972) Theories of bounded rationality //Decision and organization, Т. 1. №. 1. С. 161-176.
8. Simon H.A., Egidi M., Marris R., Viale R. (1992) *Economics, bounded rationality, and cognitive revolution* / Edited by M. Egidi and R. Marris. Brookfield, VT: Edward Elgar. Schipper B.C. (2004) Imitators and optimizers in Cournot oligopoly. University of Bonn.Cellini, R., and Lambertini L. (1998) A dynamic model of differentiated oligopoly with capital accumulation. *Journal of Economic Theory* 83.1: 145-155.
9. Byoung O., and Vives X. (2004)Strategic incentives in dynamic duopoly. *Journal of Economic Theory* 116.2: 249-281.
10. Huck, S., Normann, H. T., & Oechssler, J. (1997). Learning in Cournot oligopoly: An experiment. *Available at SSRN 41214*.
11. Offerman, T., Potters, J., & Sonnemans, J. (2002). Imitation and belief learning in an oligopoly experiment. *The Review of Economic Studies*, *69*(4), 973-997.
12. Форрестер Д. (2003) Мировая динамика. М.:ООО «Издательство АСТ», 379 с.

Сессия 5.

УПРАВЛЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕМ СИСТЕМ ЭНЕРГЕТИКИ

Анализ структур силовых электронных трансформаторов

Г.С. Зиновьев, Н.Н. Лопаткин, А.В. Сидоров

Классический электромагнитный трансформатор имеет известные ограничения функциональных возможностей по регулированию. Электронные трансформаторы лишены этих ограничений. Рассмотрены на базе предложенной классификации структуры силовых электронных трансформаторов и обозначены их свойства. Предопределены основные преимущественные области их применения. Оценены потребности в основных силовых элементах для реализации распределительных электронных трансформаторов 35 (20, 10, 6) кВ / 0,4 кВ мощностью 100 – 400 кВА.

Ключевые слова: **силовые электронные трансформаторы, классификация, структуры интеллектуальных трансформаторов, распределительные электронные трансформаторы**

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Классический электромагнитный трансформатор является основным элементом электрических сетей и систем передачи и распределения электрической энергии. Он характеризуется высокой надежностью, малыми требованиями по обслуживанию, высоким кпд, длительным сроком службы. Но при этом он имеет высокие массогабаритные показатели (кг/кВт, дм3/кВт), что создает большие трудности при транспортировке трансформаторов больших мощностей. К тому же, классический электромагнитный трансформатор обладает ограниченными функциональными возможностями по регулированию параметров электрической энергии, которые сводятся в основном к электромагнитной изоляции его входных и выходных цепей и фиксированному (дискретному) изменению величины выходного напряжения.

Г.С. Зиновьев, А.В. Сидоров, НГТУ, Новосибирск, Россия (e-mail: genstep@mail.ru),
Н.Н. Лопаткин, ФГБОУ ВПО «АГАО», Бийск, Россия (e-mail: nikolay_lopatkin@mail.ru).
Работа выполнена при поддержке гранта МОН РФ 8-1327-2014/К.

Непрерывный рост числа потребителей электрической энергии усложняет структуры систем электрообеспечения. Разнообразие видов потребителей, часто характеризующихся нелинейностью, несимметрией загрузок по фазам, нестационарностью и недетерминированностью энергопотребления, импульсными режимами работы, приводит к недопустимому по уровню ухудшению качества электрической энергии, что, в свою очередь, окажет негативное влияние на нестандартные режимы работы потребителей, усугубляя их.

По мере усложнения функций, структуры и режимов работы современных электрических сетей и систем недостатки классических электромагнитных трансформаторов проявляются все больше. Особенно это стало проявляться в появившихся системах распределенной генерации и smart grids сетях, порожденных системами возобновляемой энергетики, прежде всего на базе солнечной и ветроэнергетики. Об их интенсивном развитии свидетельствует то, что 60% ежегодного прироста мощностей в Западной Европе приходится уже на возобновляемые источники, и к 2050 г. в развитых странах (Германия) планируется 50 % общей электрической энергии вырабатывать на них. Системы многомерной распределенной генерации потребуют множественности средств регулирования потоков электрической энергии, что будет удобно выполнять с помощью регулируемых силовых электронных трансформаторов.

Более того, классические электромагнитные трансформаторы не только не в состоянии исправлять действие электромагнитных возмущений со стороны потребителей, но нередко даже просто выдерживать их без повреждений. В результате ограничивается развитие возможностей передачи и распределения электрической энергии для классических систем с нестандартными потреби-

телями, а также для “неклассических” (пока) систем возобновляемой энергетики.

Налицо наличие проблемы построения силовых электронных трансформаторов, использующих достижения силовой электроники и свободных от указанных ограничений классических электромагнитных трансформаторов. За рубежом это научное направление начало активно развиваться уже 2 десятилетия назад [1, 2]. В России работы в области электронного силового трансформаторостроения начали формироваться как самостоятельное научное направление совсем недавно, в том числе и в наших публикациях [3]. В данной работе намечены обобщения структур интеллектуальных силовых электронных трансформаторов, выделены основные классификационные признаки структур и на основании этого спрогнозированы их свойства.

2. ЭЛЕКТРОННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ПЕРВОЙ КОНЦЕПЦИИ

Все множество силовых электронных трансформаторов можно упорядочить их классификацией. Основными классификационными признаками являются:

- наличие или отсутствие гальванической изоляции (метка И или $\overline{\text{И}}$),
- двунаправленность или однонаправленность потока активной мощности (метка Д или $\overline{\text{Д}}$),
- возможность регулирования величины вторичного напряжения (метка Н или $\overline{\text{Н}}$),
- возможность регулирования фазы вторичного напряжения (метка Ф или $\overline{\text{Ф}}$),
- возможность кондиционирования качества электроэнергии вторичного напряжения и первичного тока – полная, ограниченная или отсутствует (метка К или $\ddot{\text{К}}$ или $\overline{\text{К}}$, соответственно),
- число каскадов преобразования энергии в электронном трансформаторе (метки 1, 2, 3, 4... для одно-, двух-, трех-, четырех-… каскадных преобразователей).

Концепция построения силовых электронных трансформаторов с гальванической изоляцией очевидна. Для этого трансформатор Т, предназначенный для работы на повышенной частоте (по сравнению с частотой промышленной сети 50 Гц), необходимо дополнить преобразователем повышения частоты ПЧнч-вч с одной стороны трансформатора повышенной частоты и преобразователем понижения частоты до уровня сетевой ПЧвч-нч с другой стороны трансформатора повышенной частоты. Обобщенная блок-схема силового электронного трансформатора с гальванической изоляцией показана на Рис. 1.

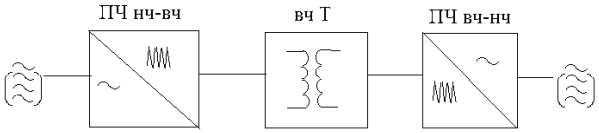


Рис. 1. Обобщенная блок-схема силового электронного трансформатора.

Возможное множество вариантов такого трансформатора определяется известным разнообразием вариантов выполнения полупроводниковых преобразователей повышения и понижения частоты. Такие преобразователи разделяются в соответствии с двумя концепциями: концепция 1 - одноступенчатые (непосредственные) преобразователи частоты и концепция 2 - многоступенчатые (многокаскадные) преобразователи частоты.

На Рис. 2 приведена соответствующая концепции 1 структуры Рис. 1 схема однофазного электронного трансформатора с двумя преобразователями частоты типа однофазных матричных конверторов [4]. Матричные конверторы по однофазным мостовым схемам работают здесь в режимах модулятор-демодулятор переменного напряжения 50 Гц повышенной частотой широтно-импульсного регулирования. Значение частоты коммутации определяется динамическими свойствами примененных полупроводниковых ключей и параметрами материалов высокочастотного трансформатора Т.

При таком преобразовании частоты появляется принципиально новое качество. Спектр преобразованного напряжения на трансформаторе не содержит гармоники частоты

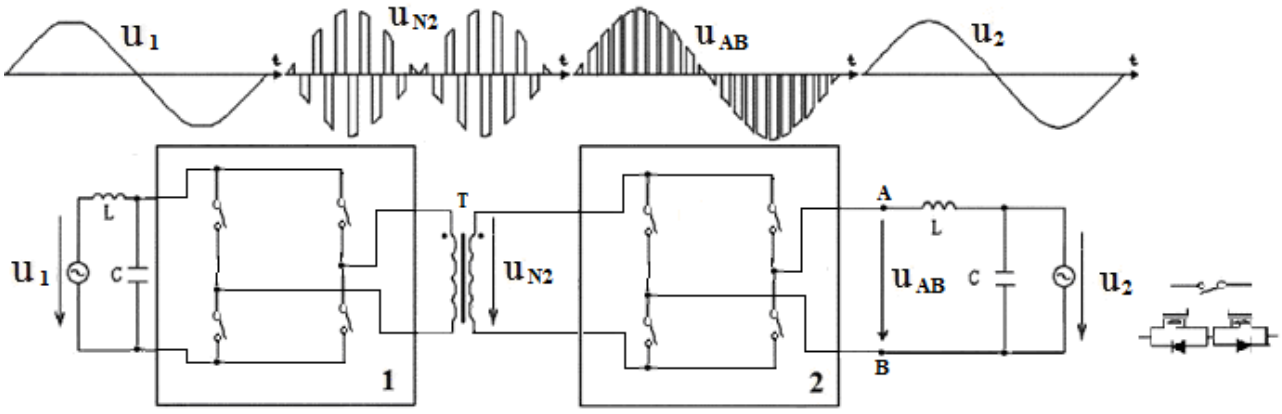
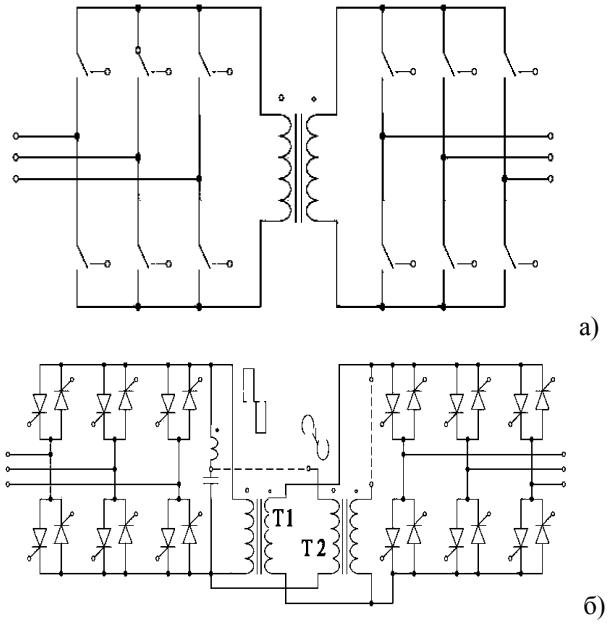


Рис. 2. Однофазный электронный трансформатор концепции 1 на основе однофазных матричных конверторов (тип по классификации И - Д - Н - $\overline{\text{Ф}}$ - К̈ - 2). Показаны u_1 – одна фаза питающего напряжения, входной (LC) фильтр высших гармоник, 1 – преобразователь ПЧнч-вч переменного напряжения частоты f_1 в переменное напряжение высокой частоты f (модулятор), Т – трансформатор звена переменного напряжения высокой частоты (вч Т), u_{N2} – напряжение вторичной обмотки трансформатора, 2 – преобразователь ПЧвч-нч переменного напряжения u_{N2} высокой частоты в однофазное переменное напряжение u_{AB} (демодулятор), выходной (LC) фильтр высших гармоник, u_2 – выходное напряжение электронного трансформатора.

питающего напряжения, а только комбинационные гармоники, порожденные высокочастотной коммутацией. Это и служит основой для радикального улучшения массогабаритных показателей высокочастотного трансформатора, а значит и силового электронного трансформатора в целом. Входной и выходной LC-фильтры при высокой частоте коммутации существенно не изменяют общих массо-габаритных показателей всего устройства. Регулирование величины выходного напряжения вниз от входного напряжения осуществляется путем регулирования длительности высокочастотных импульсов на первичной или вторичной обмотках трансформатора.

Можно получить однофазное высокочастотное напряжение в виде прямоугольного без амплитудной модуляции, если преобразователь ПЧнч-вч выполнить по трехфазной мостовой схеме на полностью управляемых ключах (матричный преобразователь) и запитать его от трехфазной сети, как показано на Рис. 3а. При этом преобразователь ПЧвч-нч однофазного напряжения в трехфазное также матричный и управляется в режиме синусоидальной ШИМ, формируя на выходе трехфазное синусоидальное напряжение. Получается транзисторный трансформатор класса И-Д-Н-Ф-К̈-2.



а)

б)

Рис. 3. Трехфазный электронный трансформатор класса 1 с промежуточным звеном однофазного прямоугольного а), б) или синусоидального б) напряжения.

Снизить потери на коммутацию при ее жестком характере в структуре электронного трансформатора по Рис. 3а можно путем перехода к мягкой коммутации в структуре электронного трансформатора по Рис. 3б. Добавление резонансного последовательного LC-контура на выход преобразователя ПЧнч-вч [5] позволяет выполнить преобразователь на тиристорах и получить полуволны токов в ключах, начинающиеся с ну-

ля. Напряжение в промежуточном звене будет прямоугольным (с Т1) или квазисинусоидальным (с Т2), что облегчает режимы работы ключей преобразователя ПЧвч-нч, который работает здесь в режиме циклоконвертора. Получается тиристорный трансформатор класса И-Д-Н-Ф-К-2.

Тиристорный вариант структуры электронного трансформатора позволяет с новыми современными тиристорами получать высокую надежность, меньшую стоимость по сравнению с транзисторным вариантом и высокие энергетические показатели электронного трансформатора.

Дальнейшее увеличение мощности электронного трансформатора обеспечивается переходом к их структурам с трехфазным промежуточным звеном повышенной частоты.

На Рис. 4 приведена трехфазная по выходу схема преобразователя, в которой каждую выходную фазу формируют три одинаковых канала.

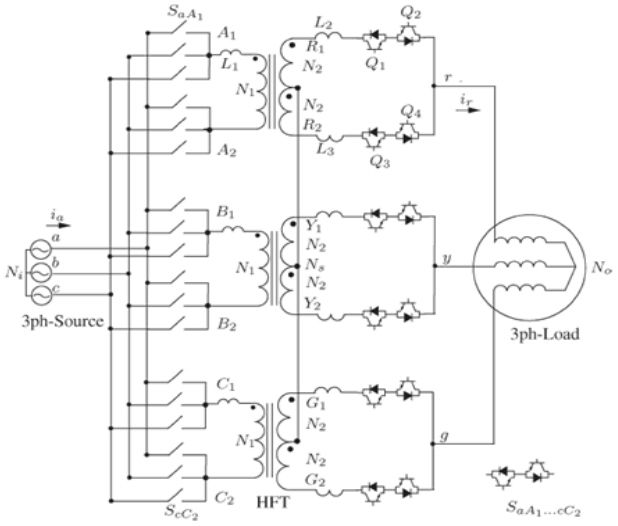


Рис. 4. Трехфазный электронный трансформатор концепции 1 с промежуточным звеном трехфазного прямоугольного напряжения.

Такая структура позволяет увеличить в несколько раз предельную мощность электронного трансформатора, которая за счет многоканальности преобразования обходит ограничения, накладываемые предельной мощностью однофазного высокочастотного трансформатора. Получается транзисторный трансформатор класса И-Д-Н-Ф-К-2.

В электронных трансформаторах по Рис. 2, 3а, 4, помимо матричных конверторов напряжения, возможно применение и матричных конверторов тока, характеризующихся большей устойчивостью к аварийным режимам, что для электрических систем особенно ценно. Замена матричных конверторов напряжения на матричные конверторы тока в указанных структурах сохранит их класс. Но схемы без гальванической изоляции (при отсутствии высокочастотного трансформатора и всех проблем, им порождаемых) позволяют получать коэффициент трансформации по напряжению заметно больше единицы. Это добавляет еще один классификационный признак (кроме класса Н класс H^{+}) в вышеприведенную классификацию, значимый для схем без гальванической развязки.

Разрабатываются и общие методы синтеза схем конверторов определенных классов формальными методами [6-9].

Схемной особенностью электронных трансформаторов концепции 1 на базе непосредственных (матричных) преобразователей напряжения и тока является отсутствие в них внутренних звеньев постоянного напряжения или тока с большими реактивными (конденсаторными или реакторными) накопительными элементами в них. Это лишает такие электронные трансформаторы возможности демпфировать ухудшение качества электроэнергии, вызванное короткими динамическими изменениями напряжения.

3. ЭЛЕКТРОННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ ВТОРОЙ КОНЦЕПЦИИ

Отмеченной возможностью демпфирования обладают электронные трансформаторы, выполненные по концепции 2 - вместо концепции 1 построения преобразователей частоты ПЧнч-вч и ПЧвч-нч по схемам непосредственных преобразователей частоты в структуре на Рис. 1. Это концепция построения преобразователей частоты структуры по Рис. 1 уже по схемам с промежуточным звеном постоянного напряжения и тока, как показано на Рис. 5.

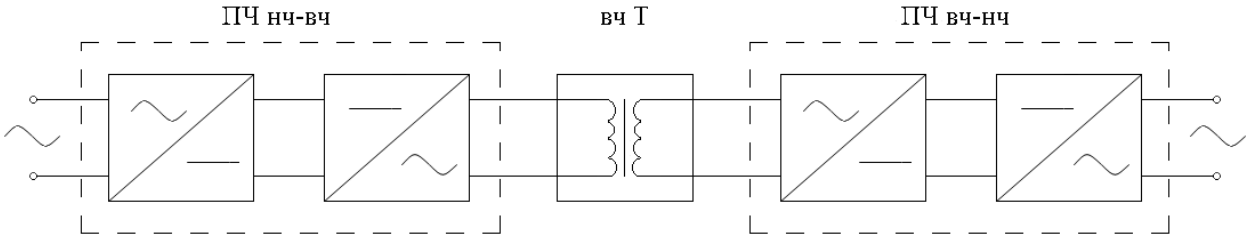


Рис. 5. Блок-схема электронного трансформатора концепции 2 с промежуточными звеньями постоянного напряжения.

Принципиальная схема такой структуры, реализованная на однофазных мостовых ячейках конверторов напряжения, приведена на Рис. 6а, а ее реализация на однофазных мостовых ячейках конверторов тока приведена на Рис. 6б.

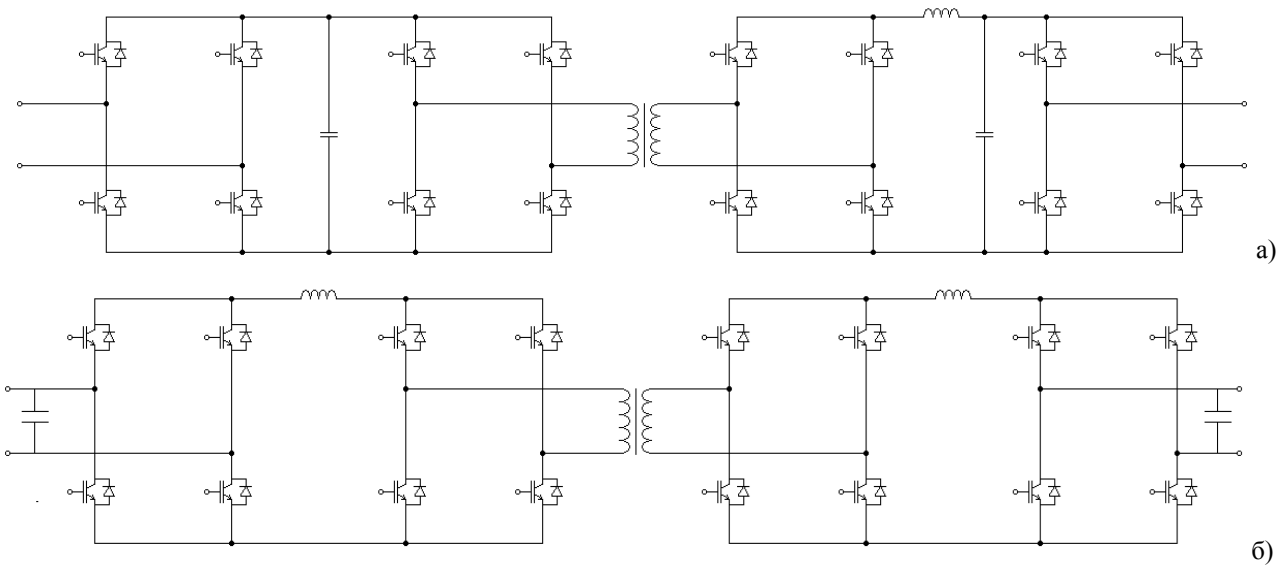


Рис. 6. Однофазные электронные трансформаторы концепции 2 с преобразователями частоты с промежуточными звеньями постоянного напряжения а) и постоянного тока б).

Получается транзисторный электронный трансформатор класса И-Д-Н-Ф-К-4. Если нет требования двухстороннего обмена электрической энергии, то в первом и третьем мостах приведенных схем можно устранить транзисторы, тем самым в два раза упростив трансформатор. В этом случае получается транзисторный трансформатор класса И-$\overline{Д}$-Н-Ф-$\ddot{К}$-4.

4. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

На основе модулей на Рис. 6 просто реализуются многофазные распределительные электронные трансформаторы, как показано на Рис. 7 для одной фазы.

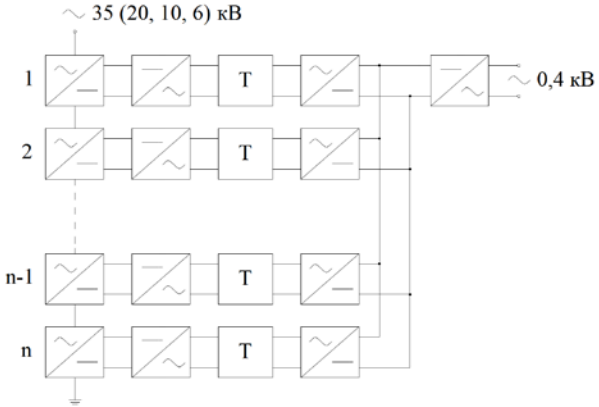


Рис.7 Однофазный n-канальный распределительный электронный трансформатор концепции 2.

Распределительный высоковольтный электронный трансформатор 35 (20, 10 или 6) кВ / 0,4 кВ выполнен из n каналов по схеме Рис. 6, которые соединены по входам последовательно, а по выходам параллель-

но. Число каналов определяется величиной входного напряжения, принятой схемой ячеек конверторов (мостовые, полумостовые), параметрами используемых транзисторов и требуемой выходной мощностью. В ТАБЛИЦЕ 1 приведены суммарные количества высоковольтных элементов, в том числе ключей (транзисторов с диодами), на стороне высокого напряжения распределительных высоковольтных электронных трансформаторов 35 (20, 10 или 6) кВ / 0,4 кВ при использовании транзисторно-диодных модулей на 6,5 кВ и на 1,7 кВ.

ТАБЛИЦА 1. КОЛИЧЕСТВО ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА КЛЮЧАХ 6,5 КВ И 1,7 КВ.

Схема; напряжение ключей, кВ		Мост; 6,5 кВ				Мост; 1,7 кВ			
Мощность, кВА		100	160	250	400	100	160	250	400
Число каналов в фазе		2	3	5	9	6	9	18	30
Элементы	**Транзисторы**	48	72	120	216	144	216	432	720
	Трансформаторы	6	9	15	27	18	27	54	90

Преобразовательные ячейки выполнены по однофазным мостовым схемам. Количество транзисторов определено с учетом двойного запаса по их напряжению. При использовании полумостовых ячеек количество транзисторов в каждом канале уменьшается в 2 раза, но число каналов при том же напряжении транзисторов удваивается. Если при этой схеме оставить число каналов прежним, то надо удвоить рабочие напряжения ключей, т.е. во втором варианте увеличить с 1,7 до 3,3 кВ. Еще в 2 раза сокращается число транзисторов, если требуется передача мощности через трансформатор только в одном направлении. В этом случае выпрямительные ячейки высоковольтной и низковольтной сторон трансформатора выполняются на диодах.

Использование транзисторов на напряжение 1,7 кВ, хотя и увеличивает число каналов (транзисторов), но, в силу их малой цены по сравнению с транзисторами 6,5 кВ, не увеличивает стоимость устройства. Зато в 3-4 раза улучшается качество входного и выходного токов, что снижает затраты на фильтры.

Такое же количество транзисторов с рабочим напряжением всего 600 В требуется и в низковольтной части электронного трансформатора.

При современной стоимости полупроводниковых приборов расчетная стоимость электронного трансформатора с ограниченными функциями сопоставима со стоимостью традиционного электромагнитного трансформатора. Расчетная стоимость электронного трансформатора с полными функциями в несколько раз превышает стоимость традиционного электромагнитного трансформатора. Но такой трансформатор обладает новыми уникальными свойствами, оправдывающими его применения в случаях, требующих малой удельной массы трансформатора, активной фильтрации тока сети, компенсации реактивной мощности сети, улучшения качества напряжения на нагрузке, накопителя электроэнергии при добавлении в звенья постоянного тока электронного трансформатора аккумуляторов или супер-конденсаторов.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1) В 21 веке становится необходимой новая отрасль силовой электроники – интеллектуальные электронные силовые трансформаторы. Их интеллект позволяет управлять всеми параметрами электрической энергии: как частотой, фазой и величиной напряжения, так и его показателями качества.

2) В электронных трансформаторах процесс гальванической изоляции и электромагнитной трансформации перенесен на высокую частоту, что позволяет радикально улучшить их удельные массогабаритные показатели, тем самым расширяя их использование, прежде всего в системах электроснабжения подвижных транспортных средств.
3) Выделены классификационные признаки, определяющие свойства электронных трансформаторов. Для двух основных классов построения электронных трансформаторов приведены их структурные схемы и базовые принципиальные схемы блоков структуры.
4) Для случая одного из наиболее востребованных применений трансформаторов – распределительных трансформаторов 35 (20, 10, 6) кВ / 0,4 кВ мощностью 100-400 кВА сделаны оценки требующихся для их реализации количеств полупроводниковых приборов и высокочастотных трансформаторов.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Kang M., Enjeti P.N., and Pitel I.J., Analysis and design of electronic transformers for electric power distribution system. In: Industry Applications Conference, 1997, Thirty-Second IAS Annual Meeting, IAS '97., Conference Record of the 1997 IEEE, Volume 2, PP. 1689-1694.

[2] Ronan E.R., Sudhoff S.D., Glover S.F., Galloway D.L. A power electronic-based distribution transformer. Power Delivery, IEEE Transactions on, Apr 2002, Volume 17, Issue 2, PP. 537-543.

[3] Зиновьев Г.С. Наш путь к силовым электронным трансформаторам. Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-2014. Труды XII международной конференции (Новосибирск, 2-4 октября 2014 г.) – Новосибирск: НГТУ, 2014, т. 7, с. 135-144.

[4] Зиновьев Г.С., Сидоров А.В., Харитонов С.А. Трехфазный регулятор переменного напряжения в составе автономной системы. Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-2014. Труды XII международной конференции (Новосибирск, 2-4 октября 2014 г.) – Новосибирск: НГТУ, 2014, т. 7, с. 148-152.

[5] Зиновьев Г.С., Семенов В.В. Статический непосредственный преобразователь. А.с. 235181 СССР, заявл. 11.01.67, опубл. 1969, Бюл. № 5.

[6] Зиновьев Г.С., Левин Е.Ю., Обухов А.Е., Попов В.И. Повышающе-понижающие регуляторы переменного напряжения и непосредственные преобразователи частоты. Электротехника, 2000, № 11, с. 16-20.

[7] Zinoviev G.S., Lopatkin N.N. Synthesis of multilevel bidirectional converters with switched capacitors. Актуальные проблемы электронного приборостроения АПЭП-2012. Материалы XI международной конференции (Новосибирск, 2-4 октября 2012 г.) – Новосибирск: НГТУ, 2012, т. 7, с. 101-107 (Volume 1, PP. 200-206).

[8] Зиновьев Г.С. Силовая электроника: учеб. пособие для бакалавров. - 5-е изд., испр. и доп. - М.: Издательство Юрайт, 2012. - 667 с.

[9] Strzelecki R.M., Benysek G., Zinoviev G.S. (et al.) Power electronics in smart electrical energy networks. London, Springer, 2008, P. 420.

7. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Зиновьев Геннадий Степанович – д. т. н., проф. кафедры Электроники и Электротехники (ЭЭ) НГТУ, научный руководитель НИЛ ЭОПС. Область научных интересов – силовая электроника и ее применение в системах электропривода, электроэнергетики, электротехнологий. Автор учебника по основам силовой электроники (5 изданий), 3 монографий, 100 патентов и авторских свидетельств, более 250 публикаций статей и докладов.



Лопаткин Николай Николаевич – выпускник кафедры Промышленной Электроники (ПЭ) НГТУ (НЭТИ, 1988), к. т. н. (НГТУ, 1998), доцент кафедры физики и информатики ФГБОУ ВПО «АГАО» (бывший БПГУ, г. Бийск). Его научные интересы включают многоуровневые преобразователи, улучшение показателей качества электрической энергии.



Сидоров Андрей Викторович – аспирант первого года обучения кафедры Электроники и Электротехники (ЭЭ) НГТУ. Область научных интересов – исследование регуляторов переменного напряжения со звеном повышенной частоты.
E-mail: sidorov_corp@mail.ru

Организация сервисного обслуживания в электроэнергетике

Ю.В. Жилкина

Негативный опыт отдельных субъектов электроэнергетики (в том числе Саяно-Шушенской ГЭС) по организации ТОиР оборудования без участия заводов-изготовителей. В целях организации сервисного обслуживания оборудования ОАО «ФСК ЕЭС», для повышения качества и эффективности работ по техническому обслуживанию и ремонту при оптимизации затрат, а также для поддержания нормативного состояния оборудования на протяжении всего периода его эксплуатации разработаны модели сервисного обслуживания электротехнического оборудования. (см. низ страницы).

Ключевые слова: **сервисное обслуживание, модели сервисного обслуживания, производитель**

ВВЕДЕНИЕ. Развитие научно-технического прогресса, внедрение новых технологий способствует специализации и обособлению высокопрофессиональных сервисных рынков в экономике. В электроэнергетике этот рынок является наиболее естественным объектом развития рыночных отношений, в отличие от искусственно созданного рынка электроэнергии и мощности. Тем не менее, на сегодняшний день сервисные структуры выполняют преимущественно внутренние заказы по ремонту оборудования энергетических предприятий в статусе дочерних зависимых или косвенно аффилированных организаций.

Между тем, высокая значимость эффективного сервисного обслуживания в электроэнергетике как основы для надежного и бесперебойного энергоснабжения обусловлена не только неудовлетворительным состоянием основных фондов. В мировой практике сервисный бизнес является ведущей опорой для инновационного развития отрасли.

В энергосервисных компаниях сконцентрированы необходимые отраслевые компетенции, осуществляется активная разработка и внедрение новых технологий в области автоматизации, информационных систем, диагностики состояния оборудования и др. Кроме того, в развитых странах сервис является одним из главных центров прибыли энергокомпаний, в отличие от отечественной практики, когда затраты на сервисное обслуживание зачастую подлежат первоочередной минимизации.

Возникает задача создания таких организационно-экономических рыночных механизмов рационального сервисного обслуживания в электроэнергетике, которые смогут обеспечить поступательное развитие отрасли с учетом процессов модернизации и технологического обновления, и сохранить баланс между коммерческими результатами деятельности сервисных подразделений, надежностью и энергоэффективностью электроснабжения. Эта задача обусловлена, с одной стороны, негативными тенденциями, происходящими в энергосервисе, с другой - значительным потенциалом сервисной функции, требующим непременной реализации.

Анализ теоретических подходов к организации сервисного обслуживания в электроэнергетике показал, что на сегодняшний день в науке и практике отсутствует общепринятое отраслевое определение сервиса. Наиболее распространенная трактовка рассматривает сервис с позиции оказания специфических вспомогательных услуг, направленных на повышение эффективности основной деятельности энергокомпаний. Однако, система сервиса решает кардинально разные задачи энергокомпании, в частности:

- обеспечение полной готовности оборудования к эксплуатации в течение всего срока нахождения его у потребителя (производственный аспект);
- консультирование потенциальных потребителей перед приобретением ими услуг энергокомпании, позволяющее сделать

Ю.В. Жилкина, к.э.н., ПАО «ФСК ЕЭС», Москва, Россия (e-mail: zhilkina.yulia@gmail.com).

им осознанный выбор; сбор информации о том, как организовано сервисное обслуживание у «конкурентов» - бенчмаркинг; анализ рекламаций (маркетинговый аспект);

- подготовка персонала энергокомпании к наиболее эффективной и безопасной эксплуатации приобретаемого оборудования (обучающий аспект);

- оперативная поставка запасных частей и содержание для этого необходимой сети складов, тесный контакт с изготовителями оборудования и комплектующих (логистический аспект);

- методическое обеспечение сервисной деятельности и разработка рекомендаций в части совершенствования услуг; внедрения технологических инноваций (инновационный аспект).

Многообразие сервисных функций позволяет определить энергетический сервис как функциональную деятельность, которая заключается в обеспечении надежного и бесперебойного функционирования электроэнергетической системы с целью экономически и энергетически эффективной эксплуатации ее элементов и создания условий для ценовой конкурентоспособности электроэнергии на рынке. В данном контексте понятие «сервис» следует считать тождественным формулировкам «сервисное обслуживание», «сервисная деятельность», «сервисный процесс».

Ключевой проблемой в организации эффективного сервисного обслуживания в электроэнергетике является отсутствие стратегического видения собственников по поводу роли сервисного обслуживания, направлений его развития и бизнес-модели, согласовывающей экономические интересы основных рыночных игроков. Эта проблема порождает ряд негативных тенденций, которые проникают на уровень конкретных энергокомпаний и в итоге отражаются на всех субъектах энергорынка.

Процесс взаимодействия энергокомпании и сервисного центра на данный момент основан на общем для бизнеса принципе: каждый субъект договорных отношений стремится минимизировать затраты (ресурсы) на производство и максимизировать эффект от продажи продукции или оказания услуг, при этом должны быть соблюдены и все интересы потребителя, что является залогом конкурентоспособности. Между тем в настоящее время интересы конечного потребителя учитываются в недостаточной степени (рис.1).

Переход на сервисное обслуживание в ПАО «ФСК ЕЭС».

На современном этапе развития ЕНЭС, учитывая темпы нового строительства объектов и реновации основных фондов, в рамках которых широкое применение находит современное оборудование различных производителей, все более актуальной становится необходимость ответственного участия изготовителей в обеспечении и поддержании нормативного состояния оборудования на протяжении всего жизненного цикла. Основным направлением достижения поставленной цели является переход на сервисное обслуживание оборудования ПАО «ФСК ЕЭС».

Кроме нового оборудования, на сервисное обслуживание целесообразен перевод основного (автотрансформаторы, трансформаторы, реакторы, коммутационные аппараты, КРУЭ и др.) и вспомогательного (компрессоры, аккумуляторные батареи и т.п.) оборудования с предполагаемым длительным (более 3-х лет) сроком эксплуатации на объектах. Возможность сервисного обслуживания оборудования подтверждается коммерческими предложениями изготовителей оборудования.

Основные задачи сервисного обслуживания оборудования ПАО «ФСК ЕЭС»:

- необходимость повышения надежности оборудования в условиях оптимизации затрат на ТОиР (повышения качества ТОиР);

- достижение экономического эффекта;

- необходимость продления гарантийных обязательств на оборудование, выданных заводом-изготовителем при поставке оборудования (для нового оборудования), и установления гарантийных обязательств завода-изготовителя на оборудование, по которому выполняются работы в рамках сер-

висного обслуживания (для оборудования с прошедшим гарантийным сроком).

Основные особенности сервисного обслуживания оборудования в ПАО «ФСК ЕЭС»:

- разнообразие установленного на объектах оборудования, большая часть которого уже не имеет заводской гарантии, а значительная часть находится в эксплуатации сверх нормативного срока;
- наличие достаточного штата собственного квалифицированного ремонтного персонала, на протяжении многих лет выполняющего ремонт и диагностику оборудования и готового к повышению квалификации, изучению новых типов оборудования и выполнению простых ремонтов;
- наличие дочерне-зависимого общества, специализирующего на выполнении работ по ремонту и комплексной диагностике оборудования – ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС», укомплектованного квалифицированным персоналом и современным технологическим оборудованием;
- географическое распределение объектов ЕНЭС на территории 73 субъектов РФ, что делает затруднительным создание заводских сервисных центров, удовлетворяющих требованиям аварийной готовности;
- филиальная сеть ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС», охватывающая практически всю территорию России, что является дополнительным аргументом в пользу привлечения собственного ремонтного персонала к выполнению определенных видов работ в рамках сервисного обслуживания после его обучения и аттестации.

В ПАО «ФСК ЕЭС» зафиксированы основные модели организации сервисного обслуживания:

1. Выполнение сервисного обслуживания в формате двухстороннего договора между Заказчиком и Исполнителем (ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС», МГТЭС, иная организация-изготовитель оборудования или его официальный представитель на территории Российской Федерации с подтверждением полномочий на поставку запасных частей к оборудованию и оказания услуг по сервисному обслуживанию, либо, при обосновании/согласовании силами сертифицированного персонала Субподрядчика).

В тесном взаимодействии с ООО «Сименс» (при поддержке Siemens AG) в ПАО «ФСК ЕЭС» в период с января по август 2010 года была сформирована данная модель сервисного обслуживания и подготовлен пилотный договор.

2. Первый опыт сервисного обслуживания позволил провести анализ данной модели и её корректировку, предусматривающую вовлечение в сервисный договор третьего контрагента и переход на многолетнюю форму договора (5 лет).

Реализуемые модели сервисного обслуживания в ПАО «ФСК ЕЭС» позволили достигнуть положительный эффект, а именно:

- ✓ Комплексная диагностика и квалифицированная оценка технического состояния оборудования, получение заводских рекомендаций по его дальнейшей эксплуатации;
- ✓ Повышение компетенции и квалификации собственного ремонтного персонала;
- ✓ Повышение качества ТОиР и диагностики оборудования, вследствие этого – повышение надёжности;
- ✓ Распространение гарантийных обязательств заводов-изготовителей электротехнического оборудования на весь срок действия сервисного договора;
- ✓ Наличие приближенных к объектам ЕНЭС складов необходимого аварийного запаса, с учетом рекомендаций заводов-изготовителей оборудования;
- ✓ Минимальные сроки ликвидации аварийных повреждений за счет наличия необходимых ресурсов (квалифицированный персонал и склады аварийного резерва) и гарантированных услуг шеф-инженера завода-изготовителя.

В общем и целом, переход на сервисное обслуживание показал ее прозрачность, а также наличие механизма контроля над вложенными средствами и полученным эффек-

том, что является определяющим фактором при оценке качества управления объектом в ходе развития электроэнергетики РФ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Арсентьев М. Экономическая безопасность. Обозреватель, №5, 1998 г.
2. Вечканов Г.С. Экономическая безопасность. - СПб.: Вектор, 2005. - 256 с.
3. Гончарено Л.П., Куценко Е.С. Управление безопасностью. - М.: Кронус, 2005.-272 с.
4. Экономика и организация безопасности хозяйствующих субъектов/В.С. Гусев, В.А. Демин, Б.И. Кузин и др. -СПб.: Питер, 2004. -281с.
5. Кожевников М. В. Оценка емкости рынка сервисных услуг в электроэнергетике / М. В. Кожевников // Вестник Самарского государствен¬ного экономического университета. 2013. - № 5. - С. 47-52. - 0,43 п. л.
6. Кожевников М. В. Модель ремонтно-сервисного обслуживания в региональной электроэнергетике / М. В. Кожевников // Устойчивое развитие российских регионов: экономика политических процессов и новая модель пространственного развития. Доклады Девятой Международной научно-практической конференции по проблемам экономического развития в современном мире. - Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2012. - С.189-193. - 0,2 п. л.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Юлия Викторовна Жилкина – кандидат экономических наук. Основные научные интересы: международная энергетическая безопасность в эпоху глобализации мировой экономики, вертикально-интегрированные компании, экономическая безопасность, исследования угроз расширения ЕС на экономическую безопасность РФ.



Рис. 1. Существующие интересы энергокомпании и сервисных организаций

Решение задач диспетчерского управления интеллектуальными электроэнергетическими системами на базе методов оценивания состояния

А.М. Глазунова, И.Н. Колосок

Аннотация [1]. В статье представлены основные свойства интеллектуальной энергосистемы (ИЭС), показана необходимость усовершенствования методов управления ИЭС. Особое внимание уделяется информационной подсистеме, которая играет важную роль в управлении ИЭС, в частности, методам оценивания состояния.

Ключевые слова: **интеллектуальная энергосистема, оценивание состояния, PMU**.

1. ВВЕДЕНИЕ

Развитие мировой энергетики идёт в направлении создания и широкого внедрения SmartGrid, получившей в России название интеллектуальной энергосистемы (ИЭС). Создание ИЭС предполагает использование современного оборудования и технологий, средств измерения и управления, позволяющих на более высоком уровне обеспечить надежность и экономичность функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) [1].

Эта задача является, безусловно, актуальной и для российской электроэнергетики. К необходимости пересмотра теоретических основ и методов управления режимами ЭЭС привели проблемы, возникшие в результате структурных и институциональных преобразований в электроэнергетике России. Появление

- новых технологий и средств генерации,
- новых технологий и средств передачи электроэнергии,
- новых технологий и гибких потребителей электроэнергии,
- новых технологий и средств получения, передачи, обработки и представления информации,
- современных компьютерных и информационных технологий,
- методов искусственного интеллекта

вызвали необходимость совершенствования и развития принципов и систем управления режимами ЕЭС.

Развитие методологии и методов управления режимами ЭЭС должно учитывать необходимость усиления координации и адаптивности управления ИЭС. В свою очередь и сами ИЭС с многоуровневой иерархической структурой разнородных объектов требуют изменения принципов управления. Создание иерархической системы координированного управления режимами ЭЭС невозможно без современного информационного обеспечения системы управления режимами ЭЭС и соответствующих средств реализации такой информационной подсистемы.

Важной составляющей информационной подсистемы являются программные средства для расчета текущего режима (оценивания состояния) ЭЭС, прогнозирования и мониторинга режимных параметров на основе телеизмерений SCADA и данных PMU, поступающих от WAMS. Результаты оценивания состояния (ОС) – параметры установившегося режима – повышают информированность персонала диспетчерских служб о текущем состоянии ЭЭС и являются основой для решения задач оперативного диспетчерского управления (EMS-приложений). Создание ИЭС предусматривает

- широкое использование новых технологий и средств измерения параметров режима (цифровые

[1] А.М. Глазунова, И.Н.Колосок, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: glazunova@isem.irk.ru, kolosok.isem.irk.ru).

Работа выполнена при поддержке ведущей научной школы НШ 4711.2014.8.

измерительные трансформаторы и преобразователи, устройства для измерения комплексных электрических величин (PMU) и пр.),
- широкое использование современных средств коммуникаций, принципиально изменяющих процессы сбора, обработки и передачи информации,
- «цифровизацию» подстанций,
- изменение свойств самого объекта наблюдения – энергосистемы – за счет насыщение сети активными элементами (FACTS, HVDC),
- использование технологий распределенных вычислений,
- использование высокоэффективных компьютерных средств

и формирует тем самым новые условия для выполнения оценивания состояния ЭЭС, ставит новые задачи на пути реализации информационно-измерительной системы ИЭС [2].

В докладе рассмотрены современные направления развития методов оценивания состояния ЭЭС и их использование для решения задач оперативного диспетчерского управления при переходе к ИЭС.

2. ЗАДАЧИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ИЭС

Для решения задач оперативно-диспетчерского управления ЕЭС России создана многоуровневая иерархическая система оперативно-диспетчерского управления, включающая [3,4]:
- Системный оператор – Единая энергетическая система (далее СО ЕЭС);
- семь территориальных объединённых диспетчерских управлений (ОДУ или СО-ОДУ) – в каждой из семи ОЭС;
- региональные диспетчерские управления (РДУ или СО-РДУ);
- пункты управления электростанций и предприятий электрических сетей;
- оперативно-выездные бригады.

Функции оперативно-диспетчерского управления, выполняемые системным оператором, охватывают контроль (мониторинг) и управление режимом ЭЭС в реальном времени, а также выполняемые «off-line» планирование режимов, разработку электрических режимов обеспечение эффективного ПАУ, организацию и выполнение ремонтных работ, расследование технологических нарушений с разработкой конкретных противоаварийных мероприятий, вопросы организации параллельной работы с энергосистемами соседних государств, техническое обеспечение оперативно-диспетчерского управления. Функции разработки, согласования, утверждения планов, программ, технических решений распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления (СО-ОДУ-РДУ).

Функции по управлению режимом (состоянием), планированию ремонтов для части объектов (класса напряжения 220 кВ и ниже – по утвержденному списку), не влияющих существенно на режим энергосистем, выполняет в рамках оперативно-технологического управления персонал ФСК, МРСК, ГК, в т.ч. по команде диспетчера.

Поддержка действий диспетчера осуществляется техническими и программными средствами АСДУ. АСДУ ЕЭС можно разделить на 3 подсистемы:
- подсистема автоматического управления, работающая в реальном времени в автоматическом режиме без участия человека;
- подсистема оперативного управления режимами (ОУР), работающая в реальном времени (on-line) с участием технологического персонала;
- подсистема планирования режимов, работающая вне реального времени с участием технологического персонала.

В нашем докладе будут рассмотрены основные задачи подсистемы ОУР, получившие название EMS-приложений. Комплекс программ EMS-приложений обеспечивает функции анализа и планирования режимов на основе текущего расчетного режима ЭЭС, полученного в результате ОС. К ним относятся:

- моделирование и анализ режима, советчик диспетчеру по вводу режима в допустимую область;
- прогноз нагрузки: суточный и внутрисуточный;
- оптимизация режима по активной мощности;
- внутрисуточная коррекция режима по активной мощности и напряжению;
- оперативная оценка надежности режима и др.

Кроме того, в составе АСДУ на всех уровнях ее иерархии созданы и эксплуатируются:

- системы автоматического управления режимами – системы релейной защиты, противоаварийной автоматики и автоматического управления нормальными режимами по частоте и активной мощности (АРЧМ);
- системы краткосрочного (сутки, неделя) и долгосрочного (месяц квартал, год) планирования энергетических и электрических режимов;
- системы автоматизации коммерческого учета и контроля электроэнергии и мощности (АСКУЭ);
- экспертные системы для информационной помощи оперативному персоналу, а также интеллектуальной поддержки принятия решений;
- диспетчерские тренажеры.

В условиях рынка появились новые функции АСДУ, такие как [4]:

- планирование на сутки вперед с учетом торговых заявок, поступающих от субъектов рынка;
- управление рынком резервов мощности;
- организация рынка услуг по обеспечению системной надежности;
- ведение режима текущих суток с учетом балансирующего рынка энергии и мощности;
- учет отклонений от торгового графика (электронный журнал).

3. ВЗАИМОСВЯЗЬ ОСНОВНЫХ ЗАДАЧ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И ИНФОРМАЦИИ ОБ ЭЭС

ЭЭС является сложным объектом, для управления которого необходимо в режиме реального времени собирать и обрабатывать разнообразную информацию об объекте управления. Эффективное управление ЭЭС требует быстрого решения большого количества задач. Прежде всего, это задачи мониторинга режимов ЭЭС и выработка управляющих воздействий с целью принятия оптимального решения в процессе управления ЭЭС. В условиях создания интеллектуальной ЭЭС число задач увеличивается, сами задачи становятся более сложными, а количество информации об ЭЭС становится разнообразной. В состав исходной информации добавляются некоторые знания об ЭЭС, которые формируются заранее.

Для наглядного представления о взаимосвязях между существующей информацией об ЭЭС и задачах мониторинга и управления эти взаимосвязи показаны в схематическом виде на рис.1, 2. Во внутреннем круге показаны задачи мониторинга: вычисление параметров установившегося режима; краткосрочное прогнозирование параметров режима и задача оперативного управления: выработка управляющих воздействий для решения задач, указанных в сценарии. В красных прямоугольниках представлены задачи, выполнение которых повышает качество вышеупомянутых задач.

Во внешнем круге (рис.1) показана информация об ЭЭС, имеющаяся в наличии на момент времени решения указанных задач. Во внешнем круге (рис.2) показаны результаты работы каждого блока.

Исходная информация представляет собой

- измеренные параметры режима – измерения;
- параметры схемы замещения каждого элемента ЭЭС – линий, трансформаторов, шунтов;
- режимные ограничения;
- прогнозные значения параметров режима;
- настроенный фильтр Калмана;
- база данных один, где хранятся эталонные векторы критериев;

- база данных два, где хранятся обученные искусственные нейронные сети;
- сценарии задач, для которых вычисляются управляющие воздействия.

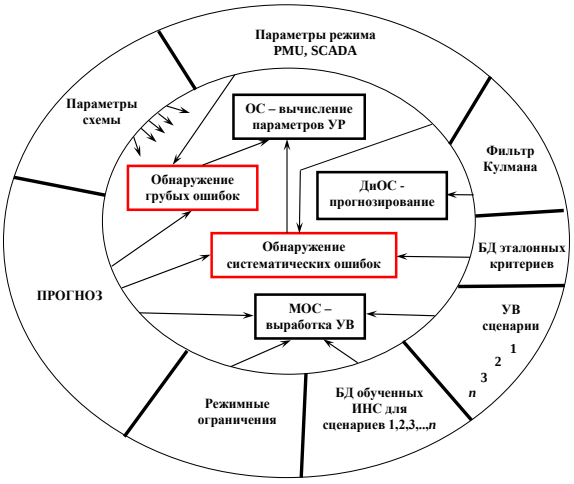


Рис.1.Исходная информация об ЭЭС и решаемые задачи

Вычисление параметров установившегося режима (получение оценок). Для данного блока имеется одно прямое соединение с внешним кругом (с параметрами схемы). С параметрами режима данный блок соединяется через блоки обнаружения ошибочных измерений. Получение качественных результатов ОС возможно при отсутствии ошибочных измерений, поэтому задача обнаружения ошибок и подавления их влияния на качество оценок должна всегда решаться перед оцениванием состояния.

Прогнозирование параметров режима выполняется с помощью динамического оценивания состояния (ДиОС). В основу ДиОС положен фильтр Калмана. Фильтр Калмана настраивается в течение *n* циклов ДиОС. Прогнозирование выполняется по ретроспективным значениям оценок и измерений, которые уже были проверены на предмет наличия ошибок. Блок ДиОС соединяется с внешним кругом двумя стрелками (параметры схемы и фильтр Калмана).

Обнаружение систематических ошибок может быть рассмотрена как задача мониторинга. Данный блок соединяется с внешним кругом тремя стрелками, т.е. систематические ошибки в измерениях могут быть обнаружены при наличии трех видов исходных данных.

Результаты работы каждого блока показаны во внешнем круге (рис.2). Результатом работы блока ОС является установившийся режим. Результатом работы блока ДиОС являются прогнозные значения параметров установившегося режима. Результатом работы блока МОС является набор управляющих воздействий для решения заданной задачи. В результате работы блока *Обнаружение систематических ошибок* определяется наличие или отсутствие ошибок в измерениях. При наличии ошибки в измерении появляется обоснование для исследования всего метрологического тракта, по которому данное измерение поступает в диспетчерский пункт или для подозрения в несанкционированном проникновении в систему сбора данных.

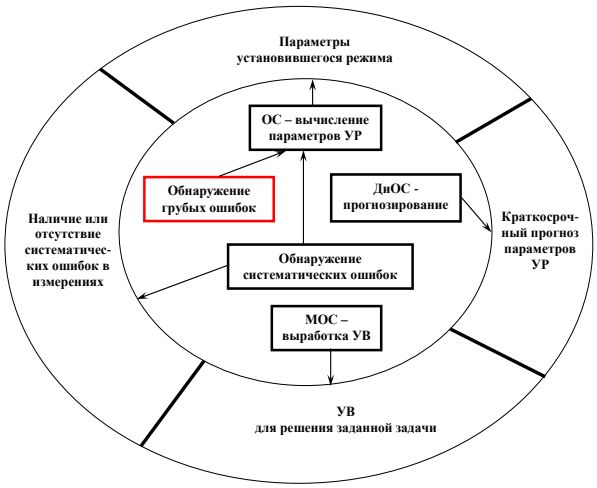


Рис.2. Решаемые задачи и результаты

4. ЗАДАЧИ ПОДСИСТЕМЫ ОУР НА БАЗЕ МЕТОДОВ ОЦЕНИВАНИЯ СОСТОЯНИЯ

Важным шагом в разработке новой технологии управления являются системы мониторинга и краткосрочного прогнозирования параметров режима ЭЭС и их объединений. Только обладая упреждающей, а не постфактной системой оценки текущего состояния ЭЭС можно повысить скорость и эффективность

реакции систем управления на возникающие аварийные и внеплановые ситуации в распределенной на большой территории энергосистеме или энергообъединении.

Создание систем спутниковой связи ГЛОНАСС/ GPS дало развитие новому поколению измерительного оборудования – приборам для измерения комплексных электрических величин– Phasor Measurement Units (PMU) [5]. Объединенные в измерительную систему WAMS[2], датчики PMU дают реальную картину состояния энергосистемы. GPS-синхронизированное оборудование имеет способность измерять модуль напряжения с точностью 0,1% и фазовый угол с точностью 0,2град. WAMS-технология позволяет синхронно и с высокой точностью контролировать состояния ЭЭС делает возможным создание современной системы мониторинга режимов. С 2005 г. в России создается Система мониторинга переходных режимов (СМПР) [6,7] (российский аналог WAMS). По данным на май 2015г. в ЕНЭС России установлено порядка 400 устройств PMU более чем на 80 объектах электроэнергетики, причем более 50 из них уже работают в режиме реального времени. Задача ОС включена в основной состав задач СМПР [8].

4.1. Оценивание состояния. Теория.

Оценивание состояния (ОС) электроэнергетической системы – это расчет установившегося режима, который выполняется по оперативной информации, полученной с помощью SCADA–системы и регистраторов комплексных электрических величин (PMU –PhasorMeasurementUnits) [5]. Оперативная информация (срез) представляется в виде вектора измерений и выглядит следующим образом:

$$\bar{y} = (U_i, P_i, Q_i, P_{ij}, Q_{ij}, \delta_i), \qquad (1)$$

где U_i – модули узловых напряжений; P_i, Q_i – инъекции активных и реактивных мощностей в узлах; P_{ij}, Q_{ij} – перетоки мощностей в трансформаторах и линиях, δ_i – фазы напряжений в тех узлах схемы, где установлены регистраторы. Существует несколько методов оценивания состояния режимов ЭЭС. В каждом из методов важнейшим условием является достижение минимальной разности между полученными оценками параметров режима $\hat{y}$ и измеренными значениями при соблюдении законов Ома и Кирхгофа.

При решении задачи ОС вводится понятие вектора состояния x размерностью $2n-2$ (где n- число узлов расчетной схемы), включающего модули U и фазовые углы δ напряжений $x=(\delta, U)$, кроме фиксированного напряжения базисного узла. Такой вектор состояния однозначно определяет все остальные параметры режима. В качестве уравнений установившегося режима используются явные зависимости измеренных y и неизмеренных z переменных от x:

$$y = y(x), \qquad (2)$$

$$z = z(x). \qquad (3)$$

Уравнения (2) используются для определения компонент вектора состояния x по измеренным переменным, и задача ОС сводится к минимизации критерия:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)), \qquad (4)$$

где R_y – ковариационная матрица ошибок дисперсий. Затем, по уравнению (3) вычисляются оценки неизмеренных параметров режима.

4.2. Распределенное ОС как средство мониторинга параметров текущего режима ЭЭС

Использование СМПР позволяет в принципе повысить качество мониторинга состояния сложного распределенного объекта, каким является любая энергосистема, ОЭС и ЕЭС в целом и управления ими в нормальных и аварийных режимах. Соответствующие подходы пока используются вне режима реального времени для анализа переходных процессов

[2] Wide Area Measurement System – широкоохватная измерительная система

в системе, но, возможно использование СМПР и для создания принципиально новых систем локального мониторинга и управления ЭЭС на базе технологий распределенных вычислений в системе оперативного и противоаварийного управления.

Основная идея такого подхода состоит в следующем [9]. В схеме сети выделяются локальные области, содержащие хотя бы один узел, в котором установлено PMU. В эту область включаются все отходящие от этого узла связи, на противоположных концах которых могут быть получены «расчетные» PMU, а также связи между этими узлами. Если в схеме есть районы, в которых есть несколько связанных между собой узлов с PMU, то область локального ОС охватывает все узлы с PMU и формируется по тем же принципам. Важным частным случаем такой области является межсистемная связь, по концам которой установлены PMU.

Сформированные таким образом области полностью наблюдаемы по измерениям от PMU.

Измерения от PMU имеют высокую точность и могут использоваться в качестве значений контролируемых параметров в задачах анализа и управления. Вместе с тем, исследования и опыт эксплуатации PMU свидетельствуют о том, что существуют различные причины, вызывающие сбои в работе PMU и появление грубых ошибок в их показаниях [10,11]. В связи с этим возникает необходимость достоверизации измерений PMU и для оценивания состояния. В зависимости от результатов достоверизации формируется вектор измерений для локальной оценки состояния области.

Поскольку PMU устанавливаются на наиболее «ответственных», с точки зрения управления, объектах ЭЭС, то полученные в результате такого локального ОС значения параметров режима подсистем могут использоваться для мониторинга за состоянием этих объектов и участвовать в реализации функций управления их оборудованием, а также передаваться в центр управления для координации и формирования режима полной схемы.

Важно подчеркнуть, что при таком подходе в центр управления передаются не «сырые» измерения PMU и SCADA, а их оценки, строго синхронизированные по времени, что позволяет избежать многих проблем, возникающих при распределенном подходе к декомпозиции задачи оценивания состояния на уровне центра управления.

С ростом количества PMU области локального ОС будут объединяться, повышая тем самым эффективность предлагаемого подхода.

4.3. Динамическое оценивание состояния

Для повышения качества результатов задачи ОС, работающей в темпе процесса, алгоритмы ОС, использующие один срез, заменяются алгоритмами, которые могут обрабатывать информацию множества срезов [12,13,14]. Такой алгоритм ОС, далее динамическое оценивание состояния, позволяет:

- учитывать взаимосвязи между изменяющимися во времени параметрами режима;
- использовать для неизмеренных компонент вектора состояния их значения, вычисленные в предшествующий момент времени (по предыдущему срезу);
- повысить устойчивость к сбоям и потерям данных;
- прогнозировать параметры режима на короткий срок времени.

Прогнозирование измеряемых компонент вектора состояния (модулей и фаз напряжений) на некоторое время вперед позволяет вычислить значения всех параметров режима на такой же отрезок времени вперед. Прогнозирование компонент вектора состояния рассматривается как динамическое ОС при отсутствии поступлений новых измерений.

Для динамического ОС применяется фильтр Калмана, который дает оптимальную оценку состояния ЭЭС в реальном времени, основываясь на измерениях содержащих погрешности.

Модель шума измерения. Измерения, поступающие от SCADA системы и от PMU, представляют собой сумму истинной величины и нормально распределенной помехи

$$y = y_{ист} + \xi_y,\ \xi_y \in N(0,\sigma_y^2\ ), \qquad (5)$$

где σ_y^2 – дисперсия ошибок измерений.

Разница между двумя видами измерений заключается в их точности. Для данных PMU дисперсия ошибки меньше, чем для измерений SCADA системы [5].

Модель динамики. Используемая модель динамики во многом определяет эффективность динамического ОС. Для короткого интервала прогнозирования параметров режима используются простые модели динамики, в которых случайные колебания параметров режима представляются в виде стационарного гауссовского процесса и все изменения параметров режима рассматриваются как случайные колебания и относятся в вектор ξ_{ϕ_k}:

$$x_{k+1} = \Phi_k x_k + \xi_{\phi_k}, \qquad (6)$$

где ξ_{ϕ_k} – шум модели,

Целевая функция динамического ОС выглядит следующим образом:

$$J(x) = (\bar{y} - y(x))^T R_y^{-1} (\bar{y} - y(x)) + \\ + (\tilde{x} - x)^T M^{-1} (\tilde{x} - x), \qquad (7)$$

$\tilde{x}$ – значение прогноза компоненты вектора состояния, R ковариационная матрица ошибок дисперсий. В качестве весовых коэффициентов для второго слагаемого используется матрица, обратная ковариационной матрице ошибок прогноза M^{-1} – ковариационная матрица ошибок прогноза, которая позволяет учесть точность оценок, полученных в предыдущие моменты времени.

Значения прогнозов всех компонент вектора состояния вычисляется по формуле

$$\tilde{x}_{k+1} = \bar{x}_k + P_k * M_k^{-1} * \Delta\tilde{x}_k. \qquad (8)$$

$\Delta\tilde{x}_k = \hat{x}_k - \tilde{x}_k$, где $\tilde{x}_k$ – прогноз компонент вектора состояния на предыдущем срезе, P_k – ковариационная матрица ошибок оценок компонент вектора состояния.

5. НАПРАВЛЕНИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основными направлениями развития методов ОС и технологий их использования при управлении ИЭС являются:

5.1. Формирование расчетной математической модели ЭЭС с учетом новых средств управления режимами ИЭС (FACTS, накопители энергии и др.) и регулярная актуализация параметров схем замещения этих устройств на основании данных PMU.

5.2. Разработка методов трехфазного линейного оценивания состояния энергообъеков, наблюдаемых по измерениям PMU, для мониторинга и анализа несимметричных режимов.

5.3. Усовершенствование метода динамического оценивания состояния, использование результатов для идентификации дисперсий измерений.

5.4. Разработка модифицированного метода ОС для расчета максимально допустимых перетоков по межсистемным связям в режиме on-line.

5.5. Использование методов достоверизации измерений и ОС для повышения кибер-физической надежности ИЭС.

6. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Статья посвящена решению проблем, связанных с методами управления ИЭС. Описаны основные свойства ИЭС. Дано обоснование необходимости усовершенствования информационной подсистемы при управлении ИЭС. В наглядном виде представлены взаимосвязи в информационной подсистеме между исходной информацией об ЭЭС и задачами управления.

Показаны главные задачи информационной подсистемы – получение оценок измеренных и вычисление неизмеренных параметров режима (мониторинг текущих

режимов) и краткосрочное прогнозирование параметров режима (мониторинг предстоящих режимов). Эффективность методов оценивания состояния увеличивается в связи с внедрением новых технологий, в частности с появлением векторных измерений напряжений, повышается качество оценок и сокращается время получения оценок.

7. ЛИТЕРАТУРА

[1] Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью // под ред. академиков Фортова В.Е. и Макарова А.А. - М: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС». 2012.

[2] Воропай Н.И., Голуб И.И., Колосок И.Н., Хохлов М.В. Методы оценивания состояния интеллектуальных ЭЭС // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2т. Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т.1. С.С. 26-37.

[3] Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / Под ред. Ю.Н. Руденко и В.А. Семенова. – М.: Издательство МЭИ. 2000.

[4] Ерохин П. М. Задачи и технологии оперативно-диспетчерского управления режимами ЕЭС в конкурентно-рыночной энергетике России Дис. д-ра техн. наук : 05.14.02 Екатеринбург. 2005.

[5] Phadke A.G. Synchronized Phasor Measurements. A Historical Overview. – *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference*, 2002. – Vol.1. – P.P. 476-479.

[6] Аюев Б.И., Ерохин П.М., Куликов Ю.А. Система мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС // Сб. докл. Всерос. науч.-практич. конф. Новосибирск. 2006. Р.Р. 83-92.

[7] Жуков А.В., Дубинин Д.М., Опалев О.Л. Развитие задач мониторинга и управления в ЕЭС России на базе системы мониторинга переходных режимов // Сб. докладов XXII конференции «Релейная защита и автоматика энергосистем». Москва. 2014.

[8] Аюев Б.И., Куликов Ю.А. Перспективные направления использования системы мониторинга переходных режимов ЕЭС/ОЭС // Proceedingsofthe International Conference «Relay Protectionand Substation Automationof Modern Power Systems», http://www.energo-info.ru/images/pdf/Rele/Session_4/S4-2.pdf.

[9] Колосок И.Н., Коркина Е.С., Пальцев А.С. Распределенная обработка данных методами оценивания состояния для мониторинга параметров текущего режима ЭЭС. Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 62. Проблемы надежности существующих и перспективных систем энергетики и методы их решения. - Иваново: ПресСто, 2011. С.С. 325-335.

[10] Meliopoulos Sakis A.P., Cokkinides G.J., Galvan F., Fardanesh B.. Advances in the SuperCalibrator Concept – Practical Implementatios. Proceedings of 40th Hawaii International Conference on System Science, 2007.

[11] Казаков П.Н., Могилко Р.Н., Нестеров С.А. Опыт разработки и внедрения регистраторов переходных режимов SMART-WAMS. Перспективы развития SMART-WAMS в режиме on-line // Proc. of Conf. Monitoring of Power System Dynamics Performance. 28-30 April 2008, Saint Petersburg: CDROM. – № S2-1.

[12] Гамм А.З., Глазунова А.М., Гришин Ю.А., Курбацкий В.Г.,. Сидоров Д. В, Спиряев В.А., Томин Н.В. Методы прогнозирования параметров режима электроэнергетических систем для целей мониторинга и управления – Электричество, № 5, 2011. С.С. 17-26.

[13] DoCouttoFilhoM.B., StacchinideSouzaJ.C., FreundR.S.Forecasting-aided state estimation – Part 2: Implementation // IEEE Trans. Power Syst., 2009, vol.24,no4. P.P. 1667-1677.

[14] Yun Yang, Wei Hu, Yong Min. Projected unscented Kalman filter for dynamic state estimation and bad data detection in power system// 12th IET international Conference on "Developments in Power System Protection" (DPSP 2014).

8. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Глазунова Анна Михайловна окончила энергетический факультет Иркутского политехнического института в 1982 г. В 2002 г. защитила кандидатскую диссертацию в ИСЭМ СО РАН по теме «Применение методов искусственного интеллекта для решения задач обработки измерительной информации в ЭЭС». Старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН .e-mail: glazunova@isem.irk.ru.

Колосок Ирина Николаевна окончила Ленинградский политехнический институт в 1972 г. С 1972 по 1985г. работала в лаборатории исследования режимов Иркутского ОКП ин-та «Энергосетьпроект». С 1985 г. работает в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, в настоящее время в должности ведущего научного сотрудника лаборатории управления функционированием электроэнергетических систем. В 1986 г. защитила кандидатскую диссертацию на тему: «Разработка методов и алгоритмов обнаружения «плохих» данных при оценивании состояния ЭЭС». В 2004 г. защитила докторскую диссертацию на тему: «Повышение достоверности телеизмерительной информации в ЭЭС на основе контрольных уравнений». e-mail: kolocok@isem.irk.ru

Управление потокораспределением в ЭЭС при вероятностном характере информации

О.Н..Войтов, А. З. Гамм, И.И. Голуб

Предложен подход к итерационному решению одноэтапной стохастической задачи управления режимом ЭЭС в виде последовательности эквивалентных детерминированных задач, включающих определение числовых характеристик переменных методами вероятностного потокораспределения. Числовые характеристики позволяют определить в ЭЭС сенсорные переменные, в наибольшей степени реагирующие на внешние возмущения, и критические переменные, для которых вероятность выхода за допустимые пределы при возмущениях максимальна. Для минимизации числа управлений, обеспечивающих ввод критических переменных в допустимую область, на каждом шаге метода детерминированного эквивалента используется метод адресности потокораспределения. Представленные числовые результаты демонстрируют эффективность предложенного подхода на примере реальной электрической сети. [1]

Ключевые слова: **вероятностное потокораспределение, детерминированный эквивалент, сенсорные и критические переменные, минимизация числа управлений, метод адресности**

1. ВВЕДЕНИЕ

Переменные режима электроэнергетической системы (ЭЭС) должны находиться в определенных допустимых границах, отвечающих требованиям надежности и качества. Вероятность выхода переменной за допустимые пределы при возникновении возмущений зависит от чувствительности переменной к возмущениям, допустимого диапазона изменения переменной, близости текущего значения переменной к границе.

[1] О.Н..Войтов, А. З. Гамм, И.И. Голуб Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: golub@isem.sei.irk.ru) Работа выполнена при поддержке гранта Президента Российской Федерации Ведущая научная школа РФФИ 10-1234-2345.

при случайных изменениях нагрузок и топологии схемы сети названы в [1,2] сенсорными. Причиной появления сенсоров являются неоднородности ЭЭС, определяющиеся параметрами элементов схемы сети, названых слабыми местами [1].

Для выделения сенсоров и слабых мест могут использоваться два подхода. В первом чувствительность переменных к внешним возмущениям может быть определена на основе сингулярного разложения матрицы Якоби. Чем больше разность между минимальным сингулярным значением матрицы Якоби и остальными сингулярными значениями, тем с большим основанием можно сделать заключение о сенсорности переменной по максимальным компонентам правого сингулярного вектора, связанного с минимальным сингулярным значением [2,3].

Во втором подходе реакция случайных переменных на возмущения может быть исследована линейными и нелинейными аналитическими методами вероятностного потокораспределения [4]. Числовые характеристики переменных, получаемые в результате расчета вероятностного потокораспределения, позволяют не только выявить сенсорные переменные, но и оценить для них вероятности соблюдения ограничений.

Большая реакция переменных на возмущения существенна только в том случае, если она приводит к нарушению какого-то критерия функционирования ЭЭС, например, рассматриваемого в данной работе критерия допустимости режима. Переменные, вероятность нахождения которых в допустимом интервале ниже требуемого значения, названы критическими.

Для увеличения вероятности нахождения критических переменных в допустимых границах необходимо либо уменьшить неоднородность ЭЭС, уменьшая тем самым среднеквадратические отклонения переменных за счет улучшения обусловленности

задачи, либо выбрать управляющие воздействия, позволяющие сдвинуть математическое ожидание переменной внутрь допустимой области.

Выбор управлений для обеспечения требуемой вероятности выполнения ограничений производился методом детерминированного эквивалента [5], в котором последовательно решаются детерминированная и вероятностная задачи. В получаемом таким образом решении изменяются практически все компоненты вектора управления.

Для выбора минимального числа управлений при решении детерминированной задачи определения допустимого решения предлагается использовать метод адресности потокораспределения [6-10].

2. ОДНОЭТАПНАЯ СТОХАСТИЧЕСКАЯ ЗАДАЧА УПРАВЛЕНИЯ

Решение стохастической задачи управления режимом ЭЭС заключается в последовательности решения детерминированных задач, математическое описание которых включает ограничения равенства и неравенства

$$W(X,Y,D)=0 \qquad (1)$$

$$\underline{X} \le X(Y,D) \le \overline{X} \qquad (2)$$

$$\underline{Y} \le Y \le \overline{Y} \qquad (3)$$

$$F(Y,D)-F_C \le 0 \qquad (4)$$

где (1) – система уравнений баланса узловых мощностей; X - вектор зависимых переменных, содержащих модули и фазы напряжений; Y - вектор независимых переменных или управлений, включающих генерацию активной и реактивной мощности и коэффициенты трансформации; D - вектор нагрузок; $\underline{X}, \overline{X}$ и $\underline{Y}, \overline{Y}$ - предельные значения переменных; $X(Y,D)$ - линейная вектор-функция в точке решения системы (1); $F(Y,D)$ – скалярная функция, значение которой не должно быть больше заданного значения F_C . Скалярной функцией могут быть потери активной мощности и издержки на ее генерацию, предельные значения перетоков и другие критерии.

Задача управления с учетом случайного характера нагрузок D рассматривается в форме одноэтапной стохастической задачи, в которой допустимый режим определяется с учетом вероятностных ограничений

$$P(\underline{X} \le X(Y,D) \le \overline{X}) \ge p, \qquad (5)$$

$$P(F(Y,D)-F_C \le 0) \ge p, \qquad (6)$$

где p заданная вероятность соблюдения ограничений.

Расчет вероятностного потокораспределения в точке решения задачи (1)-(4) позволяет определить числовые характеристики переменных, выделить сенсорные переменные и оценить вероятности выполнения ограничений (5)-(6). Переменные, для которых требуемое значение вероятности выполнения ограничений не обеспечено, являются критическими.

Значение математического ожидания, которое должно быть получено в результате управления может быть найдено в результате использования обратной функции ошибок. Эта функция позволяет определить минимально необходимый интервал изменения нормально распределенной случайной переменной,

$$\Delta\varepsilon_i = \sqrt{2}\, erfinv(p)\,\sigma_{x_i}, \qquad (7)$$

гарантирующий требуемую вероятность обеспечения ограничений для известного значения среднеквадратического изменения переменной σ_{x_i} . Приемлемость допущения о нормальном законе распределения переменной основывается тем, что зависимые переменные режима являются функциями большого числа случайных аргументов.

Интервал $\Delta\varepsilon_i$ сравнивается с заданным допустимым интервалом изменения критической переменной $\Delta\varepsilon_{i\,доп} = 0.5\left(\overline{x_i} - \underline{x_i}\right)$. Значения математических ожиданий критических переменных m_{x_i}' , которые должны быть достигнуты в результате управления, определяется следующим образом:

если $\Delta\varepsilon_{i\,доп} > \Delta\varepsilon_i$ и $m_{x_i} < \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i$,

$$m_{x_i}' = \underline{x}_i + \Delta\varepsilon_i, \qquad (8)$$

если $\Delta\varepsilon_{i\,доп} > \Delta\varepsilon_i$ и $m_{x_i} > \overline{x}_i - \Delta\varepsilon_i$,

$$m_{x_i}' = \overline{x}_i - \Delta\varepsilon_i . \qquad (9)$$

На рис.1 проиллюстрирован процесс определения требуемого значения математического ожидания случайной, нормально распределенной переменной, математическое ожидание которой равно 528.15, а среднеквадратическое отклонение 4.83. При допустимом диапазоне изменения переменной, равном (470 – 530) вероятность ее нахождения в допустимом интервале равна 0.64915, Рис.1а.

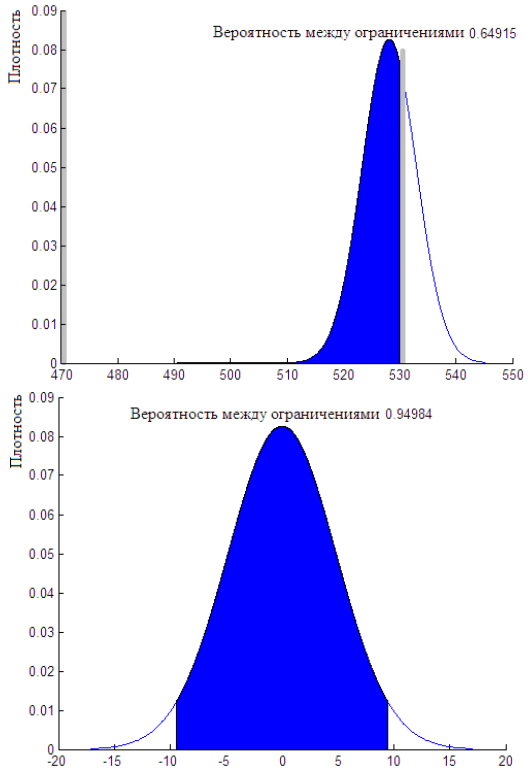


Рис.1. Определение требуемого значения математического ожидания переменной

Необходимый интервал изменения нормально распределенной случайной переменной, гарантирующий равную 0.95 вероятность обеспечения ограничений при заданном значении среднеквадратического изменения переменной $\sigma_{x_i} = 4.83$, равен $\Delta\varepsilon_i = \sqrt{2}\, erfinv(0.95)4.83 = 9.46$.

Рассматриваемый случай соответствует условиям (9), определяющим требуемое значение математического ожидания, которое должно быть получено в результате управления, $m_{x_i}' = \overline{x}_i - \Delta\varepsilon_i = 530 - 9.46$, Рис.1б.

Если $\Delta\varepsilon_{i\,don} < \Delta\varepsilon_i$ то делается заключение о невозможности обеспечить требуемую вероятность нахождения критической переменной в допустимом интервале. Максимальная вероятность в этом случае может быть достигнута при смещении математического ожидания переменной в центр допустимого интервала $m_{x_i} = 0.5\left(\overline{x}_i - \underline{x}_i\right)$.

Эффективным подходом для увеличения вероятности выполнения ограничений в этом случае может быть только снижение среднеквадратического отклонения критической переменной, например, усилением слабых мест.

Рассмотренный подход, связанный с определением требуемого значения математического ожидания, может использоваться и в том случае, когда математическое ожидание переменной лежит вне допустимого интервала.

Другим показателем, позволяющим не только выявить критические переменные, но и определить положение математического ожидания переменной относительно границ допустимого интервала ее изменения, является индекс критичности. Он определяется как отношение среднеквадратического отклонения переменной σ_{x_i} к расстоянию переменной до ближайшей границы.

$$\phi_{x_i} = \sigma_{x_i} / min\left(\overline{X}_i - m_{x_i}, m_{x_i} - \underline{X}_i\right). \qquad (5)$$

Чем больше ϕ_{x_i}, тем ближе математическое ожидание переменной к предельно допустимому значению, и в пределе равно бесконечности. Индекс критичности положителен, если математическое ожидание переменной находится внутри допустимого интервала, и отрицателен в противном случае.

В рассмотренном примере критической переменной с вероятностью нахождения в допустимом интервале, равной 0.64915 соответствует индекс критичности $\phi_{x_i} = 4.83/(530 - 528.15) = 2.61$.

Для найденного требуемого значения математического ожидания необходимо решить задачу поиска допустимого режима с учетом ограничений (1)-(4). В результате решения определяется вектор управления Y_*, обеспечивающий минимум суммы квадра-

тов разностей между исходным и требуемым значениями математических ожиданий критических переменных

$$\min_{Y} \sum_{i=1}^{I} \left[x_i(Y) - m_{x_i}' \right]^2 , \qquad (10)$$

где I – число критических переменных.

Для решения задачи (10), (1)-(4) используется сочетание методов приведенного градиента и квадратичного программирования [5]. Число активных ограничений, возникающих в процессе решения невелико и, как правило, они являются сенсорными переменными. Это свойство учитывается для сокращения трудоемкости решения, включением сенсорных переменных в стартовый состав множества активных ограничений [11].

В полученном таким образом решении изменяются практически все компоненты вектора управления Y_*, однако с технологической точки зрения целесообразно найти решение с использованием минимального числа управлений. Число управлений может быть уменьшено с использованием метода адресности потокораспределения, при условии существования для детерминированного эквивалента допустимого решения.

3. АДРЕСНОСТЬ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА УПРАВЛЕНИЙ

Решение проблемы адресности было получено в работах [6], [7], [8], базовым принципом в которых выступает предположение о сохранении в сумме перетоков, вытекающих из узла, тех же пропорций между перетоками от отдельных источников, что были в сумме втекающих в узел перетоков. Наибольший интерес представляют матричный и графовый алгоритмы адресности [7] и [8, 9], позволяющие по информации о потокораспределении получить совпадающие ответы на вопрос о путях передачи активной и/или реактивной мощности из генераторных узлов в нагрузочные узлы и вкладе мощностей генераторов в мощности перетоков и нагрузок.

Поскольку реактивная мощность генерируется не только генераторами, компенсирующими устройствами, но и емкостными проводимостями линий на землю, число узлов, результирующая инъекция реактивной мощности, в которых является генерацией, может быть в общем случае больше числа генераторов в схеме сети. Число узлов, потребляющих реактивную мощность, также может быть больше числа нагрузочных узлов.

При поиске управлений использовался графовый алгоритм адресности [9,10], позволяющий при движении от узла с критической переменной по графу электрической сети в направлении, противоположном ориентации перетоков мощности в ветвях, определить пути, связывающие критическую переменную с генераторными узлами. Чем большая мощность P_{gn} передается из генераторного узла g в узел n с критической переменной, тем большее влияние на критическую переменную оказывают вошедшие в путь управления – мощность генератора и коэффициенты трансформации трансформаторов.

Мощность P_{gn} (активная или реактивная), передаваемая из генераторного узла g в нагрузочный узел n в графовом алгоритме адресности [9], определяется как

$$P_{gn} = P_g a_{gn} = P_g \overline{P}_n \sum_{j=1}^{l} \prod_{i=1}^{m_j} \overline{P}_i , \qquad (11)$$

где a_{gn} – доля от мощности P_g генераторного узла, передаваемая в нагрузочный узел, $\overline{P}_n$ – относительная нагрузка в узле n, определяемая как отношение мощности нагрузки в узле, к сумме мощностей, входящих в узел, l – число путей, связывающих узлы g и n, m_j – число ветвей вошедших в j-ый путь, а $\overline{P}_i$ – относительный переток в начале ветви i, равный отношению перетока мощности в ветви P_i к суммарной мощности, поступающей в ее начальный узел.

Таким образом, каждая критическая переменная методом адресности связывается с одной или несколькими генерациями активной и/или реактивной мощности, и для каждой такой связи определяется состав возможных управлений. Суммарное число вы-

деленных таким образом управлений может быть существенно меньшим, чем исходное число управлений. Анализ различных сочетаний по одному, двум, и большему числу управлений для каждой критической переменной, позволяет получить дальнейшее уменьшение их общего числа.

Для такого анализа целесообразно ранжировать каждое управление y_j из списка, полученного в результате анализа адресности, по его влиянию на критерий (10) с учетом ограничений

$$\underline{x_i} \le x_i^0 + \frac{\partial x_i}{\partial y_{cj}}(y_{cj} - y_{cj}^0) \le \overline{x_i},\ i \in I_V,$$

$$\underline{y_j} \le y_j \le \overline{y_j},$$

где x_i^0, y_{cj}^0 - исходные значения переменных, полученные в результате решения задачи (1)-(4); I_V –множество активных ограничений из (2).

4. ЧИСЛЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В качестве примера, на котором иллюстрируется применение предлагаемого подхода выбора управлений, обеспечивающих заданную вероятность нахождения критических переменных в допустимых границах, используется схема реальной электрической сети, содержащей 207 узлов, 285 связей. Уровни напряжений в сети и допустимые ограничения на изменения напряжений приведены в табл. 1. Число генераторных узлов 28, в четырех узлах установлены источники реактивной мощности, имеется 61 трансформатор с РПН. В качестве управлений рассматривались 32 генерации реактивной мощности и 61 регулируемый коэффициент трансформации, полный вектор управлений включает 93 компоненты.

ТАБЛИЦА 1. ДОПУСТИМЫЕ ПРЕДЕЛЫ ИЗМЕНЕНИЯ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ

Uном , кВ	6	10	35	110	220	500
U min , кВ	5.7	9.9	32	104.5	200	470
U max , кВ	6.9	12.7	41	127	240	530

Для режима максимальных нагрузок с учетом ограничений на генерируемые мощности, напряжения, перетоки мощности в связях рассчитано потокораспределение, названное исходным режимом, все переменные которого лежат в допустимых интервалах. На его основе с использованием линейного аналитического метода было рассчитано вероятностное потокораспределение, получены числовые характеристики переменных. Среднеквадратические отклонения узловых нагрузок принимались равными 12% от их математических ожиданий.

Столбцы табл. 2 содержат исходные значения математических ожиданий модулей напряжений m_U , среднеквадратических отклонений напряжений σ_U , вероятностей p выполнения ограничений, допустимые диапазоны $\Delta\varepsilon$, соответствующие вероятности 0.99, и требуемые значения математических ожиданий $m_U{}'$. Узлы в табл. 2 упорядочены по убыванию σ_U , что позволило идентифицировать узлы 78, 77, 12 как сенсорные.

Свойство сенсорности выделенных узлов подтверждается и сингулярным анализом матрицы Якоби, построенной для анализируемого режима. Для иллюстрации этого свойства на рис. 2 показана проекция графа электрической сети на плоскость в координатах первого и второго сингулярных векторов, элементы которых связаны с модулями узловых напряжений. На такой проекции сенсорными являются узлы 78, 77 и 12, максимально отстоящие от начала координат [2].

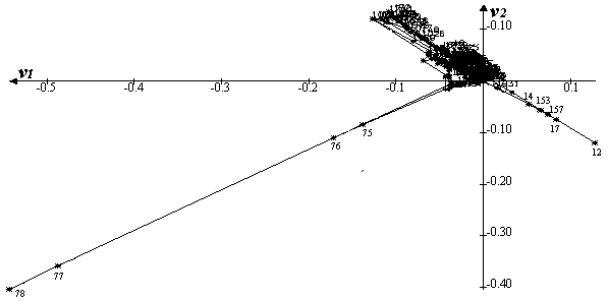


Рис. 2. Проекция графа электрической сети на плоскость в координатах первого ($\boldsymbol{v_1}$) и второго ($\boldsymbol{v_2}$) сингулярных векторов, соответствующих узловым напряжениям

Из табл. 2 следует, что сенсорные узлы 78, 77, 12 являются одновременно критическими, поскольку в них вероятности выполнения ограничений по напряжению меньше допустимого значения, принятого

равным 0.99, критическим является также узел 66.

ТАБЛИЦА 2. ВЕРОЯТНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДУЛЕЙ УЗЛОВЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ИСХОДНОГО РЕЖИМА

	node	m_U	σ_U	p	$\Delta\varepsilon$	m_U'
1	**78**	104,506	1,267	0,502	3,271	107.772
2	**77**	105,965	1,190	0,891	3,063	107.563
3	**12**	104,515	0,851	0,507	2.189	106.689
4	17	108,282	0,584	1,000		
5	2	518,998	0,583	1,000		
6	3	518,947	0,582	1,000		
7	51	518,510	0,578	1,000		
8	36	518,290	0,551	1,000		
9	13	109,725	0,519	1,000		
10	11	110,200	0,519	1,000		
11	55	506,841	0,472	1,000		
12	57	506,755	0,467	1,000		
13	**66**	104,548	0,455	0,542	1.169	105.669

После определения требуемых значений математических ожиданий m_U' для каждой критической переменной решалась задача поиска допустимого режима (1)-(4) с использованием 93-х компонент вектора управления. Решение показало, что потребовалось изменить только 16 значений генераций реактивной мощности и 15 коэффициентов трансформации, т.е. 31 из 93 компонент полного вектора управлений. Результаты расчета вероятностного потокораспределения для найденного допустимого режима свидетельствуют о соблюдении вероятностных ограничений для всех переменных, как это показано в табл.3. Таким образом, решение стохастической задачи было получено с использованием только одного детерминированного эквивалента.

ТАБЛИЦА 3. ВЕРОЯТНОСТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДУЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ ДЛЯ ПОЛНОГО ВЕКТОРА УПРАВЛЕНИЙ

	node	m_U	σ_U	p
1	78	108.288	1.181	0.999
2	77	109.696	1.108	0.999
3	12	106.682	0.837	0.995
4	17	109.514	0.578	1
5	157	111.152	0.560	1
6	11	112.250	0.515	1
7	66	106.527	0.424	0.999

Для решения проблемы минимизации числа компонент вектора управлений для исходного режима методом адресности определены генераторы, передающие в узлы с критическими напряжениями реактивные мощности, величина которых не менее 1 Мвар, и выделены управления, вошедшие в пути передачи мощности.

На рис.3а показан ориентированный граф, содержащий пути передачи реактивной мощности из 3, 4 и 5 генераторных узлов в 12 критический узел. Анализ графа позволил включить в список управлений напряжением 12-го узла реактивные мощности 3, 4, 5 узлов и трансформаторы 2-6, 5-7 и 6-8.

В качестве управлений для критических переменных в узлах 66, 78 выступают, как следует из рис. 3в и рис.3с, генерации реактивной мощности в узлах 72, 73, 101, 1068 и трансформаторы 72-74, 72-163, 71-73, 73-161, 101-102, 63-126 , 56-57.

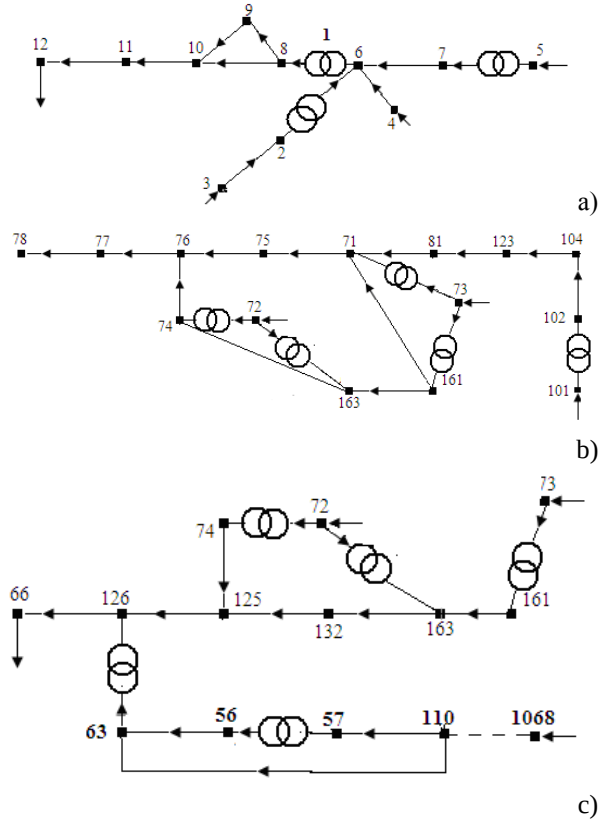


Рис.3. Графы передачи реактивной мощности в узлы с критическими переменными a) - 12-го узла, b) - 78-го узла, c) – 66-го узла.

В список управлений, полученных при анализе потокораспределения реактивной мощности методом адресности, вошло 7 источников реактивной мощности и 10 трансформаторов. Для поиска управлений, оказывающих наибольшее влияние на критические переменные, производилась оценка изменения критических переменных при

изменении управлений с учетом ограничений.

ТАБЛИЦА 4. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПРАВЛЕНИЙ ДЛЯ ГРАФА ПЕРЕДАЧИ, РИС.3А, НА КРИТИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЕННЫЕ

Критические переменные	Управления					
	Q_3	Q_4	Q_5	k_{5-7}	k_{2-6}	k_{6-8}
U_{12}	0.1	0.2	4.4	0.5	1.3	8.1
U_{66}	0	0	0.4	-0.03	0	0.36
U_{78}	0	0	0.05	-0.05	1.3	0.5

Так из табл.4 следует, что максимальное влияние на напряжение 12 узла оказывает коэффициент трансформации k_{6-8} трансформатора в связи 6-8. Влияние этих управлений на критические переменные 66 и 78 узлов несущественно.

Оценка влияния управлений, полученных при анализе графов передачи реактивной мощности в 66 и 78 узлы с критическими переменными, рис.4в, 4с, приведена в таблице 5, из которой следует, что для узла 66 существенным управлением является коэффициент трансформации k_{63-126}, а для узла 78 – k_{71-73} и генерация реактивной мощности Q_{73} в 73 узле.

ТАБЛИЦА 5. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ УПРАВЛЕНИЙ НА КРИТИЧЕСКИЕ ПЕРЕМЕННЫЕ

Критические переменные	Управления										
	Q_{72}	Q_{73}	Q_{101}	Q_{1068}	k_{72-74}	k_{72-163}	k_{71-73}	k_{73-161}	$k_{102-101}$	k_{63-126}	k_{56-57}
U_{12}	0.08	0.03	0	0.5	0.2	-0.8	-1	0.2	0	0.6	1.3
U_{66}	0.9	0.36	0.02	0.8	-0.03	-0.3	-0.03	-0.15	0.05	8.7	3.2
U_{78}	2.7	6.01	0.21	0.1	-1.1	-1.2	4.7	-0.7	0.05	5.75	4.1

ТАБЛИЦА 6. ИЗМЕНЕНИЕ ЧИСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРЕМЕННЫХ ПОСЛЕ РЕАЛИЗАЦИИ УПРАВЛЕНИЙ

Узлы	Линейный аналитический метод вероятностного потокораспределения									Метод Монте Карло		
	k_{6-8}			k_{6-8}, k_{71-73}			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$			$k_{6-8}, k_{71-73}, k_{63-126}$		
	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p	m_U	σ_U	p
78	104.50	1.27	0.50	108.22	1.20	1.00	108.44	1.20	1.00	108.37	1.17	1.00
77	105.96	1.19	0.89	109.63	1.13	1.00	109.84	1.12	1.00	109.78	1.10	1.00
12	106.70	0.83	1.00	106.71	0.83	1.00	106.71	0.83	1.00	106.68	0.86	0.99
66	104.54	0.46	0.54	105.15	0.45	0.93	106.09	0.45	1.00	106.09	0.47	1.00

В табл. 6 приведены результаты решения задачи вероятностного потокораспределения для узлов с критическими переменными для исходного режима и режимов, полученных в результате изменения k_{6-8} для обеспечения требуемой вероятности напряжения 12 узла, дополнительного управления k_{71-73} для узла 78 и дополнительного управлении k_{63-126} для узла 66.

Таким образом, использование алгоритма адресности позволило из 93 компонент вектора управлений для обеспечения заданной вероятности выполнения ограничении выбрать три управления. Надежность полученного решения подтверждается расчетом вероятностного потокораспределения методом Монте Карло. На рис.5 показано сравнение значений коэффициентов критичности и вероятностей нахождения критических переменных в допустимых границах для исходного режима и режима, полученного в результате реализации трех управлений.

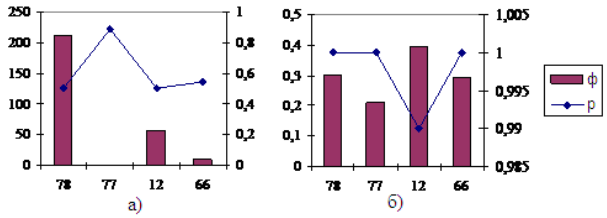


Рис.4. Значения коэффициентов критичности ф, и вероятностей для критических переменных в исходном а) и результирующем б) режимах

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Обоснована необходимость учета структурных свойств сети для стохастической постановки задачи управления.

2.Предложено развитие метода детерминированного эквивалента задачи управления стохастическими режимами ЭЭС.

3. Проанализированы подходы к обеспечению требуемой вероятности выполнения ограничений и выбору управлений с учетом свойств допустимой области.

4.Для минимизации числа управлений на этапе решения эквивалентной детерминированной задачи управления предложено использовать информацию об адресности потокораспределения в электрической сети.

5. Эффективность предложенного подхода к снижению числа управлений для обеспечения требуемой вероятности выполнения вероятностных ограничений, при совместном использовании метода детерминированного эквивалента и метода адресности, показана на примере реальной сети

5. ЛИТЕРАТУРА

[1]- Гамм А.З., Голуб И.И. Обнаружение слабых мест в электроэнергетической системе. Изв. РАН. Энергетика. 1993, №3, с.83–92.

[2] Gamm A.Z., Golub I.I. The problem of weak places in electric power systems, in Proc. 1995 International Conference on Electrical Power Engineering Power Tech, Stockholm, PP. 542-546.

[3] Gamm A.Z.,.Golub I.I, Bachry A., Styczynski Z.A. Solving several problems of power systems using spectral and singular analyses, IEEE Trans. Power Syst., Vol. 20, No.1, 2005, PP. 138-148.

[4] Golub I.I., Voitov O.N., Boloev E.V. Preventive control of electric power system state variables by the methods of probabilistic load flow, Akta Energetika, 1/14(2013), PP.18-25.

[5] Мурашко Н.А., Охорзин Ю.А., Крумм Л.А. и др Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем. . – Новосибирск: Наука, 1987. – 240 с.

[6] Bialek J. Tracing the flow of electricity, IEE Generation Transmission & Distribution., vol. 143, no. 4, PP. 313–320, Jul 1996

[7] Kirschen D.,. AlIan R, Strbac G. Contributions of individual generators to loads and flows, IEEE Trans. Power Systems, vol. 12, PP. 52-60, Feb 1997.

[8] Wu F.F., Ni Y., and Wei P. Power transfer allocation for open access using graph theory – Fundamentals and applications in systems without loop flows, *IEEE* Trans. Power Systems, vol. 15, no. 3, PP.923-929, Aug 2000.

[9] Гамм А.З., Голуб И.И. Адресность передачи активных и реактивных мощностей в электроэнергетической системе// Электричество, 2003, №3, с. 9– 16.

[10] Войтов О.Н., Воропай Н.И., Гамм А.З., Голуб И.И. и др. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем. − Новосибирск: Наука. Сибирская издательская фирма РАН, 1999. – 256 с.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Войтов Олег Николаевич окончил электроэнергтический факультет Московского энергетического института в 1971г. В 1992г. защитил кандидатскую диссертацию по теме «Алгоритмы управления режимами электроэнергетической системы» в ИСЭМ СО РАН. Ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН. Научные интересы связаны с анализом и планированием краткосрочных и установившихся режимов ЭЭС, разработкой принципов создания сложного программного обеспечения для анализа и управления потокораспределением в ЭЭС.



Гамм Александр Зельманович. В 1961 году окончил Новосибирский электротехнический институт по специальности инженер-электрик. После непродолжительной работы в транспортно-энергетическом институте связал свою судьбу с Институтом систем энергетики СО РАН. Доктор технических наук, профессор, лауреат Государственной премии СССР, Заслуженный деятель науки РФ. Главные направления его исследований связаны с проблемами оценивания состояния, оптимизацией, управлением в реальном времени. Под его руководством защищено 15 кандидатских и докторских диссертаций.



Ирина Ивановна Голуб окончила электроэнергетический факультет Московского энергетического института в 1971г. Работает в ИСЭМ СО РАН с 1972. Ведущий научный сотрудник, доктор технических наук, профессор. Научные интересы связаны с анализом режимов электроэнергетичес-ких систем, анализом наблюдаемости, сенсорных и слабых мест, адресности потокораспределения, синтезом систем сбора данных.

Снижение наведенного напряжения в месте производства работ на отключенной воздушной линии электропередачи при коротком замыкании в сети

А.Н. Висящев., С.Г., Тигунцев, В.В. Федчишин

Аннотация.
Предложен новый способ снижения наведенного напряжения на отключенной воздушной линии электропередачи в месте производства работ при коротком замыкании на работающей линии, который позволяет повысить безопасность работ в электроустановках, за счет компенсации наведенного напряжения в месте производства работ, как при установившемся нормальном режиме, так и при коротком замыкании на работающей линии или в сети до величин, меньших требуемых по правилам техники безопасности (25 В).
Ключевые слова: **наведенное напряжение, короткое замыкание, компенсация, безопасность.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Правилами устройства электроустановок [1] при эксплуатации электроустановок определены меры безопасности во время работ на воздушных линиях электропередачи, на которых наводится дополнительное напряжение от соседних работающих линий. Отдельно выделены меры безопасности при работах на таких линиях, когда заземление их в соответствии с общими требованиями правил не позволяет снизить уровень наводящегося на отключённых проводах потенциала ниже 25 В.

В соответствии с правилами формируется перечень линий, которые после отключения находятся под наведенным напряжением. В перечень вносятся воздушные линии (их участки), значение наведенного напряжения на которых превышает 25 В, а также воздушные линии, сооруженные на двухцепных (многоцепных) опорах. Значения наведенного напряжения получают при помощи упрощенной методики расчета или измерений на линии.

При этом никак не определены меры безопасности во время работ на воздушных линиях электропередачи, на которых наводится дополнительное напряжение от соседних работающих линий при коротких замыканиях на работающих линиях, когда наведенное напряжение в период действия короткого замыкания может достигать сотен вольт, что создает высокую вероятность угрозы жизни работающим.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Если на работающей линии существует установившийся нормальный режим, то наведенное напряжение в месте производства работ на отключенной линии можно снизить включением регулируемого вручную источника мощности до значений, не превышающих 25 В [2]. Однако, в случае возникновения на работающей линии короткого замыкания, наведенное напряжение в месте производства работ будет существенно превышать напряжение, которое создает регулируемый вручную источник мощности, и остаточное наведенное напряжение будет существенно превышать 25 В, создавая смертельную опасность для работающих.

Разработан новый способ снижения наведенного напряжения на отключенной воздушной линии электропередачи в месте производства работ при коротком замыкании на работающей линии или в сети, который позволяет повысить безопасность работ в электроустановках, за счет компенсации наведенного напряжения в месте производства работ, как при установившемся нормальном режиме, так и при коротком замыкании на работающей линии до величин, меньших требуемых по правилам техники безопасности (25 В).

3. РЕАЛИЗАЦИЯ СПОСОБА КОМПЕНСАЦИИ НАВЕДЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Способ был проверен на расчетном примере для двухцепной линии представленной трехфазной схемой (рис. 1).

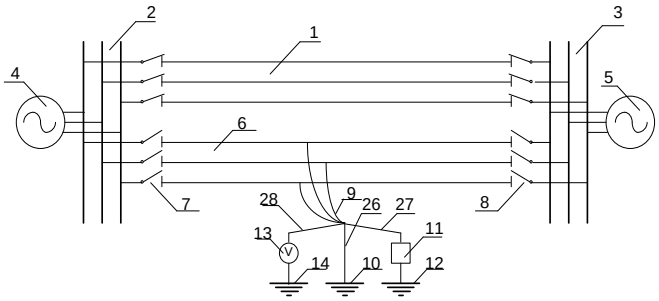


Рис. 1. Схема двухцепной воздушной линии электропередачи с заземлением в месте производства работ.

На рис. 1 показана схема воздушной линия 1, включенной между подстанциями 2 и 3 питающимися от систем 4 и 5 и воздушной линия 6, отключенная от подстанций 2 и 3 выключателями 7 и 8. Провода фаз отключенной линии 6 заземляющими проводами 9 соединены в звезду, центр которой соединен заземляющим проводом 26 с заземляющим контуром 10 опоры линии, заземляющим проводом 27 через источник тока 11 с выносным заземлителем 12 и заземляющим проводом 28 через вольтметр 13 с другим выносным заземлителем 14.

Были проведены серии расчетов по программе в фазных координатах для расчетной схемы на рис. 2.

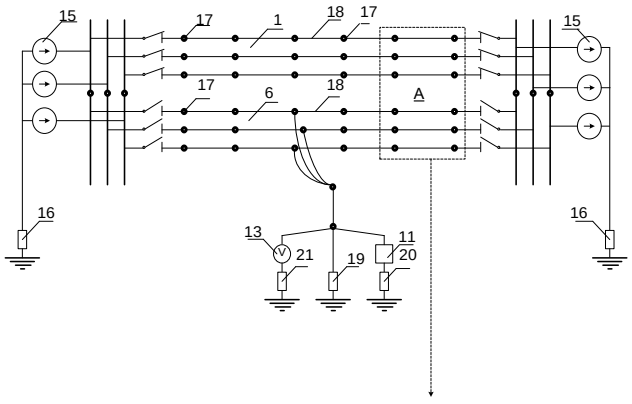


Рис. 2 Расчетная схема для расчета в фазных координатах

На рис.2 показана схема замещения воздушных линий 1 и 6 в трехфазном виде для расчета на компьютере по программе в фазных координатах. Питающие системы показаны в виде трех ЭДС 15, одинаковой величины и сдвинутых относительно друг друга на угол 120 градусов. Средняя точка ЭДС 15 через сопротивление заземлителя 16 соединена с точкой нулевого потенциала. Линии разбиты на участки, ограниченные точками 17 (узлами). Каждому узлу присвоен номер. Между каждыми двумя узлами проводов расположены связи, носящие активно-индуктивный характер 18. Средняя точка заземляющих проводов 9 соединена через сопротивление 19 заземляющего контура опоры 10 с точкой нулевого потенциала. Источник тока 11 соединен через сопротивление 20 заземлителя 12 с точкой нулевого потенциала. Вольтметр 13 соединен через сопротивление 21 заземлителя 14 с точкой нулевого потенциала.

На рис. 3 показана схема замещения одного из участков схемы замещения воздушных линий 1 и 6 в трехфазном виде для расчета на компьютере по программе в фазных координатах. Здесь между узлами проводов линии показаны полные сопротивления проводов 22. Между проводами показаны емкостные сопротивления 23 и емкостные сопротивления на землю 24 каждого провода. Между проводами показаны сопротивления взаимоиндукции 25.

Для программы значения комплексных сопротивлений проводов фаз линии и междуфазных комплексных сопротивлений (соответственно, собственных и взаимных сопротивлений), значения емкостных проводимостей фаз на «землю» и взаимных емкостных проводимостей между фаз определяются по общеизвестным выражениям [3,4]

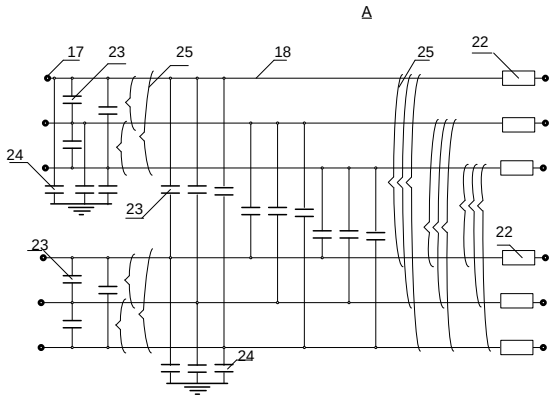


Рис. 3 Схема замещения одного из участков схемы замещения двухцепной воздушной линии.

При проведении расчетных экспериментов устанавливали поочередно в нескольких точках на работающей линии короткие замыкания и выполняли:

1. заземление на отключенной линии только в месте производства работ;
2. заземление на отключенной линии в месте производства работ и по её концам,

при этом перемещали точку заземления проводов отключенной линии вдоль линии для каждой точки короткого замыкания в схеме на рис. 2.

Полученные результаты позволили определить расчетный ток источника наведенного напряжения и показали, что во всех режимах для рассматриваемого случая (короткое замыкание на работающей цепи двухцепной трехфазной линии 220 кВ длиной 200 км) наведенное напряжение на отключенной цепи превышает нормируемое (25 В). При этом в случае заземления на отключенной линии в месте производства работ и по концам наведенное напряжение на месте производства работ может достигать 1000 В и более, что практически не оставляет шансов сохранения жизни работающему персоналу. В случае заземления на отключенной линии только в месте производства работ наведенное напряжение на месте производства работ достигает не более 200 В.

Была разработана схема устройства (рис.4), позволяющего в автоматическом режиме выполнять снижение остаточного наведенного напряжения до величин, значительно меньших 25 В, как при установившемся нормальном режиме, так и при коротком замыкании на работающей линии.

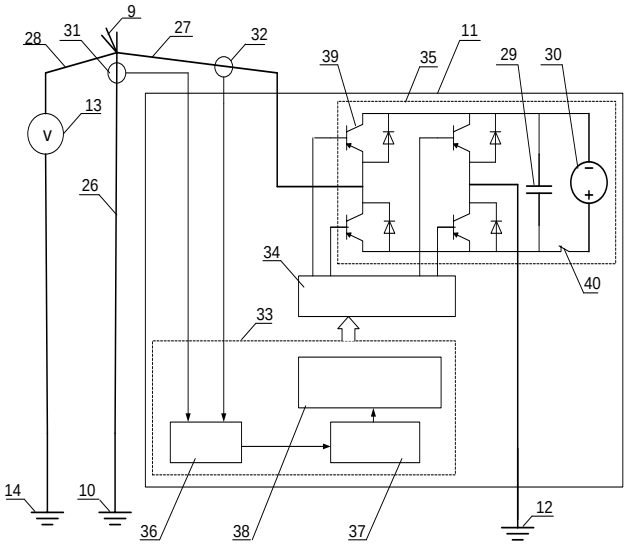


Рис. 4 Схема подключения источника компенсирующего тока.

На рис. 4 показана схема подключения источника компенсирующего тока, состоящая из блока управления 33 и блока формирования компенсирующего тока 35. В схеме измеряют в заземляющем проводе 26 ток устройством 31 и передают его в измерительную систему 36 блока управления 33, измеряют в заземляющем проводе 27 ток устройством 32 и передают его в измерительную систему 36. Из измерительной системы 36 сигнал в цифровом виде поступает в процессор 37, далее поступает в блок широтно-импульсной модуляции 38. Далее сигнал подается в формирователь импульсов 34. В формирователе импульсов 34 создаются управляющие сигналы, которые подаются на биполярные транзисторы 39 блока 35. Транзисторы 39 мгновенно реагируют на управляющие сигналы и, используя энергию конденсаторной батареи 29, создают компенсирующий ток в заземляющем проводе 27. Конденсаторная батарея 29 постоянно заряжается от автономного источника мощности 30. При этом компенсация наведенного напряжения осуществляется как при установившемся нормальном режиме, так и при коротком замыкании на работающей линии. В момент короткого замыкания на работающей линии

источник мощности 30 отключается от схемы выключателем 40.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для реализации способа предлагается обязательно отключенную линию по концам не заземлять, что позволит существенно уменьшить мощность и размеры компенсирующего устройства. Предварительно расчетным путем на математической модели двухцепной (многоцепной) линии необходимо определить величину тока источника наведенного напряжения на отключенной линии при коротком замыкании на работающей линии, по величине которого **с**формировать величину мощности конденсаторной батареи автономного источника тока. В ходе работ конденсаторную батарею необходимо постоянно заряжать от автономного источника электрической энергии. В месте производства работ необходимо соединить заземляющими проводами фазные провода отключенной линии в звезду, центр которой соединить заземляющим проводом с контуром заземления опоры линии. Устройство измеряет ток в проводе, соединяющем звезду заземляющих проводов с контуром заземления опоры линии, по величине которого в реальном времени формирует в блоке управления управляющее воздействие, которое подаёт на блок формирования компенсирующего тока, на выходе которого, используя зарядную мощность конденсаторной батареи, устанавливает мгновенный ток, равный по величине и находящийся в противофазе к измеренному току в проводе. Далее компенсирующий ток подают в провод, соединяющий звезду заземляющих проводов с контуром заземления опоры линии и контролируют величину остаточного наведенного напряжения, не превышающую 25 В.

При этом происходит автоматическое снижение остаточного наведенного напряжения до величин, значительно меньших 25 В, как при установившемся нормальном режиме, так и при коротком замыкании на работающей линии.

5. ЛИТЕРАТУРА

1) ПУЭ, Утверждено Министерством энергетики Российской Федерации, приказ от 8 июля 2002 г. № 204

2) патент RU № 2541508

3) Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в энергетических системах, изд-во Энергия, 1970г., с 293,294):

4) Висящев А.Н. Приборы и методы определения места повреждения на линиях электропередачи, Иркутск, уч. пособие, изд-во ИрГТУ, 2001г., с. 27-29):

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Висящев Александр Никандрович - профессор кафедры Электрические станции, сети и системы ИРНИТУ, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: определение мест повреждения на линиях электропередачи, наведенные напряжения, качество электрической энергии.



Тигунцев Степан Георгиевич – доцент кафедры Электрические станции, сети и системы ИРНИТУ, Иркутск, Россия, кандидат технических наук, доцент. Основные научные интересы: определение мест повреждения на линиях электропередачи, наведенные напряжения, качество электрической энергии.



Федчишин Вадим Валентинович, директор Института энергетики, заведующий кафедрой Электрические станции, сети и системы ИРНИТУ, Иркутск, Россия, кандидат технических наук, доцент. Основные научные интересы: определение мест повреждения на линиях электропередачи, наведенные напряжения, качество электрической энергии

Определение мест коротких замыканий на длинных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения

С.Г. Тигунцев

Аннотация. В работе предлагается решение задачи определения места повреждения на длинных линиях электропередачи с учетом распределенного характера параметров линий.

Ключевые слова: **длинная линия, телеграфные уравнения, место повреждения, распределенные параметры.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Одним из путей повышения точности при определении места короткого замыкания (ОМКЗ) на длинных (магистральных и сверхдальних) воздушных линиях электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения (220-750 кВ) является учет распределенного характера параметров линии.

2. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

В общем случае трехфазные линии характеризуются наличием взаимоиндукции между проводами и емкости между проводами и землей (рис. 1).

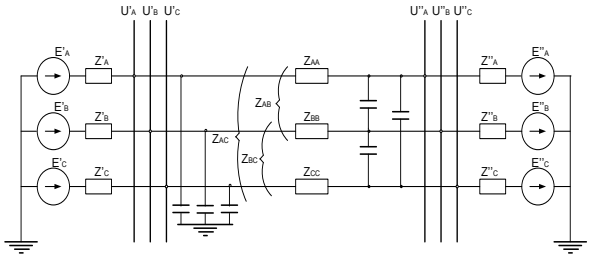


Рис. 1 Схема замещения трехфазной линии

Линию в трехфазном виде с учетом различия продольных и поперечных параметров можно описать дифференциальными (телеграфными) уравнениями:

$$-\frac{\partial u_k}{\partial x} = r_k i_k + L_k \frac{\partial i_k}{\partial t} + \sum_{m=1}^{m=n} M_{km} \frac{\partial i_k}{\partial t}, \qquad (1)$$

$$-\frac{\partial i_k}{\partial x} = g_k u_k + \sum_{m=1}^{m=n} g_{km}(u_k - u_m) + C_k \frac{\partial u_k}{\partial t} + \sum_{m=1}^{m=n} C_{km} \frac{\partial (u_k - u_m)}{\partial t}$$

где: $k = a,b,c$ – обозначения проводов фаз; r_k, L_k, g_k, C_k – собственные параметры проводов фаз на единицу длины с учетом влияния земли; M_{km} *и* C_{km} – взаимная индуктивность и емкость между *k-ым* и *m-ым* проводами на единицу длины с учетом влияния земли.

Наличие частных производных в уравнениях обусловлено тем, что напряжение $u(x,t)$ и ток $i(x,t)$ зависят от двух аргументов. Если в линии существует режим гармонических колебаний, то можно применять символический метод анализа. Так как комплексные амплитуды напряжения и тока не зависят от времени, то вид телеграфных уравнений существенно упрощается:

$$\begin{cases} -\dfrac{d\dot{U}_A}{dx} = Z_{AA}\dot{I}_A + Z_{AB}\dot{I}_B + Z_{AC}\dot{I}_C \\ -\dfrac{d\dot{U}_B}{dx} = Z_{BA}\dot{I}_A + Z_{BB}\dot{I}_B + Z_{BC}\dot{I}_C \\ -\dfrac{d\dot{U}_C}{dx} = Z_{CA}\dot{I}_A + Z_{CB}\dot{I}_B + Z_{CC}\dot{I} \\ -\dfrac{d\dot{I}_A}{dx} = Y_{AA}\dot{U}_A + Y_{AB}\dot{U}_{AB} + Y_{AC}\dot{U}_{AC} \\ -\dfrac{d\dot{I}_B}{dx} = Y_{AB}\dot{U}_{AB} + Y_{BB}\dot{U}_B + Y_{BC}\dot{U}_{BC} \\ -\dfrac{d\dot{I}_C}{dx} = Y_{CA}\dot{U}_{CA} + Y_{CB}\dot{U}_{CB} + Y_{CC}\dot{U}_C \end{cases} \qquad (2)$$

Решение системы дифференциальных уравнений для трехфазной линии электропередачи в соответствии с теорией волновых процессов - задача громоздкая и для практики малоприменимая. Аналитического решения этих уравнений для целей ОМКЗ автору не известно.

Однако телеграфные уравнения, полученные для однофазной линии, можно применить по отдельности к прямой, обратной и нулевой последовательностям схемы замещения трехфазной линии электропередачи, но при этом вносится методическая погрешность в ОМКЗ, обусловленная усреднением параметров линии.

С учетом этого длинные трехфазные линии обычно принимают симметричными и описывают дифференциальными (телеграфны-

ми) уравнениями для одной фазы в симметричных составляющих. Для таких уравнений имеется аналитическое решение. Известны методы ОМКЗ на длинных линиях, представленных в схемах замещения симметричных составляющих [1, 2, 3], которые используют аналитические решения дифференциальных уравнений.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ МЕТОДОМ ЧИСЛЕННОГО ИНТЕГРИРОВАНИЯ

Уравнения (2) в фазных координатах можно решить методом численного интегрирования [4]. Разработан алгоритм расчетного ОМКЗ, в котором по измеренным при коротком замыкания фазным токам и напряжениям по концам линии, по известным погонным продольным и поперечным параметрам трехфазной линии определяется место КЗ путем построения графиков пошагового изменения напряжения от концов линии к месту КЗ. При этом фазные напряжения в конце каждого шага (участка линии, длина которого может быть любой, вплоть до пролета между опорами) определяются как разница между напряжением в начале участка и падением напряжения на участке, который представлен трехфазной П-образной схемой замещения, а фазные токи в конце участка определяются как разница токов в начале участка и токов в поперечных проводимостях линии.

В предлагаемом методе предварительно формируется модель линии, как значения продольных и поперечных параметров N участков П-образной схемы замещения линии в трехфазном виде (рис 2.):

$$Z_{ij}=\begin{vmatrix} Z_{AA\,ij} & Z_{AB\,ij} & Z_{AC\,ij} \\ Z_{BA\,ij} & Z_{BB\,ij} & Z_{BC\,ij} \\ Z_{CA\,ij} & Z_{CB\,ij} & Z_{CC\,ij} \end{vmatrix};$$

$$Y_{ij}=\begin{vmatrix} Y_{AA\,ij} & Y_{AB\,ij} & Y_{AC\,ij} \\ Y_{AB\,ij} & Y_{BB\,ij} & Y_{BC\,ij} \\ Y_{CA\,ij} & Y_{CB\,ij} & Y_{CC\,ij} \end{vmatrix},$$

где: $Z_{AA\,ij}, Z_{BB\,ij}, Z_{CC\,ij}$ - значения собственных продольных сопротивлений фаз участка i-j линии (Ом); $Z_{AB\,ij}, Z_{AC\,ij}, Z_{BA\,ij}, Z_{BC\,ij}, Z_{CA\,ij}, Z_{CB\,ij}$ - значения взаимных продольных сопротивлений фаз участка i-j линии (Ом); $Y_{AA\,ij}, Y_{BB\,ij}, Y_{CC\,ij}$ - значения собственных поперечных емкостных проводимостей фаз половины участка i-j линии (Сим); $Y_{AB\,ij}, Y_{AC\,ij}, Y_{BA\,ij}, Y_{BC\,ij}, Y_{CA\,ij}, Y_{CB\,ij}$ - значения взаимных поперечных емкостных проводимостей фаз половины участка i-j линии (Сим);

Значения собственных и взаимных сопротивлений емкостных проводимостей фаз на «землю» и взаимных емкостных проводимостей между фаз определяются по общеизвестным выражениям [1,5].

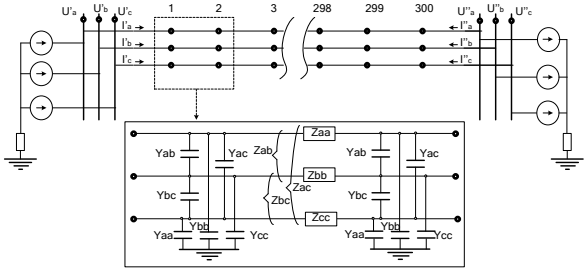


Рис. 2 Расчетная схема замещения линии

Далее после получения значений измеренных при коротком замыкании фазных напряжений на шинах и токов с двух концов линии (‘ и “) задаются поочередно точки j в конце каждого участка вдоль линии, рассчитываются и сохраняются для двух концов линии значения комплексных фазных напряжений в каждой j-ой точке по выражениям:

$$\dot{U}'_j=(1-Y'_{ij}*Z'_{ij})^{-1}*(1+Y'_{ij}*Z'_{ij})*\dot{U}'_i-Z'_{ij}*\dot{I}'_{ij}$$

$$\dot{U}''_j=(1-Y''_{ij}*Z''_{ij})^{-1}*(1+Y''_{ij}*Z''_{ij})*\dot{U}''_i-Z''_{ij}*\dot{I}'''_{ij}$$

где: $\dot{U}'_i=\begin{vmatrix}\dot{U}'_{Ai}\\ \dot{U}'_{Bi}\\ \dot{U}'_{Ci}\end{vmatrix}$, $\dot{U}''_i=\begin{vmatrix}\dot{U}''_{Ai}\\ \dot{U}''_{Bi}\\ \dot{U}''_{Ci}\end{vmatrix}$ - значения комплексных фазных напряжений в каждой i-ой точке линии с одного (‘) и другого

(“)конца линии, для i=1 значения напряжений измеренных на шинах одного (‘) и другого (“)конца линии (В);

$$\dot{U}'_j = \begin{vmatrix} \dot{U}'_{Aj} \\ \dot{U}'_{Bj} \\ \dot{U}'_{Cj} \end{vmatrix}, \quad \dot{U}''_j = \begin{vmatrix} \dot{U}''_{Aj} \\ \dot{U}''_{Bj} \\ \dot{U}''_{Cj} \end{vmatrix}$$ - значения комплексных фазных напряжений в каждой j-ой точке линии с одного (‘) и другого (“)конца линии (В);

$$\dot{I}'_{ij} = \begin{vmatrix} \dot{I}'_{Aij} \\ \dot{I}'_{Bij} \\ \dot{I}'_{Cij} \end{vmatrix}, \quad \dot{I}''_{ij} = \begin{vmatrix} \dot{I}''_{Aij} \\ \dot{I}''_{Bij} \\ \dot{I}''_{Cij} \end{vmatrix}$$ - значения комплексных фазных токов на участке i-j с одного (‘) и другого (“)конца линии, для i=1; значения комплексных фазных токов измеренных с одного(‘) и другого (“)конца линии (А);

$$Z'_{ij} = \begin{vmatrix} Z'_{AA\,ij} & Z'_{AB\,ij} & Z'_{AC\,ij} \\ Z'_{BA\,ij} & Z'_{BB\,ij} & Z'_{BC\,ij} \\ Z'_{CA\,ij} & Z'_{CB\,ij} & Z'_{CC\,ij} \end{vmatrix},$$

$$Z''_{ij} = \begin{vmatrix} Z''_{AA\,ij} & Z''_{AB\,ij} & Z''_{AC\,ij} \\ Z''_{BA\,ij} & Z''_{BB\,ij} & Z''_{BC\,ij} \\ Z''_{CA\,ij} & Z''_{CB\,ij} & Z''_{CC\,ij} \end{vmatrix}$$ - значения продольных собственных и взаимных сопротивлений участков i-j схемы замещения линии с одного (‘) и другого (“)конца линии (Ом);

Рассчитываются значения фазных токов в поперечных емкостных проводимостях в i-той и j-той точках участка линии по выражениям:

$$\dot{I}'_{i0} = Y'_{ij} * \dot{U}'_i; \; \dot{I}'_{j0} = Y'_{ij} * \dot{U}'_j;$$

$$\dot{I}''_{i0} = Y''_{ij} * \dot{U}''_i; \quad \dot{I}''_{j0} = Y''_{ij} * \dot{U}''_j.$$

Если в j-ом узле включена отпайка, то рассчитываются значения фазных токов в поперечных емкостных проводимостях и в отпайке в j-той точке линии по выражениям:

$$\dot{I}'_{j0} = \left(Y'_{ij} + Y_{j\,отп}\right) * \dot{U}'_j;$$

$$\dot{I}''_{j0} = \left(Y''_{ij} + Y_{j\,отп}\right) * \dot{U}''_j.$$

Рассчитываются и сохраняются значения фазных токов в продольных сопротивлениях в каждом (ij+1)-ом участке линии по выражениям:

$$\dot{I}'_{ij+1} = \dot{I}'_{ij} - \dot{I}'_{i0} - \dot{I}'_{j0}; \quad \dot{I}''_{ij+1} = \dot{I}''_{ij} - \dot{I}''_{i0} - \dot{I}''_{j0},$$ где:

$$Y'_{ij} = \begin{vmatrix} Y'_{AA\,ij} & Y'_{AB\,ij} & Y'_{AC\,ij} \\ Y'_{AB\,ij} & Y'_{BB\,ij} & Y'_{BC\,ij} \\ Y'_{CA\,ij} & Y'_{CB\,ij} & Y'_{CC\,ij} \end{vmatrix},$$

$$Y''_{ij} = \begin{vmatrix} Y''_{AA\,ij} & Y''_{AB\,ij} & Y''_{AC\,ij} \\ Y''_{AB\,ij} & Y''_{BB\,ij} & Y''_{BC\,ij} \\ Y''_{CA\,ij} & Y''_{CB\,ij} & Y''_{CC\,ij} \end{vmatrix}$$ - значения поперечных собственных и взаимных емкостных проводимостей половины участка i-j схемы замещения линии с одного (‘) и другого (“)конца линии (Сим);

$$\dot{I}'_{i0} = \begin{vmatrix} \dot{I}'_{Ai} \\ \dot{I}'_{Bi} \\ \dot{I}'_{Ci} \end{vmatrix}, \quad \dot{I}''_{i0} = \begin{vmatrix} \dot{I}''_{Ai} \\ \dot{I}''_{Bi} \\ \dot{I}''_{Ci} \end{vmatrix}$$ – значения рассчитанных фазных токов в поперечных емкостных проводимостях в начале каждого ij-ого участка линии с одного (‘) и другого (“)конца линии (А);

$$\dot{I}'_{j0} = \begin{vmatrix} \dot{I}'_{Aj} \\ \dot{I}'_{Bj} \\ \dot{I}'_{Cj} \end{vmatrix}, \quad \dot{I}''_{j0} = \begin{vmatrix} \dot{I}''_{Aj} \\ \dot{I}''_{Bj} \\ \dot{I}''_{Cj} \end{vmatrix}$$ – значения рассчитанных фазных токов в поперечных емкостных проводимостях в конце каждого ij-ого участка линии с одного (‘) и другого (“)конца линии (А);

$$Y_{отп\;j} = \begin{vmatrix} Y_{A\,отп\,j} & 0 & 0 \\ 0 & Y_{B\,отп\,j} & 0 \\ 0 & 0 & Y_{C\,отп\,j} \end{vmatrix}$$ – фазные значения проводимостей отпайки, включающие в себя проводимости ли-

нии и трансформатора от отпайки до нагрузки и нагрузки отпайки (Сим).

Далее из сохраненных значений комплексных фазных напряжений $\dot{U}_j'$ и $\dot{U}_j''$ выделяются модули, по которым строятся графики с двумя осями зависимости модулей напряжений от номера участка (от расстояния). Точка пересечения графиков соответствует точке короткого замыкания.

Проверка метода выполнена на условной трехфазной модели линии напряжением 500 кВ, длиной 300 км, представленной 300-ми участками П-образной схемы замещения (рис. 2). Расчеты режимов с КЗ проводились по программе расчета электрических режимов в фазных координатах.

Также выполнены расчеты по ОМКЗ на реальной линии 500 кВ Иркутской электросетевой компании.

Получены результаты, показывающие отсутствие методических погрешностей.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Метод позволяет определять место всех видов КЗ, для линий любых напряжений, при этом не чувствителен к переходному сопротивлению КЗ.

Линия может быть задана как однородная, т.е. параметры участков вдоль всей длины не изменяются, так и разнородная, т.е. учитываются особенности каждого участка линии, что позволяет с высокой точностью учитывать транспозицию линии и отпайки на линии.

Линия может быть как одно цепная, так и много цепная, причем цепи могут быть разных напряжений. Возможен учет грозозащитных тросов при наличии измерения токов в них и напряжений на заземлителях подстанций.

В предлагаемом методе не требуется выполнять синхронизацию измеренных величин токов и напряжений по концам линии.

Метод позволяет кроме ОМКЗ определить место разрыва провода линии.

Полученные результаты позволяют говорить о методе, который не имеет методических погрешностей, позволяет с высокой точностью определять место КЗ, место разрыва на линии любого напряжения по несинхронизированным замерам фазных токов и напряжений с двух концов линии. Точность ОМКЗ зависит только от точности измерения токов и напряжений и от точности задания параметров схемы замещения линии.

5. ЛИТЕРАТУРА

1) Висящев А.Н. Приборы и методы определения места повреждения на линиях электропередачи: Учебное пособие. – Иркутск: Издательство ИрГТУ, 2001, ч.2.

2) Висящев А.Н., Устинов А.А. Односторонний метод определения места повреждения с учетом емкостной проводимости. Материалы Всероссийской НПК «Повышение эффективности производства и использования энергии в условиях Сибири» - Иркутск: Изд-во ИрГТУ. – 2006.

3) Шалыт Г.М. Определение мест повреждений в электрических сетях. – М: Энергоатомиздат, 1982.

4) Вершинин Е.А., Трофимов С.Н. Два метода исследования проводных структур. – Кемерово: Издательство КГУ.

5) Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в энергетических системах, изд-во Энергия, 1970г., с 293,294

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Тигунцев Степан Георгиевич – доцент кафедры Электрические станции, сети и системы ИРНИТУ, Иркутск, Россия, кандидат технических наук, доцент. Основные научные интересы: определение мест повреждения на линиях электропередачи, наведенные напряжения, качество электрической энергии.

Совершенствование моделей и методов анализа установившихся режимов электрических систем

О.М. Грунин, К.А. Пушков

Расчет и анализ установившихся режимов является важнейшей частью обеспечения надежной работы энергосистемы. В настоящее время расчет установившихся режимов электроэнергетических систем производится с применением различных программных комплексов (ПК «КОСМОС», ПК «RastrWin»). Данный подход подразумевает перенос полученных результатов из одного комплекса в другой в ручном режиме, что является неоптимальным с точки зрения надежности полученного результата. Актуальным на данный момент вопросом является создание расчетного модуля для проведения автоматического оценивания и дальнейшего расчета параметров установившегося режима энергосистем с анализом полученных результатов на каждом шаге расчета.

Ключевые слова: **оценивание состояния; установившийся режим; электроэнергетическая система; режимы работы.**

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время методы оценивания состояния (ОС) электроэнергетических систем являются основным источником полной и достоверной информации о режиме работы электроэнергетической системы (ЭЭС).[1,2,5]

Задачи повышения надежности и экономичности функционирования ЭЭС диктуют необходимость дальнейшего повышения качества оценивания состояния, совершенствования программных средств анализа режимов. По этим причинам актуальной является работа по совершенствованию моделей, методов и программных средств оценивания состояния, а так же программ анализа режимов в традиционной (детерминированной) форме.

Под оценкой состояния ЭЭС понимаются сборка расчетной схемы замещения с использованием телесигналов (ТС) о состоянии коммутационных аппаратов и задача расчета установившегося режима на основе телеизмерений (ТИ).

В данной статье описана задача on-line расчета состояния ЭЭС. С этими задачами связано решение и таких вопросов, как проверка связности схемы, фильтрация измерений, содержащих грубые ошибки, устранение локальной ненаблюдаемости режима, подавление сбойных замеров, уточнение параметров сети и т.п.

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Предлагается универсальная модель анализа установившегося режима электрических систем. Модель позволяет проводить как расчет режима в детерминированной постановке (количество уравнений режима равно количеству искомых узловых напряжений), допуская смешанный состав данных, так и оценку состояния ЭЭС при избыточности измерений.

Все узлы подразделяются на: сетевые (или транзитные)– с нулевой инъекцией мощности; нагрузочные; генераторные; нагрузочно-генераторные; базисный.

Существующие на данный момент модели и комплексы оценивания не в полной мере отвечают всем требованиям, предъявляемым к результатам оценки состояния. Предстоит решить следующие задачи:
- предложить универсальную и более строгую модель ОС;
- обеспечить точное соблюдение балансов тока в сетевых узлах;
- создать программы формирования псевдоизмерений, проверки связности схемы, коррекции весовых коэффициентов, выделения «сбойных» измерений;
- создать архив оценки состояния.

На основании анализа всех существующих моделей оценивания были разработаны универсальные модель и алгоритм ОС, отвечающие всем требованиям надежности расчётов и точности результатов.

Процесс оценивания режима состоит из следующих этапов:

1. Сборка расчетной схемы

Первичный контроль достоверности ТИ сводят к проверке условий: $1) P_i^* > 0, Q_i^* > 0$ $2) U_i^- \le U_i \le U_i^+$; $3) Q_i^- \le Q_i \le Q_i^+$; $4) \dot{P}_{ij} \cong -\dot{P}_{ij}$ (соответствие направлений активной мощности по концам линии), где R+,R- верхняя и нижняя границы диапазона измерения параметра R. Значения R+,R- и кванта σ для каждого замера хранят в отдельных массивах.

Все измерения подразделяют на «достоверные», «сомнительные» и «недостоверные». Последние обычно исключают из расчета, а для «сомнительных» понижают весовые коэффициенты, учитывающие качество измерений.

В дальнейший расчет не попадают отключенные ветви. Для ветви, отключенной с одного конца, на отключенном конце образуется транзитный узел. При включенном ШСВ два узла для дальнейшего расчета объединяются в один.

2.Блок проверки связности схемы

Проверяется наличие связи всех узлов схемы с базисным узлом. Не связанные узлы в дальнейшем игнорируются.

3.Блок обеспечения наблюдаемости (выявление невосстанавливаемых измерений, ввод псевдоизмерений)

Проверку наблюдаемости выполняют для того, чтобы выяснить – позволяет ли имеющийся массив измерений R* выполнить оценку режима в полном объеме? Другими словами - содержит ли массив R* базисный набор измерений? Если имеющихся измерений недостаточно, то необходимо выяснить в какие именно узлы надо добавить, пусть и приближенные, значения нагрузок (псевдоизмерений ПИ) с тем, чтобы обеспечить наблюдаемость режима. Проверка наблюдаемости выполняется раздельно для активной и реактивной моделей установившегося режима. Напомним, что активная модель режима – это распределение активных мощностей, определяющих значения фазовых узлов напряжений. Для реактивной модели определяют распределение реактивных мощностей и соответствующие им значения модулей узловых напряжений.

4.Предварительная фильтрация измерений

Для каждого параметра задаются нижняя и верхняя границы. При выходе измерения за границы данный замер является сомнительным.

Более строгая (чем напри-мер в ПВК «КОСМОС») математическая модель имеет вид:

$$\varphi(X,Y) = \sum_{i=1}^{N} C_i [R_i(X,Y) - R_i^*]^2 = (\boldsymbol{R} - \boldsymbol{R}^*)^t \boldsymbol{C} (\boldsymbol{R} - \boldsymbol{R}^*) \to \min, \qquad (1)$$

при ограничениях F(X,Y)=0;

где X,Y- векторы напряжений «сетевых» и нагрузочных (или генераторных) узлов схемы, соответственно; N- прошедшее фильтр количество измерений без учета нулевых нагрузок «сетевых» узлов; R,R*- векторы рассчитываемых и измеренных параметров режима, C- диагональная матрица весовых коэффициентов размером NxN; ci- весовой коэффициент, учитывающий значимость и качество измерения R*i относительно других параметров; Ri(X,Y)- функция, определяющая режимный параметр Ri через узловые напряжения, R*i- измеренное значение параметра, t- символ транспонирования, F(X,Y) – вектор-функция линейных уравнений балансов токов для сетевых узлов.

Обозначим вектор напряжения i-го узла схемы замещения как:

$$\dot{U}_i = V_i + jE_i (i = 1,2,...,n) \qquad (2)$$

где Vi, Ei - продольная и попе-речная проекции вектора, а n –общее количество узлов схемы. Уравнения балансов активных (Ii') и реактивных (Ii") токов для сетевых узлов тогда приобретают вид:

$$\Delta I_i^{'} = \sum_{j=1}^{n} (g_{ij} V_j + b_{ij} E_j) = 0; \; i = 1,...,k, \qquad (3)$$

$$\Delta I_i^{"} = \sum_{j=1}^{n}(g_{ij}E_j - b_{ij}V_j) = 0;\ \ i = 1,...,k, \qquad (4)$$

т.е являются линейными.

Применение ограничений позволяет избежать в процессе оценивания появления в сетевых узлах несуществующих нагрузок, что более точно отражает реальные объемы потребления и величину технических потерь электроэнергии.

Минимизация φ(X,Y) выполняется регуляризованным методом Гаусса-Ньютона [4] и завершается, как только напряжения от итерации к итерации изменяются менее чем заданная погрешность ε (в расчетах принимали ε=0.001 кВ).

Алгоритм оценивания:

1.Ввод и первичная фильтрация измерений, проверка связности, сборка расчетной схемы электрической сети, формирование псевдоизмерений для обеспечения наблюдаемости режима , формирование массивов C и R

2.Вычислить матрицу чувствительности A=dX/dY ,которая остается постоянной до тех пор, пока не изменится схема.

3.Принять k=0 и назначить стартовые значения напряжений несетевых узлов - Yk

4. По формуле Xk=AYk найти значение Xki сформировать полный вектор узловых напряжений Uk=(Xk|Yk)t

5. Сформировать матрицу

$$J = \partial R / \partial Y + \partial R / \partial X * A \qquad (5)$$

6. Рассчитать

$$H_k = J^t C J,\ \ \nabla\varphi = J^t C(R - R^*) \qquad (6)$$

7. Решить систему линейных уравнений определить вектор поправок ΔYk(β≥0- параметр регуляризации, выбираемый эмпирически, например, β=0,0001 для расчетов режимов в именованных единицах)

8. Вычислить ΔXk=AΔYk и получить объединенный вектор поправок ΔUk=(ΔXk|ΔYk)t

9.Определить оптимальный шаг спуска αк из условия minφ(Uk+ α_kΔUk) и уточнить узловые напряжения Uk+1=Uk+ α_kΔUk

10. Если максимальное по модулю приращение узлового напряжения не превышает допускаемой погрешности, то Uk+1считается решением, иначе k=k+1 и на п.7

Анализ текущего состояния ЭЭС предполагает высокую надежность получения решения УУР, во многом зависящую от выбора начальных приближений Uo. Если схема замещения сети не меняется, а расчеты режимов выполняются один за другим, то в качестве Uo для очередного расчета можно было бы принять значения узловых напряжений, полученные по результатам расчета предшествующего режима. Здесь предполагается, что узловые нагрузки в ЭЭС изменяются достаточно медленно. Обычным является выбор начальных приближений в форме «плоского старта». Во многих программах такая возможность предусмотрена по умолчанию. Возможен и выбор начальных значений напряжений из таблиц исходных данных.

Для задач расчетов режимов в детерминированной постановке возможен другой способ целенаправленного улучшения начальных приближений.

Если принять УУР F(U)=0 в форме балансов токов и использовать для векторов напряжений прямоугольные координаты, то сводя задачу расчета режима к виду φ(U)=FtF→min и применяя метод Ньютона второго порядка, получим соотношение

$$(J^t J + VE)\Delta U = -\nabla\varphi \qquad (7)$$

решаемое на каждой итерации. При этом слагаемое VF в 6 имеет трехдиагональную форму, что позволяет получить аналитические выражения его собственных чисел:

$$\lambda_i^2 = \lambda_{i+N}^2 = 4\frac{P_i^2 + Q_i^2}{(V_i^2 + E_i^2)^3}(f_i^2 + f_{i+N}^2), \quad (8)$$

$$\lambda_i = -\lambda_{i+N}, i=1,2,...,N,$$

где f_i^2 и f_{i+N}^2 - небалансы активного и реактивного токов для узла i; N – число расчетных узлов в схеме замещения; Vi+jEi – вектор напряжения узла i; Pi+Qi – активные и реактивные мощности, генерируемые в узле i.

Теперь задачу целенаправленного улучшения начальных приближений можно свести к условию

$$R(U) = \sum_{i+1}^{N} \lambda_i^2 \to \min U \quad (9)$$

Минимизация R(U) представляет собой задачу определения минимума взвешенной суммы квадратов невязок УУР, решение кото-рой обеспечивает как снижение небалансов узловых токов, так и выпуклость функции φ(U) в точке нового начального приближения.

В основе представляемого программного вычислительного комплекса (ПВК) лежит метод оценивания установившегося режима по измерениям. Исходными данными для расчета по вышеуказанному ПВК являются значения параметров схемы замещения, значения величин перетоков мощности между узлами сети, значения напряжения в узлах, величины мощностей в нагрузочных и генераторных узлах, а так же весовые коэффициенты. Весовой коэффициент является показателем достоверности измерений и отражает вероятностный разброс значения величины параметра. Величина весового коэффициента в ПВК задается отдельно для каждого измерения. Данные полученные помимо телеметрии (данные АСКУЭ, архивные данные узловых нагрузок, используемых в качестве псевдоизмерений, почасовые сведения из диспетчерской ведомости), считаются менее точными, чем ТИ так как не являются мгновенными.

В данном комплексе весовой коэффициент задается программно в виде [3]:

$$c_i = (c_i^{'} / \sigma_i)^2, \quad (10)$$

где $c_i^{'}$ - коэффициент учитывающий априорное качество измерения, равный 1 для достоверных измерений и 0,1 для сомнительных, равно величине кванта телемеханики (величина, на которую отличаются два соседних дискретных значения телеизмерения, обусловленная особенностью механизма их сбора и передачи по каналам связи)

Для псевдоизмерений предлагается способ вычисления исходя из границ их изменения:

$$\sigma_i = \left| R_{i+}^* - R_{i-}^* \right| \Big/ k \quad (11)$$

Где Ri-*, R* - нижняя и верхняя границы изменения параметра, k – коэффициент, принимаемый числу условных квантов (например, k=100).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Строгость математической модели позволяет обеспечить по сравнению с существующими ПВК повышение качества оценки установившихся режимов для нужд оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами. Более точно определяются генерация, потребление, потери мощности, неизмеряемые нагрузки подстанций, загрузка основного оборудования, коэффициенты трансформации автотрансформаторов связи и т.п. Качественная информация, получаемая при оценивании в on-line режиме, может использоваться другими ПВК для решения задач оптимизации или противоаварийного управления.

2. Предложенный метод Гаусса-Ньютона с регуляризацией обеспечивает вычислительную устойчивость итерационного процесса оценивания режима даже при малой избы-

точности измерений. Сходимость к решению обеспечивается за 4-7 итераций

3. Создание архива результатов успешных оцениваний позволяет определить величину и структуру технических потерь электроэнергии, выявлять неисправные измерительные устройства, вычислять фактические погрешности измерении, обусловленные действием различных факторов. Архив полезен для формирования псевдоизмерений, необходимых для обеспечения наблюдаемости режима электрической системы, а так же для уточнения сопротивлений обмоток трехобмоточных (авто)трансформаторов в схеме замещения.

4. ПВК оценивания имеет дружественный интерфейс. Первый вариант комплекса проходил апробацию в Филиале ОАО «СО ЕЭС» Забайкальское РДУ

ЛИТЕРАТУРА

[1] Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем.- М.: Наука,1976.220с.

[2] Вторушин А.С. Совершенствование моделей и методов оценивания состояния электроэнергетических систем: автореф. на соиск. учен.степ. канд.техн. наук/ ЧитГУ.Чита,2004. 27 с.

[3] Грунин О.М. Математические задачи энергетики – Чита: ЧитГУ , 1997.-110 с.

[4] Гамм А.З., Герасимов Л.Н. Оценивание состояния в электроэнергетике. - М: Наука.- 1983.- 303с.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Грунин Олег Михайлович – Почетный работник высшего профессионального образования России; работает в Забайкальском Государственном Университете с 1979 года. Доцент кафедры электроэнергетики и электротехники Забайкальского Государственного Университета. Основные научные интересы: оптимизация режимов электроэнергетических систем и методы оценки их состояния.



Пушков Кирилл Александрович окончил Забайкальский Государственный университет по специальности «Электроснабжение». Аспирант кафедры электроэнергетики и электротехники Забайкальского Государственного Университета. Ведущий специалист оперативно-диспетчерской службы Регионального Диспетчерского Управления энергосистемой Забайкальского края.

Управляемый подмагничиванием трансформатор

С.С. Смирнов, А.Б. Осак

В качестве управляемого источника реактивной мощности предлагается использовать 3-х фазную группу однофазных управляемых подмагничиванием трансформаторов броневого типа. Обмотки управления размещаются на боковых стержнях, включаются встречно и подключаются к управляемому источнику постоянного напряжения. Обмотки управления создают круговой магнитный поток, что приводит к изменению потребляемой реактивной мощности обмотки среднего стержня. Необходимая мощность источника постоянного напряжения менее 1% от мощности трансформатора. Так как обмотки управления закорочены через источник постоянного тока, то в них возникает ток частотой 100 Гц, приводящей к выравниванию напряжений 50 Гц на обмотках управления и их взаимной компенсации. Взаимодействие магнитных полей трансформатора имеет сложный нелинейный характер и поэтому требуется экспериментальная оценка его режимных свойств. В качестве однофазного управляемого трансформатора может использоваться серийный трехфазный трансформатор. Обмотки высокого напряжения боковых стержней включаются встречно, и к ним подсоединяется источник постоянного напряжения. Испытания выполнены на трехфазном трансформаторе мощностью 820 ВА напряжением 380 В, который использовался как однофазный трансформатор мощностью 273 ВА с напряжением 220 В. При токе управления 1,91 А и напряжении 220 В реактивная мощность составила 265 Вар.

Технико-экономическое сравнение управляемого трансформатора мощностью 40 МВА реализованного с использованием 3-х трехфазных трансформаторов мощностью по 40 МВА с синхронным компенсатором 50 МВА показало, что он имеет меньшие удельные капиталовложения при лучших регулировочных и эксплуатационных характеристиках.

Ключевые слова: **электроэнергетическая система, качество электрической энергии, реактивная мощность, регулирование напряжения.**

1. ВВЕДЕНИЕ

При передаче активной мощности от электростанций к потребителям по ЛЭП требуются источники реактивной мощности, которые обеспечивают допустимые величины напряжения в узлах присоединения потребителей и электростанций, статическую и динамическую устойчивость режимов системы. В качестве плавно регулируемых источников реактивной мощности используются генераторы электростанций, синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы (УШРП), управляемые тиристорами реакторы трансформаторного типа (УШРТ), транзисторные статические компенсаторы (СТАТКОМ).

Управляемый однофазный источник реактивной мощности можно реализовать с использованием управляемого подмагничиванием трансформатора (УПТр).

2. КОНСТРУКЦИЯ УПТР

Если в однофазном трансформаторе броневого типа на боковых стержнях разместить обмотки управления, подключенные к источнику постоянного тока, то получим управляемый подмагничиванием трансформатор (УПТр). Схема подключения обмоток УПТр показана на рис. 1.

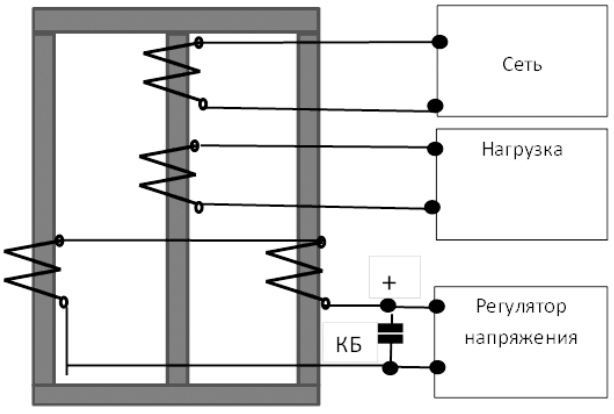


Рис.1. Схема подключения обмоток УПТр.

На основном стержне размещается первичная обмотка высокого напряжения (ВН) и вторичная обмотка низкого напряжения (НН), а на боковых стержнях размещаются обмотки управления (У1 и У2). Обмотки ВН, У1 и У2 имеют одинаковое общее сечение. Боковые стержни имеют сечение стали в 2 раза меньшее, чем центральный стержень. Суммарное сечение обмоток увеличивается в 1,5 раза.

Обмотка ВН подключается к сети. Обмотки подмагничивания У1 и У2 включены встречно и к ним подключены конденсатор КБ и автоматический регулятор напряжения (РН), являющийся регулируемым источником постоянного напряжения. Так как обмотка управления закорочена конденсатором, то переменное напряжения на обмотке будет незначительным. Если регулятор напряжения получает питание от обмотки НН, то УПТр будет работать при отсутствии внешних источников питания (автономно).

К обмотке низкого напряжения НН может быть подключена нагрузка. Если к обмотке НН присоединить коммутируемую батарею конденсаторов, то такой трансформатор, если его рассматривать со стороны энергосистемы, будет эквивалентен синхронному компенсатору. Максимальная генерируемая реактивная мощность будет соответствовать мощности конденсаторной батареи.

Управляемый трансформатор может быть реализован за счет использования серийного трехфазного трансформатора. Обмотки среднего стержня используются как сетевая и нагрузочная. Сетевые обмотки боковых стержней используются как управляющие, и к ним подсоединяется регулятор тока управления. Если используется трехфазный трансформатор мощностью 25 МВА с потерями короткого замыкания 0,8%, то номинальная мощность РН будет 0,8%. Мощность РН значительно меньше мощности УПТр. В качестве УПТр могут использоваться трансформаторы, находящиеся в резерве (на складах) у электросетевых предприятий, так как не требуется их переделка и изменяется только схема подключения к внешним устройствам.

3. РЕЖИМЫ РАБОТЫ УПТР

При отсутствии подмагничивания УПТр работает как обычный трансформатор. При подключении регулятора напряжения к обмоткам управления в них возникает постоянный ток, который приводит к насыщению стали боковых стержней и изменению тока сетевой обмотки ВН. На управляющих обмотках У1 и У2 кроме напряжения 50 Гц наводится пилообразное напряжение частотой 100 Гц. Так как обмотки управления включены встречно и закорочены конденсатором и РН, в них возникает ток частотой 50 Гц и 100 Гц.

Расчет и анализ регулировочных свойств УПТр сложен из-за взаимодействия магнитопровода, находящегося в режиме глубокого насыщения, с токами обмоток основной и управления. Для исследования регулировочных свойств УПТр использовался УПТр малой мощности, реализованный на трехфазном трансформаторе.

4. ОБЪЕКТ ИСПЫТАНИЙ

Испытывался трехфазный трансформатор с номинальным напряжением 380 В мощностью 820 ВА. Фазное напряжение первичной обмотки 220 В. Мощность фазы номинальная 273 ВА, ток 1,85 А. Номинальное напряжение вторичной обмотки 26 В. Трансформатор использовался в качестве однофазного УПТр мощностью 270 МВА. Схема подключение обмоток приведена на рис. 1. К сети подключалась обмотка ВН среднего стержня. Обмотки ВН крайних стержней были включены встречно и используются в качестве обмоток управления У1 и У2. К обмотке НН среднего стержня подключалась нагрузка (активная, батарея конденсаторов).

В качестве источника постоянного напряжения использовался блок питания с номинальным напряжением 24 В и номинальным током 2 А. Величина тока управления изменялась с помощью реостата. К входу обмотки управления был присоединен электролитический конденсатор величиной 4800 мкФ,

который обеспечивал шунтирование переменного тока обмотки.

В процессе испытаний измерялись и регистрировались параметры режима сетевой обмотки и обмотки управления: действующие значения напряжения и тока, активная и реактивная мощности, осциллограммы токов и напряжений, гармонический состав токов, напряжений.

5. РЕЖИМ ХОЛОСТОГО ХОДА УПТР

При номинальном напряжении ток холостого хода равен 0,92% от номинального тока. При напряжении 263 В ток возрастает до 1,24%. Ток холостого хода значительно меньше номинального тока.

6. РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УПТР В РЕЖИМЕ УПРАВЛЯЕМОГО РЕАКТОРА

Осциллограммы токов и напряжений сети и обмотки управления при напряжении на первичной обмотке 220 В и токе 2 А приведены на рис. 2.

Из рис. 2 видно, что напряжение на обмотке управления близко к постоянному. В токе обмотки управления кроме постоянного тока имеются токи частотой 50 Гц и 100 Гц. Ток в первичной обмотке близок к синусоиде.

Зависимость потребляемой УПТр из сети реактивной мощности от тока управления при разных напряжениях сети отражена в таблице 1 и на рис. 3. Реактивная мощность зависит как от тока управления, так и от напряжения сети. За счет изменения тока управления потребляемая мощность изменяется в широком диапазоне и эта зависимость близка к квадратичной. При токе управления 1,93 А потребляемая реактивная мощность равна номинальной мощности трансформатора.

В токе первичной обмотки наиболее существенной является гармоника 3, коэффициент, который составляет при номинальном токе и номинальном напряжении 7,66%. Токи 5-й и 7-й гармоник при номинальном токе меньше 1%. Зависимость величины токов 3-й гармоники в токе первичной обмотки при изменении тока управления и напряжения сети показана на рис. 3. Этот ток будет компенсирован, если обмотки НН 3-х фазной группы однофазных УПТр будут соединены в треугольник.

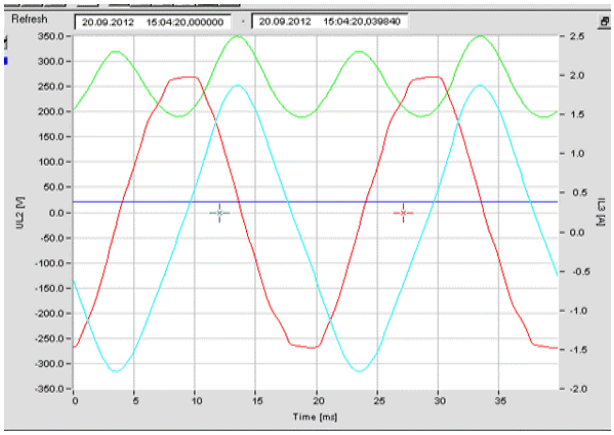


Рис. 2. Осциллограммы напряжений и токов первичной обмотки и обмотки управления при токе управления 2А.

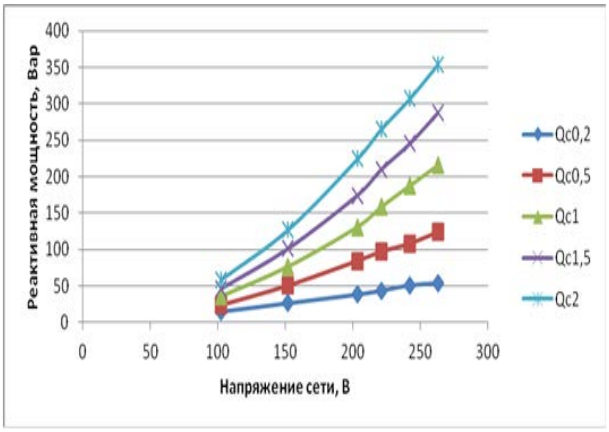


Рис.3. Зависимость реактивной мощности в первичной обмотке УПТр от напряжения сети и тока управления (величина тока управления приведена в названии кривой).

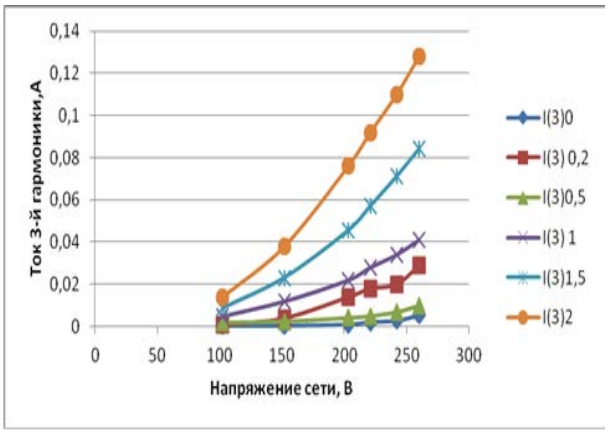


Рис.4. Токи гармоники 3 в токе первичной обмотки УПТр.

ТАБЛИЦА.1. ЗАВИСИМОСТЬ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ОТ ТОКА УПРАВЛЕНИЯ И НАПРЯЖЕНИЯ СЕТИ (УКАЗАНО В НАЗВАНИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ).

Iy, A	Q100, Вар	Q150, Вар	Q200, Вар	Q220, Вар	Q240, Вар	Q260, Вар
0	0,55	1,162	2,234	2,827	3,596	4,828
0,185	13,9	25,9	38,2	43,7	51,3	54,2
0,506	23,2	50,1	83,7	96,5	107,5	123,4
1,024	35,2	76,3	130,7	158,5	187,5	216
1,47	45,9	100,9	174	209,7	245	287,7
1,91	58,7	127	224	265	306,6	354

Зависимости тока 100 Гц в обмотке управления от тока управления и напряжения сети отражены на рис. 4. Ток 100 Гц возрастает при увеличении тока управления и напряжения сети. Ток 100 Гц уменьшает токи высших гармоник в сетевой обмотке и не приводит к заметному увеличению потерь в обмотке управления, так как при токе управления 2 А ток 100 Гц равен 0,33 А (15%).

7. РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УПТР ПРИ ПОДКЛЮЧЕНИИ БАТАРЕИ КОНДЕНСАТОРОВ

К вторичной обмотке УПТр была подключена батареи конденсаторов номинальной мощностью 162 Вар. При отсутствии тока управления реактивная мощность протекаемая по первичной обмотке имеет емкостной характер и равна 161 Вар, а при токе управления 2 А имеет индуктивный характер и равна 112 Вар. Зависимость реактивной мощности от тока управления при разных напряжениях сети приведена на рис. 6.

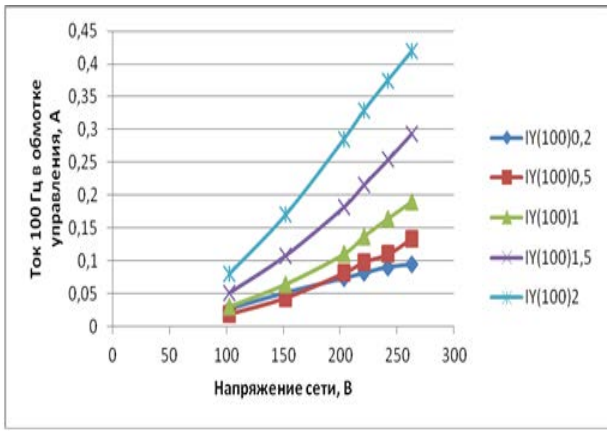


Рис. 5. Зависимость тока 100 Гц в обмотках управления УПТр от напряжения и тока управления.

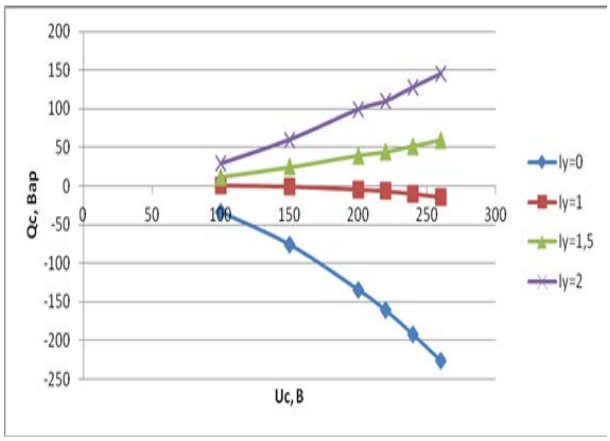


Рис.6. Зависимость реактивной мощности в первичной обмотке УПТр от напряжения сети.

8. РЕГУЛИРОВОЧНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УПТР ПРИ АКТИВНОЙ НАГРУЗКЕ

К вторичной обмотке был подключен резистор мощностью 106 Вт при номинальном напряжении. Зависимость потребляемой УПТр из сети реактивной мощности от тока управления при разных напряжениях сети приведена на рис. 7.

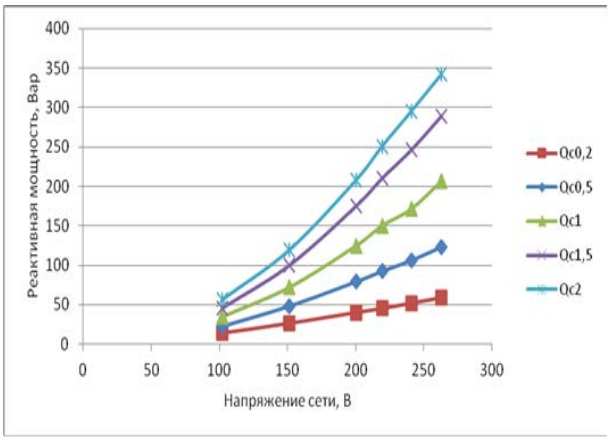


Рис.7. Зависимость реактивной мощности в первичной обмотке УПТр от напряжения сети при наличии активной нагрузки.

ТАБЛИЦА 2. РЕЖИМ ОБМОТКИ УПРАВЛЕНИЯ ПРИ ТОКЕ УПРАВЛЕНИЯ 2.2А.

F	Uy		U1		Iy	
Гц	В	%	В	%	А	%
0	23,8	100	11,86	100	2,12	100
50	0,24	1,008	62,64	528,162	0,068	3,208
100	0,042	0,176	3,57	30,101	0,393	18,538
150	0,021	0,088	12,58	106,071	0,0096	0,453
200	0,004	0,017	0,59	4,975	0,028	1,321
250	0,0015	0,006	1,55	13,069	0,0058	0,274

ТАБЛИЦА 3. СТОИМОСТЬ ИСТОЧНИКОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.

Вид устройства	Напряжение	Мощность	Стоимость	Выключатель ВН	Трансформатор	Выключатель НН	Всего	
	кВ	МВар	т.руб	т.руб	т.руб	т.руб	т.руб	руб/кВар
Шр	110	100	9500	7300			16800	168,00
КБ	110	54	14750	7300			22050	408,33
УШРП	110	32	10500	7300	0	0	17800	556,25
УПТр	110	40	0	7300	21900	0	29200	730,00
СК	110	50	29000	7300	7300	500	44100	882,00
СТК	110	100	135000	7300	10200	500	153000	1530,00
Шр	220	100	9500	15000			24500	245,00
КБ	220	54	14750	15000			29750	550,93
УШРП	220	63	19500	15000	0	0	34500	547,62
УПТр	220	40	0	15000	21900	0	36900	922,50
СК	220	50	48000	15000	7300	500	70800	1416,00
СТК	220	100	135000	15000	15870	500	166370	1663,70

Реактивная мощность зависит от тока управления и от напряжения сети. При подключении к обмотке НН активной нагрузки сохраняется возможность управления потребляемой реактивной мощностью за счет тока обмотки управления.

9. РЕЖИМ РАБОТЫ ОБМОТКИ УПРАВЛЕНИЯ УПТ

Были проведены измерения режима обмоток управления УПТр с целью определения взаимодействия обмоток управления У1 и У2. Так как обмотки включены встречно и закорочены конденсатором в них происходит взаимная компенсация переменных напряжений. Были проведены измерения режима обмотки управления при работе в режиме реактора при мощности близкой к номинальной. Результаты измерений отражены в таблице 2. В этой таблице обозначены: Uy – суммарное напряжение на обмотках управления, U1 – напряжение одной обмотки управления, Iy – ток управления.

Отмечается низкий уровень напряжения гармонических составляющих на источнике питания вследствие значительной взаимной компенсации наведенных напряжений на обмотках управления. За счет тока управления одновременно изменяется напряжение обоих плеч обмотки управления. Величина напряжения основной гармоники 50 Гц на одной обмотке больше постоянной составляющей в 5,28 раза, а суммарное напряжение двух обмоток равно 1% от постоянного напряжения.

10. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Регулирование напряжения и реактивной мощности связано с обеспечением качества электрической энергии и минимизацией по-

терь, поэтому важны экономические свойства источников реактивной мощности. Дискретно регулируемые источники значительно дешевле плавно регулируемых.

Для оценки затрат при проектировании используются укрупненные показатели сооружения подстанций и ЛЭП, приведенные в [3]. В качестве исходных используются сметные стоимости на 2000 г. Текущие показатели определяются путем умножения на коэффициент соответствующего года и на территориальный коэффициент. При выборе источников реактивной мощности необходимо учитывать стоимость выключателей с ячейкой распределительного устройства, которая может быть значительно больше, чем стоимость самого источника реактивной мощности. В качестве основного рассматривается элегазовый выключатель. Стоимость элегазового выключателя с ячейкой для сети 220 кВ в ценах 2000 г. равна 15 млн.руб., а для напряжения 35 кВ – 0,6 млн.руб.

Результирующая стоимость устройств компенсации реактивной мощности с учетом подключения к сети приведены в таблице 3. В рассмотренном варианте УПТр, его стоимость определялась исходя из использования трех серийных трехфазных трансформаторов. Стоимость такого УПТр меньше стоимости СК, но больше стоимости УШРП. В тоже время, предлагаемый УПТр, в отличие от любых других источников реактивной мощности, выполняет еще и функции понижающего трансформатора.

11. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Подмагничивание боковых стержней однофазного трансформатора позволяет управлять потребляемой им реактивной мощностью в широких пределах вплоть до номинальной мощности трансформатора.

2. Вторичная обмотка УПТр позволяет подключать нагрузку, батареи конденсаторов, фильтры высших гармоник.

3. Однофазный управляемый трансформатор может быть реализован за счет серийного трехфазного трансформатора путем подключения сетевых обмоток крайних стержней к источнику постоянного тока, а обмотки среднего стержня к сети. При подключении к нагрузочной обмотке конденсаторной батареи реактивная мощность будет регулироваться в пределах номинальной мощности первичной обмотки.

4. Трехфазная группа однофазных УПТр с подсоединенными конденсаторными батареями по своим свойствам соответствует синхронному компенсатору, но имеет меньшую стоимость, меньшие потери, лучшие экономические и регулировочные свойства.

5. Номинальная мощность регулятора тока обмоток управления менее 1% от номинальной мощности УПТр.

6. УПТр могут найти широкое применение, так как для их реализации могут использоваться трансформаторы, находящиеся в резерве (на складах) у электросетевых предприятий, так как не требуется специальная конструкция. Для реализации УПТр необходима только разработка и установка возбудителей и регуляторов напряжения.

12. ЛИТЕРАТУРА

[1] Управляемые подмагничиванием шунтирующие реакторы/ под ред. Г.А. Евдокунина, – СПб; Родная Ладога, 2013. – 280с.

[2] Долгополов А.Г., Кондратенко А.Г., Уколов С.В., Посталатий Д.В. Управляемые шунтирующие реакторы для электрических сетей. PROBLEMELE ENERGETICI REGIONALE 3(17) 2011 – 21с.

[3] Справочник по проектированию электрических сетей. /под ред. Д.А. Файбисовича. М., ЭНАС, 2009. – 392с.

13. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Смирнов Сергей Сергеевич окончил энергетический факультет Московского энергетического института в 1962 г. В 2001 г. в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (ИСЭМ СО РАН) защитил докторскую диссертацию «Методы исследования и нормализации режимов высших гармоник в сетях высокого напряжения». Ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.



Осак Алексей Борисович окончил энергетический факультет Иркутского государственного технического университета в 1998 г. Научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.

Расчеты потокораспределения в ЭЭС с учетом габаритов ВЛ

Е.В. Попова

Приводится описание усовершенствованного алгоритма расчета *потокораспределения* в электроэнергетических системах (ЭЭС) с учетом зависимости температуры и активного сопротивления неизолированных проводов воздушных линий (ВЛ) электропередачи от падения напряжения в них и параметров окружающей среды, входящих в состав уравнения теплового баланса провода.

Приводится, также, описание усовершенствованного алгоритма расчета *допустимого* режима в ЭЭС, в котором учитывается дополнительное ограничение-неравенство, накладываемое на величину провеса проводов ВЛ в контролируемых пролетах.

Ключевые слова: потокораспределение, допустимый режим, уравнения теплового баланса и состояния провода, активное сопротивление и стрела провеса проводов ВЛ[1]

1. ВВЕДЕНИЕ

Зачастую температура проводов ВЛ электропередачи, учитываемая при выполнении расчетов потокораспределения в электроэнергетических системах (ЭЭС) в составе общеизвестного выражения для определения удельного активного сопротивления проводов:

$$r_{0\ (T_{пр})} = r_{0\ (20)} \cdot [1 + \alpha_T \cdot (T_{пр} - 20)], \quad (1)$$

в котором α_T, $r_{0\ (20)}$ - коэффициент объемного расширения материала провода и его удельное активное сопротивление при температуре $T_{пр} = 20^0 C$, принимается равной температуре воздуха $T_{пр} = T_в$ [1-3].

В [4] температуру проводов определяют численными методами на основании нормативных документов, представляя ее как квадратичную аппроксимацию к уравнению теплового баланса провода и рассматривая ее в виде функции от тока провода I:

$$T_{пр} = a + b \cdot I + c \cdot I^2, \quad (2)$$

где a, b, c – коэффициенты аппроксимации, которые необходимо определять для каждого конкретного значения температуры воздуха, изменяющейся в широком диапазоне отрицательных и положительных значений, что относительно неточно и нерационально, с программной точки зрения.

Вместе с тем, от точности определения температуры проводов в значительной степени зависит точность определения их электрических и механических параметров: удельного активного сопротивления, стрелы провеса и длины проводов в пролетах ВЛ и, соответственно, точности расчетов установившихся, предельных, допустимых и оптимальных режимов в ЭЭС.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ПРОВОДОВ ВЛ

В излагаемой работе $T_{пр}$ предлагается определять из аналитического решения уравнения теплового баланса провода, которое в «классическом» виде представляет собой квадратичную функцию тока в проводе от параметров самого провода и параметров окружающей среды $I(T_{пр}) = f(T_{пр}, T_в, Q_r, \nu)$ [5]:

[1] Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, elen@isem.sei.irk.ru

Работа выполнена при поддержке грантов ведущей научной школы РФ НШ–4633.2010.8 и РФФИ № 09–08–91330

$$I = \sqrt{\left([(W_l + W_k)\cdot(T_{пр} - T_в)] - Q_r\right)/ r_{0\,(T_{пр})}}\,, \quad (3)$$

где $W_l = 7.24 \cdot \beta \cdot d \cdot \left[\frac{(T_{пр} - T_в)/2 + 273}{1000}\right]^3$ - коэффициент теплоотдачи лучеиспусканием, $W_{k,1} = 0.16 \cdot d^{0.75} \cdot (T_{пр} - T_в)^{0.3}$, $W_{k,2} = 1.1 \cdot \sqrt{\nu \cdot d}$, $W_{k,3} = 0.55 \cdot \sqrt{\nu \cdot d}$ - коэффициенты теплоотдачи конвекцией при скорости ветра $\nu < 1{,}2$ *м/с*, при скорости ветра $\nu \geq 1{,}2$ *м/с* и его направлении перпендикулярно и вдоль провода, соответственно, $Вт/(м \cdot {}^0C)$; $Q_r = 100 \cdot \varepsilon_П \cdot q \cdot d$ - мощность солнечной радиации, $Вт/(м \cdot {}^0C)$; d – диаметр провода в *см*; $\varepsilon_П$ - коэффициент поглощения, принятый равным коэффициенту лучеиспускания $\varepsilon_П = \beta = 0{,}6$; q - среднемесячная, суммарная (прямая плюс отраженная) мощность солнечной радиации, принимаемая по данным наблюдений метеорологических станций, $Вт/см^2$, либо, при их отсутствии, задаваемая равной $q = [0;0{,}07]\ Вт/см^2$, в зимний и летний периоды года, соответственно.

В результате выполнения математических преобразований и замены переменных в уравнении (3): $I = U_{ij} \big/ (\sqrt{3} \cdot Z_{ij})$, где U_{ij} , $Z_{ij} = (r_{0(T_{пр})} + jx_0) \cdot l_{ij}$ - падение напряжения, полное, удельные активное и реактивное сопротивления, а также длина ветви ij , *В, Ом, Ом/м, Ом/м, м,* соответственно, исходное квадратичное уравнение преобразуется в уравнение шестой степени, показывающее зависимость разницы температур провода и воздуха относительно параметров самого провода и параметров окружающей среды: $\Delta T = T_{пр} - T_в = f(U_{ij}, T_в, Q_r, \nu, P_в)$, среди которых учитывается, также атмосферное давление воздуха отличное от его нормального нормированного значения $P_в \neq 760$ *мм.рт.ст.*

В развернутом виде уравнение представляет собой трансцендентное и алгебраическое уравнения (4), (5), для скорости ветра $\nu < 1{,}2$ *м/с* и $\nu \geq 1{,}2$ *м/с,* при его направлении перпендикулярно проводу, соответственно, и решается методом Ньютона со сколь угодно малой, наперед заданной точностью, например равной $\xi_{\Delta T} = 10^{-9}$:

$$0 = \Delta T^6 + a_5 \Delta T^5 + a_4 \Delta T^4 + a_{33} \Delta T^{3,3} + a_3 \Delta T^3 + a_{23} \Delta T^{2,3} + a_2 \Delta T^2 + a_{13} \Delta T^{1,3} + a_1 \Delta T + a_0, \quad (4)$$

где

$a_5 = 3b + 2c$; $a_4 = x_{пр}^2 / f + 3b^2 + 6cb + c^2$;

$a_3 = 3b \cdot x_{пр}^2 / f + b^3 + 6b^2 c + 3bc^2$;

$a_2 = p + 3b^3 c + 3b^2 \cdot x_{пр}^2 / f + 3b^2 c^2$;

$a_1 = b^3 \cdot x_{пр}^2 / f + 2cp + b^3 c^2 - n \cdot U_{ij}^2 / f$;

$a_{33} = m$; $a_{23} = 2mc$; $a_{13} = m \cdot x_{пр}^2 / f + mc^2$;

$m = \frac{0{,}39 \cdot P_в^{0,5} \cdot d^{\,0,75} / T_в^{0,75}}{a}$; $n = \frac{r_{0(20)} \cdot \alpha_T}{3a}$;

$f = \left(l_{ij} \cdot r_{0(20)} \cdot \alpha_T\right)^2$, $x_{пр} = x_0 \cdot l_{ij}$.

$$0 = \Delta T^6 + a_5 \Delta T^5 + a_4 \Delta T^4 + a_3 \Delta T^3 + a_2 \Delta T^2 + a_1 \Delta T + a_0, \quad (5)$$

где

$a_3 = g_1 + 3b \cdot x_{пр}^2 / f + 6b^2 c + 3bc^2$;

$a_2 = 3b^2 \cdot x_{пр}^2 / f + p + 2cg_1 + 3b^2 c^2$;

$a_1 = g_1 \cdot x_{пр}^2 / f + 2cp + g_1 c^2 - n \cdot U_{ij}^2 / f$;

$a_0 = p \cdot x_{пр}^2 / f + pc^2 - nc \cdot U_{ij}^2 / f$;

$p = -\frac{60 \cdot q\, d}{a}$;

$g_1 = b^3 + \frac{0{,}661 \cdot \sqrt{P_в / T_в} \cdot \sqrt{\nu \cdot d}}{a}$.

При скорости ветра $v > 1{,}2 м/с$, при его направлении вдоль провода, в выражении (5) вместо коэффициента g_1 присутствует $g_2 = b^3 + \frac{0{,}33 \cdot \sqrt{P_в / T_в} \cdot \sqrt{v \cdot d}}{a}$.

Остальные коэффициенты в (4), (5) учитываются как: d - диаметр провода в *см.*, $a = 0{,}543 \cdot 10^{-9} \cdot d$; $b = 2 \cdot T_в + 546$; $c = 1/\alpha_T - 20 + T_в$.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРОВОДОВ

После решения уравнений (4), (5) относительно ΔT , температура провода определяется как $T_{пр} = T_в + \Delta T$ и может быть использована, также, для определения, на основе применения уравнения состояния провода (6), *механических параметров проводов ВЛ*: их стрелы провеса и длины проводов в пролетах ВЛ [6]:

$$\sigma_n - \frac{E \cdot \gamma_n^2 \cdot l^3}{24 \cdot \sigma_n^2 \cdot l_{пр}} = \sigma_m - \frac{E \cdot \gamma_m^2 \cdot l^3}{24 \cdot \sigma_m^2 \cdot l_{пр}} - \alpha \cdot E \cdot (T_{пр,n} - T_{пр,m}). \quad (6)$$

Все параметры с индексом «*m*», в уравнении (6), соответствуют известным исходным климатическим условиям, когда: провод находится под воздействием наибольшего допустимого напряжения $\sigma_m = \sigma_{доп}$, температура его принимается равной наименьшей температуре воздуха $T_{пр,m} = T_{в,m} = -40^0 C$, ветер и гололед отсутствуют, на провод действует лишь удельная нагрузка от его собственного веса $\gamma_m = \gamma_1$.

Параметры с индексом «*n*», в уравнении, соответствуют расчетным климатическим условиям, когда: гололед и ветер отсутствуют (скорость его $v \le 1{,}2 м/с$), удельная нагрузка в материале провода равна $\gamma_n = \gamma_1$.

А также, в уравнении, α, E - температурный коэффициент линейного расширения материала провода и модуль упругости провода, *град*$^{-1}$, *Па,* соответственно. Значения $\sigma_{доп}, \gamma_1, \alpha, E$ принимаются в соответствии с нормативными данными [6].

Уравнение (6) является кубическим и решается с помощью формул Кардано относительно неизвестного напряжения в материале провода σ_n. При этом, температура провода в (6), в отличие от известных методик определения механических параметров проводов ВЛ [6-8], не равна температуре воздуха $T_{пр,n} \neq T_в$ и определяется заранее из решения уравнения теплового баланса провода, а длина провода в пролете не равна длине самого пролета $l_{пр} \neq l$, *м*.

После решения уравнения, стрела провеса f_n и длина провода в пролете $l_{пр,n}$ определяются как:

$$f_n = \frac{\gamma_n \cdot l^2}{8 \cdot \sigma_n}, \; l_{пр} = l + \frac{\gamma_n^2 \cdot l}{24 \cdot \sigma_n^2}. \quad (7)$$

4. РАСЧЕТЫ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В ЭЭС

Предложенный алгоритм определения температуры и активного сопротивления проводов ВЛ электропередачи посредством аналитического решения уравнения теплового баланса провода является основой для модификации и усовершенствования алгоритмов расчета потокораспределения в ЭЭС, например, алгоритма, основанного на решении методом Ньютона-Рафсона системы уравнений баланса узловых мощностей, которая в полярной системе координат записывается как [9]:

$$\hat{U}_i \cdot [Y] \times [U_i] + \hat{S}_i = 0. \quad (8)$$

В выражении (8): $[Y],[U_i],\hat{U}_i,\hat{S}_i$ - соответственно, полные матрицы комплексных проводимостей и напряжений в узлах i, *1/Ом, В,* а также, матрицы узловых комплексно-сопряженных напряжений и задающих мощностей, *В, А*. Определение элементов матриц $[U_i],\hat{U}_i,\hat{S}_i$ выполняется в соответствии с общеизвестными выражениями [9].

Важно отметить, что в отличие от «традиционного» алгоритма расчета потокораспределения, в котором на каждой итерации метода Ньютона-Рафсона уточняются значения узловых напряжений U_i до момента наступления заданной точности их расчета, при неизменных значениях элементов матрицы проводимостей Y, *в излагаемом модифицированном алгоритме* на каждой итерации расчета выполняется коррекция элементов матрицы проводимостей, зависящих теперь, от значений падения напряжения в ветвях, содержащих ЛЭП и параметров окружающего воздуха $Y_{ij} = f(Z_{ij}) = f(\Delta T) = f(U_{ij}, T_в, Q_r, \upsilon, P_в)$.

Модифицированный алгоритм реализован в ПС СДО-7 [3] и, в сравнении с предыдущей версией, имеет два дополнительных пункта: один из них – решение методом Ньютона уравнения теплового баланса провода и второй – корректировка элементов матрицы Якоби с учетом производной от уравнения теплового баланса провода по параметрам режима, которая представляет собой производную неявной функции $\partial r_{0(T_{пр})} \big/ \partial U_{i,j}$ [10].

5. РАСЧЕТЫ ДОПУСТИМЫХ РЕЖИМОВ В ЭЭС

Изложенный алгоритм определения механических параметров проводов ВЛ: их стрелы провеса и длины проводов в пролетах является основой для модификации *алгоритмов расчета допустимых режимов* в ЭЭС (ОДР), в которых, после расчета установившегося режима, при выполнении процедуры ввода режима в допустимую область предлагается, кроме «традиционных» ограничений-неравенств [6,9], учитывать дополнительное, накладываемое на значение стрелы провеса проводов в контролируемых пролетах ВЛ:

$$f_{min,s} \le f_s \le f_{max,s}, \qquad (9)$$

где $f_{min,s}, f_{max,s}$ - минимальное и максимальное значение стрелы провеса провода.

В модифицируемом алгоритме ОДР необходимо учитывать два дополнительных пункта: определение механических параметров проводов ВЛ из решения уравнения состояния провода (5) и определение производной от уравнения состояния, которая является производной сложной функции от стрелы провеса провода в ветви ij, содержащей ЛЭП, по переменным режима: $\partial f_{ij} \big/ \partial U_{i,j}$ [10].

В *MATLAB-среде* программирования реализованы, в настоящее время, изложенные дополнительные пункты алгоритма, его полную программную реализацию планируется выполнить на базе ПС СДО-7.

6. ТЕСТИРОВАНИЕ И ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнено расчетное тестирование модифицированных алгоритмов расчета потокораспределения в ЭЭС на примере ряда тестовых и реальных ЭЭС Иркутской области различной размерности, уровней напряжения и потребления. Тестирование выполнялось посредством сопоставления результатов двух видов расчета: при задании температуры проводов, в алгоритмах, равной температуре воздуха $T_{пр} = T_в$ и при учете зависимости параметров проводов от падения напряжения в них и параметров окружающей среды $\Delta T = f(U_{ij}, T_в, Q_r, \upsilon, P_в)$, когда $T_{пр} \ne T_в$. Результаты расчетов, показывающие степень уточнения суммарных по-

терь активной мощности (и энергии) в ЭЭС $\delta\Delta\pi(\delta\Delta Э\pi)$, полученную при сравнении двух вариантов потокораспределения, приводятся в таблице.

ТАБЛИЦА. ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФАКТОРОВ НА ВЕЛИЧИНУ СУММАРНЫХ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЭС

	$T_{пр} \neq T_в$, $T_{пр} = (61{,}9 \div 95{,}5)^0 C$, $\Delta T = (41{,}9 \div 75{,}5)^0 C$	$T_{пр} \neq T_в$, $T_{пр} = (-40 \div 62{,}9)^0 C$, $\Delta T = (10 \div 37{,}9)^0 C$	РП ЛЭП, $q = 0$	РП ЛЭП, $q = 0{,}07$ $Вт/см^2$
$\delta\Delta\pi$ $(\delta\Delta Э\pi)$,%	10,1-35,3	0,2-3	1,48-3,71	2,76-6,78

Анализ результатов выполненных расчетов показал, что при использовании модифицированных алгоритмов расчетов потокораспределения, излагаемых в работе, уточнение суммарных потерь активной мощности и энергии в исследованных ЭЭС, *колеблется в широком диапазоне значений, зависит от сочетания параметров окружающего воздуха и токовой загрузки проводов.*

- При этом, *наиболее весомое уточнение* суммарных потерь активной мощности и энергии в ЭЭС достигается при наличии, в них, перегруженных по току нагрузки, проводов, температура которых достигает $T_{пр} = 95^0 C$, а перегрев над температурой воздуха $\Delta T = 75^0 C$. В этом случае уточнение суммарных потерь активной мощности и энергии превышает $\delta\Delta\pi\,(\delta\Delta Э\pi) = 35\%$.

- При температуре проводов в ЭЭС, не превышающей $T_{пр} = 63^0 C$, при перегреве ее над температурой воздуха до $\Delta T = 38^0 C$, уточнение достигает $\delta\Delta\pi\,(\delta\Delta Э\pi) = 3\%$.

- *Дополнительные мероприятия*, направленные на уточнение результатов расчетов потокораспределения, такие как учет распределенности параметров (РП) проводов по их длине (осуществляемый посредством расчетной разбивки длины проводов на возможно более короткие участки), с учетом и без учета солнечной радиации ($q = (0;0{,}07)$ $Вт/см^2$), приводит к дополнительному уточнению суммарных потерь активной мощности и энергии, достигающему $\delta\Delta\pi\,(\delta\Delta Э\pi) = 6{,}8\%$, что с учетом простоты, свидетельствует, также, о целесообразности их выполнения.

- *Уточнение параметров самих проводов*, определенных из решения уравнений теплового баланса и состояния провода: их температуры и стрелы провеса в пролетах составляет $\delta T_{пр} = (4 \div 20{,}5)\%$; $\delta f = (5 \div 34{,}5)\%$, соответственно, при незначительном уточнении длины проводов в пролетах, не превышающем $\delta l_{пр} = 1\%$.

- *Анализ работы предложенных* алгоритмов *показал их работоспособность. Пользователям* реализованных *алгоритмов,* при выполнении расчетов потокораспределения в ЭЭС, необходимо вводить лишь дополнительные данные о параметрах окружающей среды и параметрах проводов, входящих в состав уравнений состояния и теплового баланса провода.

7. ЛИТЕРАТУРА

[1] Железко Ю.С. Методы расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях// Электричество. 2006. №12. с.10-17.

[2] Железко Ю.С., Никифоров Е.П., Тимашова Л.В. Потери электроэнергии в электрических сетях, зависящие от погодных условий// Электрические станции. 2004. №11. с.42-48.

[3] Программное средство (ПС СДО-7) для анализа, оптимизации установившихся режимов и оценки потерь электроэнергии в электрических сетях, версия 1. – Госстандарт России, Сертификат соответствия № РОСС RU.СП20.0001.11СП20.

[4] Воротницкий В.Э., Туркина О.В. Оценка погрешностей расчета переменных потерь электроэнергии в ВЛ из-за неучета метеоусловий// Электрические станции. 2008. №10. с.42-49.

[5] Методика расчета предельных токовых нагрузок по условиям нагрева проводов для действующих линий электропередачи. М.: Союзтехэнерго, 1987. 36с.

[6] Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов.-М.: Энергоатомиздат, 1989. 592с.

[7] Никифоров Е.П. Об увеличении нагрузочной способности действующих ВЛ по току// Электрические станции. 2008. №11. с.33-37.

[8] Левченко И.И., Сацук Е.И. Нагрузочная способность и мониторинг воздушных линий электропередачи в экстремальных погодных условиях// Электричество. 2008. №4. с.2-8.

[9] Мурашко Н.А., Охорзин Ю.А., Крумм Л.А. и др. Анализ и управление установившимися состояниям и электроэнергетических систем. – Новосибирск: Наука, 1987.

[10] Войтов О.Н., **Попова Е.В**., Семенова Л.В. Алгоритмы расчета потокораспределения в электрических сетях// Электричество. 2013. №3. с.19-26.

8. БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Попова Екатерина Валерьевна окончила энергетический факультет Иркутского политехнического института в 1989 г. Инженер ИСЭМ СО РАН.

Интеллектуальные трубопроводные системы как новый объект приложения теории гидравлических цепей*

Н.Н. Новицкий

На основе анализа проблем проектирования и эксплуатации трубопроводных систем тепло-, водо- нефте- и газоснабжения, а также современных тенденций инновационного развития систем энергетики, формулируются основные свойства интеллектуальных трубопроводных систем, цели их создания и возникающие при этом задачи. Дается краткая характеристика проблематики и основных разделов, развиваемого в ИСЭМ СО РАН научного направления – теории гидравлических цепей. Вводятся понятия управляемой и кибернетической гидравлической цепи как нового объекта изучения этой теории. Раскрывается новое содержание задач анализа и синтеза таких цепей. Рассматриваются вопросы оценки их управляемости и идентифицируемости, а также количественной взаимосвязи этих свойств. [1]

Ключевые слова: **трубопроводные системы, интеллектуализация, теория гидравлических цепей, управляемость и идентифицируемость.**

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в российской электроэнергетике активно прорабатывается концепция интеллектуальных сетей (Smart Grid) [1], первоначально сформулированная в экономически развитых странах Запада, и принятая там в роли основного направления развития энергетики [2]. Представляется, что применительно к российским условиям становление интеллектуальных («умных») энергетических систем, включая трубопроводные системы (ТПС), это закономерный процесс, объективно обусловленный накоплением критической массы достижений науки, техники и социально-экономического развития общества. Причем, именно в силу российской специфики, нецелесообразно ограничиваться только электроэнергетикой. Обширная территория, большая часть которой находится в суровых северных условиях, обусловили наличие уникальных по своим масштабам и значению ТПС газо-, нефте-, тепло-, водоснабжения и других, а проблема энерго- и ресурсосбережения здесь рассматривается как одна из важнейших составляющих энергетической политики ([3], [4]). Поэтому создание интеллектуальных ТПС (ИТПС) следует рассматривать как стратегическое направление инновационного преобразования ТПС.

В данной статье на фоне краткого анализа существующих проблем и современных тенденций инновационного развития энергетики [5], формулируются направления развития теории гидравлических цепей (ТГЦ) [6] как межотраслевой научно-методической базы решения общих задач интеллектуализации ТПС.

ПРОБЛЕМЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛИЗАЦИИ ТПС

Основная цель создания ИТПС – получение принципиально новой платформы, обеспечивающей гармонизацию требований и возможностей всех сторон, участвующих в процессах получения, транспорта и потребления целевого продукта (воды, газа, тепловой энергии и т.д.). При этом потребителю отводится роль активного, равноправного участника, влияющего на объемы потребления, качество и цены.

Укрупнено, основные задачи интеллектуализации ТПС связаны с обеспечением:

1) единого информационного пространства, как основного системообразующего фактора, отвечающего за наблюдаемость процессов выработки, распределения и по-

*Данная работа выполнена в соответствии с планами исследований ФГБУН Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и Центра энергетических систем Сколковского института науки и технологий.

[1] Н.Н. Новицкий (e-mail: pipenet@isem.irk.ru), Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

требления для всех участников этих процессов;

2) системы динамического ценообразования, стимулирующей потребителей к изменению привычных графиков потребления;

3) высокого уровня управляемости системы, как основного способа гармонизации требований потребителей и производителей.

Реализация этих задач предполагает решение большого комплекса нормативно-правовых, технических, технологических, экономических, информационных и других вопросов. В том числе требуется пересмотр сложившейся практики проектирования, эксплуатации и диспетчерского управления ТПС. Основные проблемы этой практики кратко могут быть сведены к следующему.

Традиционно, проектирование ТПС ведется на один так называемый расчетный режим максимальной нагрузки, что вытекает из требования гарантированного снабжения потребителей в любых условиях. Вместе с тем, пребывание системы в этом режиме составляет лишь небольшую долю общего времени ее функционирования. В условиях высокой неравномерности потребления (в особенности при активном поведении потребителей.) и низкой управляемости ТПС такой подход ведет к завышению вложений в развитие и затрат на эксплуатацию. Сложившаяся практика проектирования не предусматривает обеспечения управляемости ТПС в целом, а требования и нормативы по управляемости ТПС вовсе отсутствуют. В лучшем случае применяются типовые схемы локальной автоматизации отдельных сооружений (насосных или компрессорных станций, резервуарных парков и др.) Соответственно, проектируемые ТПС слабо приспособлены к эффективному функционированию на множестве возможных режимов.

Существующие нормы эксплуатации ТПС регламентируют проведение ремонтных работ в соответствии с нормативным сроком службы оборудования. При этом на фоне прогрессирующих тенденций общего старения этого оборудования, с одной стороны, выполнение этих норм становится нереальным, а с другой, – следование этим нормам не рационально. Фактический срок службы оборудования в зависимости от конкретных условий его использования может отличаться от нормативного в несколько раз, причем как в большую, так и в меньшую сторону.

Отсутствие полномасштабных информационно-измерительных систем (ИИС) (в особенности для многоконтурных ТПС коммунального назначения тепло-, водо-, газоснабжения и др.) до настоящего времени являлись основным сдерживающим фактором разработки и внедрения передовых концепций технологического управления, предполагающих наличие обратной связи (идентифицируемость ТПС). В связи с этим, до настоящего времени доминирующее положение занимала простейшая концепция «управления по регламенту», в соответствии с которой решения по управлению принимаются по косвенным признакам, а последствия управления остаются частично или полностью ненаблюдаемыми.

Анализ этих проблем позволяет сформулировать следующие основные задачи, возникающие на пути интеллектуализации ТПС.

При проектировании: 1) обеспечение эксплуатационной эффективности проектируемых (реконструируемых) ТПС с учетом применения новых концепций и технологий управления; 2) разработка нормативов и стандартов управляемости и наблюдаемости; 3) синтез управляющих и информационно-измерительных систем.

При эксплуатации: 1) полномасштабный переход на практику планирования ремонтов по фактическому состоянию оборудования; 2) широкое применение методов идентификации, технической диагностики и анализа повреждаемости; 3) оптимизация планов ремонтно-восстановительных ра-

бот с учетом фактического состояния оборудования, статистики повреждаемости и ущербов для потребителей.

При управлении режимами: 1) переход на концепцию компромиссного адаптивного управления в пространстве состояний с обратной связью; 2) оптимальное планирование и управление в основных (эксплуатационных), послеаварийных и «ремонтных» режимах; 3) непрерывное слежение за фактическим состоянием ТПС; 4) преодоление ведомственной разобщенности технологически связанных частей ТПС и смежных систем.

Указанная концепция предполагает наличие следующих уровней управления режимами: 1) технико-экономических (управления режимами, управления тарифами); 2) календарно-временных (планирования режимов, оперативного управления); 3) территориально-организационных (уровни технологической иерархии, межведомственные и межсистемные). Понятие компромиссного управления означает необходимость динамического согласования спроса и предложения между поставщиками и потребителями ТПС, а также со смежными системами, за счет эффективного использования имеющихся технических мощностей и гибкой ценовой (тарифной) политики.

Преодоление ведомственной разобщенности лежит на пути создания единого информационного пространства как основы согласования ценовой политики и решений по технологическому управлению. Такое пространство, в свою очередь, предполагает: 1) создание единых корпоративных, межведомственных, территориальных (например, городских) информационно-измерительных систем (ИИС); 2) интеграцию систем технологического и коммерческого учета; 3) информационную обеспеченность потребителей; 4) применение новых быстродействующих телекоммуникационных технологий сбора и обработки больших объемов информации. Создание единых ИИС позволит не только синхронизировать решения по управлению, но и значительно удешевит сами эти системы.

Резюмируя сказанное, следует констатировать, что ключевое направление разрешения традиционного противоречия между требованиями экономичности и надежности ТПС на пути их интеллектуализации связано с повышением их управляемости. Соответственно возникают следующие основные научно-методические проблемы: 1) количественной оценки и обеспечения требуемого уровня технологической управляемости, идентифицируемости и наблюдаемости ТПС; 2) собственно технологического управления и наблюдения; 3) оптимального управления спросом на основе рыночных механизмов. Ниже рассматриваются первые две группы проблем, которые представляются необходимым условием решения третьей, и соответственно, требуют первоочередного рассмотрения.

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТГЦ

В монографии [6] ТГЦ формулируется как научно-техническая дисциплина, *предметом* которой являются общие методы расчета и оптимизации ТПС, возникающих при их изучении, проектировании и эксплуатации. Под термином «общие методы» подразумевается их применимость для трубопроводных и гидравлических систем произвольной конфигурации и независимо от конкретного назначения. Таким образом, *объектом ТГЦ* является ГЦ как совокупность устройств и соединяющих их трубопроводов (закрытых или открытых каналов), осуществляющих транспортировку сжимаемых и несжимаемых жидкостей. Целесообразность разработки и развития единой теории для ТПС различных типов определяется общностью: 1) их структурно-топологических свойств; 2) физических законов течения жидкости (газа) по отдельным элементам; 3) сетевых законов сохранения; 4) содержательных и, главным образом, математических постановок задач расчета.

Введем классификацию традиционных *задач ТГЦ* исходя из следующего положения – исследование любой сложной системы связано с изучением цепочки причинно-следственных связей (рис.1), а решаемые при этом задачи состоят в восстановлении отдельных звеньев этой цепочки.

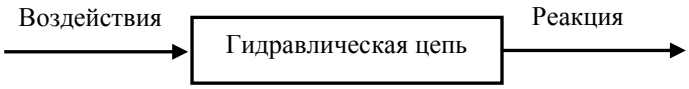


Рис.1. Звенья причинно-следственных связей.

С этой точки зрения можно выделить четыре основных класса задач ТГЦ, имеющих общее значение для ТПС различного типа и назначения: анализа, синтеза, управления и идентификации. Различия между этими задачами демонстрируются таблицей 1, в которой символом «√» отмечено, что задано, а знаком «?», – что требуется определить.

ТАБЛИЦА 1

Соотношения между задаваемыми и искомыми звеньями причинно-следственных связей для различных классов задач

Классы задач	Звенья причинно-следственных связей		
	Воздействия	Система	Реакции
1. Анализа	√	√	**?**
2. Синтеза	√	**?**	√
3. Управления	**?**	√	√
4. Идентификации	√ (?)	**?** (√)	√ (?)

Содержательные формулировки указанных классов задач состоят в следующем.

1. Задачи анализа – определить реакцию системы с известными характеристиками при заданных воздействиях.
2. Задачи синтеза – рассчитать характеристики системы, которая имела бы желаемые реакции на предполагаемые воздействия.
3. Задачи управления – найти воздействия, дающие желаемую реакцию системы с известными характеристиками.
4. Задачи идентификации – определить полностью и частично неизвестные характеристики существующей системы по результатам частичных измерений (наблюдений) как воздействий, так и реакций.

Современный этап развития ТГЦ в ИСЭМ СО РАН, нашедший отражение в работах ([7] – [12] и др.), имеет следующие основные особенности.

1. Вместо цепочки причинно-следственных физико-технических связей рассматриваются контура этих связей, замкнутые через информационные потоки (рис.2*)*.

2. Объектом исследования становятся управляемые ГЦ (УГЦ), представляющие собой ГЦ, оснащенные техническими средствами управления и измерения, а также «кибернетические» ГЦ (КГЦ) как совокупность УГЦ и информационно-управляющих вычислительных систем (рис.2).

3. В контексте рис.1 в роли воздействий на КГЦ рассматриваются воздействия внешней среды, а в роли реакций – совокупность показателей эффективности, надежности, качества функционирования и др.

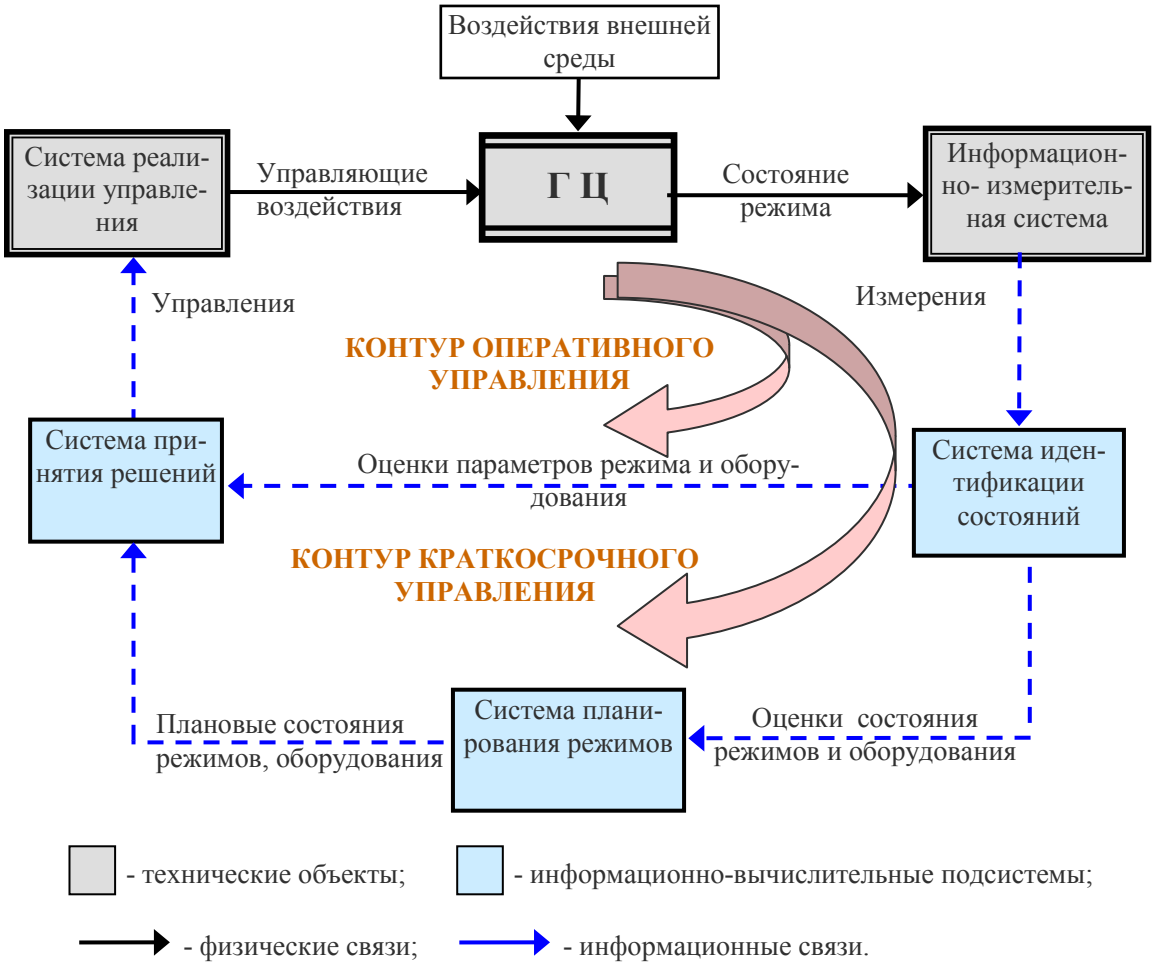


Рис.2. Контура причинно-следственных связей для управляемых ГЦ.

На уровне рассмотрения ГЦ как УГЦ возникают следующие основные задачи.

В области анализ – количественная оценка управляемости, идентифицируемости, эффективности и других свойств ТПС с учетом динамики и стохастики внешних воздействий, неопределенности характеристик ТПС, характеристик системы управления и наблюдения.

В области синтеза – совместная оптимизация структуры и параметров как самих ТПС, так и систем управления и измерения.

В области управления режимами – концепции и методы управления, настройка и адаптация систем управления, расчет управляющих воздействий.

В области идентификации – слежение за режимами и параметрами ТПС, диагностика состояния как ТПС, так и систем измерения и управления.

Дадим краткую характеристику результатов исследований, выполненных в ИСЭМ СО РАН в области анализа и синтеза идентифицируемости и управляемости ТПС.

МЕТОДЫ АНАЛИЗА И СИНТЕЗА ИДЕНТИФИЦИРУЕМОСТИ ТПС

Идентифицируемость – свойство системы, определяющее возможность восстановления ее математической модели с точностью до параметров по результатам измерений и наблюдений. Актуальность самостоятельного изучения этого свойства

применительно к ТПС определяется следующими основными обстоятельствами:

- характеристики трубопроводов, насосно-силового, запорно-регулирующего и другого оборудования ТПС в процессе эксплуатации претерпевают существенные изменения вследствие естественного старения, износа, коррозии, появления отложений и других факторов, а параметры этих характеристик недоступны прямому измерению или наблюдению;

- отсутствие информации о фактических характеристиках ТПС не позволяет своевременно устанавливать причины снижения пропускной способности трубопроводов и мощностей источников расхода или давления, нарушения в обеспеченности потребителей и технологических ограничений, что в целом снижает эффективность и обоснованность решений по управлению, ремонтно-профилактическим работам, реконструкции и развитию ТПС;

- существующая практика оснащения ТПС средствами измерения в основном направлена на реализацию локального контроля параметров режима в местах приложения управлений (на источниках, насосных станциях и прочих сооружениях), в то время как процессы распределения и потребления целевого продукта в основном остаются ненаблюдаемыми в реальном времени, а степень достижения целей управления (оптимальности, допустимости и др.) неконтролируемой;

- эффективное решение задач управления режимами, реконструкции, регулирования ТПС может быть получено на базе применения современных методов математического моделирования, расчета и оптимизации ТПС. Однако отсутствие адекватных моделей ТПС в значительной степени обесценивает практически весь арсенал этих методов.

В ИСЭМ СО РАН вопросы идентифицируемости ТПС систематически начали исследоваться с начала 1990х годов ([13] – [15] и др.). В том числе этому способствовала разработка нового подхода к идентификации ТПС ([16] и [17]), в рамках которого были сняты практически все ограничения методического характера, связанные с типом модели, возможными сочетаниями измеряемых или искомых величин и др. Соответственно, появилась возможность изучения идентифицируемости как свойства, присущего самим ТПС, а не методам обработки результатов наблюдений за их функционированием. Укрупнено здесь были получены следующие основные результаты.

1. *Качественная идентифицируемость.* Основная цель такого уровня рассмотрения – установление принципиальной разрешимости задачи идентификации в зависимости от состава измеряемых параметров, абстрагируясь от их численных значений и погрешностей измерений. В ([13],[14] и др.) отражены алгоритмы решения задач:

1) анализа наблюдаемости (при полностью или частично известных параметрах элементов);

2) синтеза оптимального состава измерений, обеспечивающих качественную наблюдаемость по критерию минимума суммарного веса (стоимости) измерений;

3) анализа идентифицируемости при заданном или произвольном числе режимов работы ТПС, в которых производятся измерения, для установления полной (частичной) качественной идентифицируемости, а также минимально необходимого числа режимов при заданном составе измерений;

4) формирования состава измерений для обеспечения качественной идентифицируемости при заданном или произвольном числе режимов.

2. *Количественная идентифицируемость.* Методы качественного анализа не дают ответа на вопрос о точности идентификации в условиях неизбежного присутствия ошибок измерений. В [17] была предложена методика такого анализа, основанная на привлечении аналитических выражений для ковариационных матриц (КМ) произ-

вольного подмножества параметров ТПС (зависимых и независимых, измеряемых и неизмеряемых параметров режимов и элементов) и для различных случаев описания ТПС (как цепей с сосредоточенными, переменными и распределенными параметрами). Эта техника может быть использована как для апостериорного, так и для априорного дифференцированного количественного анализа идентифицируемости.

Дифференцированный анализ не позволяет однозначно сравнивать различные варианты экспериментальных условий, поскольку каждый вариант может быть лучше другого по своей группе оцениваемых параметров. Для такого сравнения, а также для целенаправленного воздействия на эти условия (синтеза идентифицируемости) предлагается применение интегральных количественных показателей идентифицируемости ТПС в целом ([15], [1], [19]). При этом в роли основного показателя идентифицируемости целесообразно использование D-критерия (определителя ковариационной матрицы идентифицируемых параметров), который обладает следующими важными свойствами:

1) понижение степени неопределенности идентифицируемых параметров ТПС можно связать с требованием уменьшения объема доверительного эллипсоида, что эквивалентно требованию минимизации D-критерия;

2) полезным свойством D-критерия является то, что если из всего множества параметров особый интерес представляет точность некоторого подмножества, то можно применять определитель подматрицы, полученной вычеркиванием строк и столбцов, соответствующих параметрам, не представляющим интереса;

3) наиболее важное свойство данного критерия в рассматриваемом контексте следует из известного результата теории планирования экспериментов, в соответствии с которым оптимальному значению D-критерия соответствует минимум максимальной дисперсии отклика (зависимых переменных модели);

4) также можно дать интерпретацию этому критерию с позиций теории информации по Шеннону, поскольку минимум энтропии совпадает с минимумом D-критерия.

В [15] и [1] были предложены оптимальные решающие правила, обеспечивающие возможность последовательного улучшения состава измерений по D-критерию, а также разработана стратегия их применения, обеспечивающая получение глобального решения при минимизации числа измерений (с учетом ограничений на точность идентификации) или максимизации точности (при ограничении на число измерений). Соответствующие алгоритмы позволяют находить оптимальное решение за конечное шагов, учитывать допустимые места размещения новых измерительных приборов и наличие существующих.

3. *Методы идентификации*. В ([16],[17]) изложен методический аппарат статистического оценивания параметров ГЦ по данным измерений, обеспечивающий рациональное сочетание формальной строгости, эффективности конечных методов и универсальности, проявляющейся в инвариантности к составу и свойствам исходной информации, типу привлекаемого математического описания ТПС, соотношению искомых и задаваемых в этих моделях величин. В том числе предложены ([17] – [19]) конечные методы решения задач ретроспективной и текущей идентификации, идентификации динамических характеристик ТПС, идентификации при динамических режимах, адаптивной идентификации и др.

Наличие эффективных методов анализа и оптимизации факторов идентифицируемости позволило разработать и предложить ([15],[1]) новую методику – активной идентификации ТПС, основанную на стратегии последовательного применения методов оптимального планирования [20] и обработки [17] результатов экспериментов.

Эта методика потенциально обеспечивает достижение целей идентификации при минимуме ресурсов (учитываемых через ограничения на число измерительных приборов, число режимов и др.), либо достижение максимальной степени идентифицируемости при ограниченных ресурсах.

МЕТОДЫ АНАЛИЗА И СИНТЕЗА УПРАВЛЯЕМОСИ ТПС

Проблематика управляемости связана с осуществимостью управления. Понятие управляемости изначально возникло в вариационном исчислении, а затем было введено в теорию оптимального управления наряду с понятием наблюдаемости. Совместное рассмотрение обоих понятий применительно к линейным динамическим системам впервые было выполнено Калманом ([13],[14]). Система является вполне управляемой по Калману, если существуют такие управления, которые переводят систему из произвольного состояния в произвольное за конечное время. Анализ управляемости здесь является качественным, так как сводится к вопросу о разрешимости уравнений состояния относительно управлений (проверке ранга матрицы управляемости). Значительное внимание вопросам управляемости уделялось в рамках проблем надежности систем энергетики ([15], [16]). Однако основным аспектом изучения управляемости является способность системы управления компенсировать последствия отказов, а сама управляемость рассматривается как способ повышения надежности. Применительно к ТПС понятие управляемости впервые было рассмотрено в ([15], [17]), где была предложена система показателей эффективности и качества их функционирования, применимых для апостериорной оценки управляемости.

В контексте проблем интеллектуализации ТПС управляемость можно определить как возможность достижения целей управления с помощью средств управления. Отличие такого определения от общепринятого состоит в том, что под управляемостью понимается возможность достижения необходимых (требуемых, допустимых, полезных), а не любых состояний. Особую актуальность представляют вопросы априорной оценки управляемости, в особенности как составной части проблемы ее синтеза. Представляется, что в этом контексте проблематика управляемости ТПС изучена недостаточно, в том числе и потому, что имеет многоаспектный и многофакторный характер. Среди основных аспектов ее рассмотрения можно выделить:

1) *целевой* – связан с объективно обусловленной многокритериальностью управления (качество снабжения потребителей, надежность режимов, экономическая эффективность, технологичность управления и др.);

2) *временной* – находит свое отражение в распределенности процессов управления по времени, обусловленных ограничениями по степени заблаговременности управляющих воздействий, а также с запаздыванием реакций системы на управления;

3) пространственный – связан с иерархичностью построения ТПС, в том числе, как средства преодоления проблем их высокой сложности и большой размерности при управлении. Отдельная составляющая этого аспекта – организационно-ведомственная разобщенность систем, связанных единым технологическим процессом;

4) информационный – обусловлен неопределенностью информации, необходимой для принятия решений по управлению, которая возникает вследствие стохастического характера воздействий внешней среды, ошибок измерений, приближенности применяемых моделей, ошибочных решений по управлению, погрешностей реализации управления и т.д.

Таким образом, управляемость следует рассматривать как комплексное свойство, требующее самостоятельного изучения, разработки и развития соответствующего методического аппарата. Ниже рассматри-

ваются некоторые результаты из этой области, полученные в ИСЭМ СО РАН.

1. *Качественная управляемость.* Введем следующее частное определение управляемости, отражающее технологический аспект управления: система управляема, если она способна обеспечивать допустимый режим работы ТПС. Эта способность представляется основной, так как в случае нарушения допустимой области рассмотрение других аспектов (экономичности, технологичности и т.д.) лишено смысла. При этом интегральная (в пространстве) качественная оценка управляемости может быть дана на уровне задачи существования допустимого режима. Потенциально, путем ее решения на множестве режимов, может быть получена и интегральная оценка по времени.

В [21] введены модели управляемого потокораспределения, которые отличаются от традиционных [6] тем, что характеристики отдельных элементов ТПС рассматриваются в зависимости от неизвестных значений управляющих параметров, чем обеспечивается наличие степеней свободы для отыскания допустимых (с учетом ограничений на параметры режима) и оптимальных (по некоторому критерию) режимов. Для расчета допустимого режима по непрерывным управлениям в [21] впервые предложено использовать разработанный в ИСЭМ метод внутренних точек (МВТ) [22]. В [23] применительно к задаче отыскания допустимых комбинаций работы насосов на НС, предложен алгоритм поиска дискретно-непрерывных управлений, на каждом шаге которого применяется МВТ. В итоге работы этих алгоритмов либо отыскивается допустимое решение, либо идентифицируется факт несовместности ограничений допустимой области. Если допустимое решение существует, то оно может быть неединственным. При этом можно выполнить анализ управляемости по другим целевым аспектам. Соответствующие методы поиска оптимальных режимов (в том числе по нескольким критериям), предполагающие минимальную модификацию алгоритмов поиска допустимых режимов, рассмотрены в [24].

2. *Вероятностные модели УГЦ и количественная оценка управляемости.* В реальных условиях смена режимов работы ТПС во времени представляет собой случайный процесс, отдельные реализации которого практически никогда не повторяются. Этим определяется актуальность постановки и решения задач вероятностного анализа режимов ТПС ([25], [26]). Применение вероятностных моделей управляемого потокораспределения позволяет оценить вероятность принадлежности режима допустимой области. Поэтому в [11] предложено в роли интегральной (в пространстве) количественной оценки управляемости ТПС предлагается принять максимум такой вероятности, рассматриваемой в функции случайных реализаций граничных условий (воздействий внешней среды) и целенаправленных управлений. Соответственно, при заданной динамике граничных условий с известными функциями распределения могут быть построены различные оценки управляемости за период T, например: средняя за период вероятность; время, в течение которого выполняется допустимый порог вероятности; среднее время непрерывного выполнения этого условия и т.д.

3. *Взаимосвязь управляемости и идентифицируемости.* В [11] также рассмотрены вероятностные модели управляемого потокораспределения в функции не только граничных условий и управлений, но также такого фактора неопределенности, как результаты идентификации коэффициентов этих моделей. С учетом этого фактора приведены обоснование модификации предложенного критерия управляемости, а также соотношения для определения параметров распределения (математического ожидания и ковариационной матрицы) режима. Эти соотношения позволяют непосредственно (количественно) оценивать вклад идентифицируемости в управляемость. На конкретных примерах показано,

что, если система плохо идентифицируема, то она и плохо управляема.

ВЫВОДЫ

1. На основе анализа существующих проблем сформулированы основные задачи, возникающие на пути интеллектуализации ТПС. В том числе констатируется, что ключевая проблема на этом пути связана с обеспечением высокой степени их наблюдаемости и управляемости.
2. На фоне краткой характеристики традиционных положений теории гидравлических цепей, вводятся новые понятия управляемых и кибернетических ГЦ, для которых формулируются новые классы задач анализа, синтеза, управления и идентификации.
3. Дан краткий обзор основных результатов, выполненных в ИСЭМ СО РАН в области анализа и синтеза идентифицируемости ТПС, которые могут быть положены в основу решения проблем информационной обеспеченности ИТПС.
4. Приведена характеристика оригинальных общих методов расчета допустимых и оптимальных режимов ТПС, а также новых результатов в области детерминированных и вероятностных методов количественной оценки технологической управляемости ТПС с учетом основных факторов неопределенности.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Концепция интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью/ Под ред. академиков РАН Фортова В.Е., Макарова А.А. – М.: ОАО "НТЦФСК ЕЭС", 2012. – 235с.

[2] Кобец Б.Б., Волкова И.О. SMART GRID как концепция инновационного развития электроэнергетики за рубежом. Энерго Эксперт, № 2, 2010.– С.52-58.

[3] Концепция Энергетической стратегии России на период до 2030 г. // Прил. к научн., обществ.-дел. журналу "Энергетическая политика". – М.: ГУ ИЭС, 2007. – 116 с.

[4] Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации // Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ

[5] Новицкий Н.Н. Интеллектуальные трубопроводные системы: аргументы, содержание, перспективы. // Коммунальное хозяйство городов. Серия «Технические науки и архитектура».– Украина, Харьков. Выпуск 101. 2011. – С. 456–464.

[6] Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М.: Наука. – 1985. – 294с.

[7] Новицкий Н.Н. Состояние и перспективы развития принципов и систем технологического управления трубопроводными системами энергетики // Энергетика XXI века: системы энергетики и управление ими / С.В. Подковальников, С.М. Сендеров, В.А. Стенников и др. Отв. ред. Н.И. Воропай. – Новосибирск: Наука, 2004. – С. 274 – 282.

[8] Новицкий Н.Н. Развитие методов теории гидравлических цепей для решения задач управления функционированием теплоснабжающих систем // Теплоэнергетика. – 2009. – № 12. – С. 38–43.

[9] Новицкий Н.Н. Развитие методов теории гидравлических цепей для анализа и синтеза свойств трубопроводных систем как объектов управления // Трубопроводные системы энергетики: математическое моделирование и оптимизация/ Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г., Тевяшев А.Д. и др. – Новосибирск: Наука, 2010. – С. 58 – 75.

[10] Новицкий Н.Н., Илькевич Н.В., Стенников В.А. Становление и развитие теории гидравлических цепей / Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений // Под общей редакцией чл.-корр. РАН Н.И. Воропай – Новосибирск: Наука. – 2010. – 686 с., – С. 234–252.

[11] Новицкий Н.Н. Актуальные задачи математического моделирования трубопроводных систем и развитие методов ТГЦ для их решения. / Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем // Труды XII Всеросс. научн. семин. с междунар. участ., Ялта, Украина, 20-26 сентября 2010 г. [Электронный ресурс], ISBN 978-5-93908-088-0. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2010 – 534с., С.13-39.

[12] Novitskiy N.N., Alekseev A.V. “State of the art and directions in development of the hydraulic circuit theory methods for modelling and techno-

logical control of water supply systems" // in proceedings of the Eleventh International Conference Computing and control for the Water Industry. University of Exeter, UK, 2011, *Vol3.* pp. 901-906.

[13] Новицкий Н.Н. Задачи и алгоритмы анализа наблюдаемости и идентифицируемости гидравлических цепей //Методы анализа и оптимального синтеза трубопроводных систем. – Иркутск. – 1991. – С. 142– 150.

[14] Новицкий Н.Н. Статистическое оценивание параметров и структурный анализ моделей гидравлической цепи //Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте- и газоснабжения/ А.П. Меренков, Е.В. Сеннова, С.В. Сумароков и др. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние. – 1992. – С. 215 – 231.

[15] Новицкий Н.Н., Гребнева О.А. Методы анализа и обеспечения идентифицируемости трубопроводных систем//Трубопроводные системы энергетики: модели, приложения, информационные технологии./Атавин А.А.,Карасевич А.М., Сухарев М.Г. и др. – М.: ГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2000. – С.90 –105.

[16] Новицкий Н.Н. Оценивание параметров гидравлических цепей методом приведенной линеаризации// Известия АН СССР. Энергетика и транспорт. – 1990. – №6. – С. 122 – 129.

[17] Новицкий Н.Н. Оценивание параметров гидравлических цепей. – Новосибирск: Наука, 1998. – 214 с.

[18] Новицкий Н.Н. Элементы теории и методов сетевой идентификации трубопроводных систем // Известия РАН. Энергетика. – 2000. – №6. – С. 87 – 97.

[19] Новицкий Н.Н. Идентифицируемость трубопроводных систем. / Системные исследования в энергетике: ретроспектива научных направлений // Под общей редакцией чл.-корр РАН Н.И. Воропай – Новосибирск: Наука. – 2010. – 686 с., – С. 279–291.

[20] Новицкий Н.Н., Гребнева О.А. Комплексное планирование условий проведения активной идентификации трубопроводных систем // Трубопроводные системы энергетики: методы математического моделирования и оптимизации/Сб. науч. тр. под ред. Н.Н.Новицкого – Новосибирск: Наука, 2007. – С. 177 – 187.

[21] Новицкий Н.Н., Дикин И.И. Расчет допустимых режимов работы трубопроводных сетей методом внутренних точек // Изв. РАН. Энергетика. – 2003. – № 5. – С.104–115.

[22] Дикин И.И., Зоркальцев В.И. Итеративное решение задач математического программирования (методы внутренних точек). – Новосибирск: Наука, 1980. – 144 с.

[23] Новицкий Н.Н., Дикин И.И., Алексеев А.В. Методы расчета допустимых гидравлических режимов работы трубопроводных сетей // Трубопроводные системы энергетики: управление развитием и функционированием / Новицкий Н.Н., Сеннова Е.В., Сухарев М.Г. и др. – Новосибирск: Наука, 2004. – С. 361 – 372

[24] Новицкий Н.Н, Алексеев А.В., Епифанов С.П. Расчет технологически допустимых гидравлических режимов трубопроводных систем // Изв. РАН. Энергетика. – 2006. – № 5. – С. 128 – 138.

[25] Новицкий Н.Н., Вантеева О.В. Задачи и методы вероятностного моделирования гидравлических режимов трубопроводных систем // Научно-технические ведомости СПбГУ. – 2008. – № 1. – С. 68 – 75.

[26] Новицкий Н.Н., Вантеева О.В. Моделирование стохастики потокораспределения в гидравлических цепях // Известия РАН. Энергетика. – 2011.– № 2. – С. 145-154.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Новицкий Николай Николаевич – заведующий лабораторией трубопроводных и гидравлических систем, главный научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук. **Основные научные интересы:** теория гидравлических цепей, теория и методы анализа, управления, оптимизации и идентификации трубопроводных систем, математическое моделирование, компьютерное моделирование, информационно-вычислительные технологии, программно-вычислительные комплексы.

Многоуровневое моделирование теплогидравлических режимов больших систем теплоснабжения*

З.И. Шалагинова, Н.Н. Новицкий, В.В. Токарев, О.А. Гребнева

Приводится методология многоуровневого моделирования режимов крупных систем теплоснабжения на базе развиваемого в ИСЭМ СО РАН научного направления – теории гидравлических цепей. Раскрываются основные положения применяемых при этом методов, а также механизм их интеграции с современными информационными технологиями, что в совокупности обеспечивает возможность практического решения задач расчета режимов и наладки для ТСС произвольной размерности и структуры. Разработанные методы реализованы в информационно-вычислительном комплексе (ИВК) «АНГАРА-ТС» для тепловых сетей. Приведен состав решаемых задач, реализованных в ИВК. ИВК внедрен во многих реальных ТСС крупных городов при организации режимов и разработке наладочных мероприятий.[1]

Ключевые слова: **теплоснабжающие системы, многоуровневое моделирование, теплогидравлические режимы, информационные технологии, организация эксплуатационных режимов.**

ВВЕДЕНИЕ

Многоаспектность изучения больших теплоснабжающих систем (ТСС), а также сложность протекающих в них процессов, обуславливают традиционную раздробленность информационного, методического, модельного и алгоритмического обеспечения и, соответственно, – самих процессов принятия решений по их управлению. Полномасштабное раскрытие потенциала теории гидравлических цепей (ТГЦ) для исследования и оптимизации ТСС большой размерности требует интеграции ее модельного и методического аппарата с информационными технологиями. Основная трудность такой интеграции состоит в необходимости преодоления противоречия между разной степенью детализации математических моделей, с одной стороны, и требованиями целостности моделирования и наглядности представления результатов, с другой. Решить эту проблему позволяет развиваемый в ИСЭМ СО РАН подход – многоуровневое моделирование ([1]-[7]), который позволяет увязать разрозненную и иногда несогласованную исходную информацию с методическим аппаратом, решив при этом трудоемкие задачи количественного обоснования и координации решений, принимаемых на разных временных и организационно-территориальных уровнях, обеспечить соответствие степени подробности математической модели целям ее использования, а также выполнять моделирование для достижения различных целей.

ЦЕЛИ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Компьютерное моделирование теплогидравлических режимов работы тепловых сетей при функционировании ТСС актуально, в первую очередь, при решении задач анализа режимов и наладки ТСС с разным значением временного упреждения.

Целью моделирования при анализе режима ТСС является расчет неизмеряемых параметров режима в узлах и на участках тепловой сети по известным характеристикам элементов сети и заданным или измеренным параметрам режима в отдельных узлах или на ветвях сети, а также последующий анализ допустимости и величины отклонения параметров режима от требуемых значений.

При наладке ТСС целью моделирования можно считать определение требуемых параметров элементов, управляющих режимом (насосов, дросселирующих устройств,

*Данная работа выполнена в соответствии с планами исследований ФГБУН Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и Центра энергетических систем Сколковского института науки и технологий.

З.И. Шалагинова (e-mail: shalaginova@isem.irk.ru),
Н.Н. Новицкий (e-mail: pipenet@isem.irk.ru),
В.В. Токарев (e-mail: tslava@isem.irk.ru),
О.А. Гребнева (e-mail: oksana@isem.irk.ru), Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия.

регуляторов и задвижек) для обеспечения заданных тепловых нагрузок потребителей при соблюдении всех ограничений на параметры режима. В результате расчета необходимо определить оптимальное потокораспределение теплоносителя по тепловой сети с учетом технологических и экономических критериев.

При решении этих задач, как правило, не требуется динамического рассмотрения поведения ТСС, а достаточно решить эти задаче для набора установившихся режимов, соответствующих экстремальным состояниям ТСС (минимальный или максимальный водоразбор, аварийное состояние и т.п.) и определение крайних значений контролируемых параметров для оценки их допустимости. Тогда для моделирования теплогидравлических режимов можно пренебречь сжимаемостью теплоносителя, изменением теплоемкости, инерционностью сети, временем распространение температурных потоков, изменением параметров элементов от температуры и давления теплоносителя и т.п. Это существенно упрощает компьютерную модель и позволяет решать выше перечисленные задачи для ТСС большой размерности, насчитывающих десятки, а то и сотни тысяч элементов.

Особенность структуры ТСС (наличие древовидных ответвлений от кольцевой части тепловой сети, в однолинейном ее представлении, без существенно изменяющих режим элементов) позволяет разбивать модель ТСС на уровни. Это, в свою очередь, дает возможность построения многоуровневой модели, декомпозиции общей задачи на более простые с последующей координацией общего решения.

В общем случае решение задач при многоуровневом моделировании достигается итерационными расчетами сетей разных уровней с оптимизацией отклонений связанных попарно граничных параметров режима и выбранных критериев оптимальности решения задачи в целом. Однако, специальные постановки и математические методы позволяют свести количество таких внешних итераций к единичным значениям.

ТИПЫ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ

Различают два типа расчета теплогидравлических режимов ТСС: наладочный и имитационный (или поверочный).

Первый связан с определением характеристик элементов тепловой сети для организации распределения тепла согласно требуемым нагрузкам (обеспечения требуемого расхода теплоносителя у потребителей при заданном температурном графике). При этом на верхнем уровне можно рассматривать места связи уровней (ТП), как набор некоторых обобщенных регуляторов, поддерживающих суммарные нагрузки потребителей и обеспечивающих режим в тепловой сети нижнего уровня.

В результате наладочного гидравлического расчета определяются сопротивления ТП, которые обеспечат пропуск расчетных расходов воды через абонентские системы ИТП и на подогреватели ЦТП.

В результате наладочного теплового расчета определяются температуры теплоносителя в узлах сети и внутреннего воздуха у потребителей.

Результаты этих расчетов являются исходными для выполнения наладочного теплогидравлического расчета в котором можно уточнить требуемые расходы теплоносителя на каждый тепловой пункт для обеспечения расчетных нагрузок при сохранении температурного графика (если тепловые потери в сети компенсируются расходом теплоносителя), либо изменить температурный график отпуска тепла от источников (если компенсацию тепловых потерь в сети невозможно осуществить увеличением расхода, например, из-за недостаточной пропускной способности сети или потребителей) [8].

При наладочном расчете тепловой пункт моделируются с помощью модели ([9],[10]), которая подробно учитывает его специфику: состав и схемы присоединения подогревателей отопления и ГВС; конструктивные характеристики оборудования; аккумулирующую способность зданий для ИТП; время, в течение которого потребитель получа-

ет теплоноситель с определенными параметрами и т.д. Остывание теплоносителя на участках рассчитывается по удельным потерям тепла с единицы длины трубопровода.

Целью имитационного гидравлического расчета является определение потокораспределения в сети при вычисленных в наладочном расчете сопротивлениях тепловых пунктов, в том числе и после внесения возмущающих воздействий. При этом места связи уровней эквивалентируются участками с заданными сопротивлениями.

При имитационном расчете теплового режима тепловые потери на участках рассчитываются в зависимости от реальных условий: типа прокладки трубопроводов; температуры наружного воздуха и теплоносителя в текущем режиме; типа и влажности грунтов; типа изоляции, ее толщины и степени увлажнения. Потребители моделируются участками с эквивалентными характеристиками, которые описывают зависимость выходных параметров – температуры воздуха в помещениях и температуры сетевой воды в обратном трубопроводе от параметров на входе – температуры сетевой воды и её расхода.

В результате имитационного теплогидравлического расчета определяются значения параметров в текущем режиме: давления в узлах, расходы теплоносителя на участках сети и через объектные системы, температуры в узлах, тепловые потери на участках, нагрузки потребителей, температуры внутреннего воздуха в помещениях.

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ И МЕТОДИКА МНОГОУРОВНЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ТСС

Многоуровневое моделирование ТСС ([1], [2],[11],[12]) можно рассматривать как научно-методологический подход, представляющий собой суперпозицию трех базовых подходов, предназначенных для преодоления проблем большой сложности как самих ТСС, так и возникающих здесь задач:

- иерархическое моделирование ТСС, как средство уменьшения размерности частей, составляющих общую модель ТСС, используемых при решении какой-либо отдельной задачи;
- многоаспектное моделирование, как средство согласования результатов решения разных задач, соответственно, требующих разной степени подробности моделей.
- сквозное моделирование, как средство согласования решений и преодоления информационной и методической разобщенности при решении задач управления развитием и функционированием ТСС на разных временных уровнях.

Независимо от способов моделирования, крупные ТСС могут иметь иерархическую структуру, обусловленную необходимостью осуществлять многоступенчатое регулирование (это особенно актуально если тепловая сети проложена на пересеченной местности): на источнике теплоты (ИТ); в промежуточных ступенях – контрольно-распределительных (КРП), центральных (ЦТП) или индивидуальных (ИТП) тепловых пунктах; непосредственно на теплопотребляющих установках – в системах отопления (СО), вентиляции (СВ) и горячего водоснабжения (ГВС) ([13],[14]). Тепловые сети в таких системах, как правило, уже имеют разные уровни – магистральные (МТС) и распределительные (РТС), границей раздела которых служат ЦТП или КРП. При таком построении ТСС каждая ступень управления облегчает работу последующей ступени и обеспечивает возможность более глубокого регулирования.

В данной статье рассмотрены в основном вопросы применения иерархического моделирования для задач расчета теплогидравлических режимов (ТГР) крупных ТСС, которое предполагает многоуровневую организацию данных о системе теплоснабжения [3] и организацию одно- или многоуровневых расчетов [5]. Многоуровневые расчеты, в свою очередь, базируются на применении двух основных методов понижения порядка моделей – методов эквивалентирования и

декомпозиции. Эти методы применительно к ТСС неразрывно связаны с процессами эквивалентирования и декомпозиции расчетных схем, что обеспечивает независимость применяемых методов расчета от степени агрегирования или детальности схем и существенно понижает их размерность. Степень подробности описания и количество уровней определяются требованиями обозримости и удобства восприятия получаемой иерархической структуры. Декомпозиция, как научный метод, использующий структуру задачи, позволяет заменить решение одной большой, сложной задачи решением нескольких меньших более простых задач, во взаимной увязке. Для решения некоторых задач необходимо иметь информацию о параметрах элементов, эквивалентированных в расчетной схеме. Такую информацию можно получить, рассчитывая нужные объекты ТСС автономно после расчета режима ТСС в целом, основываясь на значениях параметров режима в узлах связи с этими объектами.

Декомпозиция расчетных схем крупных ТСС

Декомпозицию расчетных схем необходимо выполнять с учетом возможности расчета всей системы в целом во взаимной увязке сетей разного уровня. Целесообразность декомпозиции расчетных схем определяется следующими факторами.

1. В силу различной ведомственной принадлежности МТС и РТС нет необходимости, а зачастую и возможности (из-за отсутствия информации) рассчитывать режимы тех сетей, которые не принадлежат данному ведомству. Достаточно знания параметров на границе раздела.

2. Для решения различных задач требуется различная степень детализации объектов ТСС:

- при проектировании сетей на перспективу и планировании режимов расчеты тепловых сетей обычно проводятся на агрегированной схеме или ограничиваются уровнем МТС;

- для диспетчерских задач, когда нужна детализация вплоть до запорно-регулирующей арматуры, схема крупной ТСС на одном уровне становится необозримой и сложной для использования;

- в задачах расчета надежности и резервирования ТСС при обосновании расстановок перемычек для кольцевания МТС, нет необходимости рассматривать РТС;

- в задачах анализа режимов ряд проблем может быть локализован по расчету фрагмента сети или на уровне одной задачи (расчета гидравлического или только теплового режима).

3. Разбиение сетей на уровни значительно сокращает размерность задач, а их эквивалентирование улучшает сходимость алгоритмов расчета. Проблемы сходимости возникают из-за большого разброса абсолютных значений сопротивлений участков трубопроводов МТС и РТС, которые могут отличаться более чем на пятнадцать порядков. Это приводит к потере точности при использовании в компьютерных вычислениях ограниченного числа значащих цифр мантиссы.

4. Декомпозиция сетей в ряде случаев может сокращать общее время расчетов, в особенности многовариантных, когда изменение расчетных условий в одном фрагменте сети не влияет на режим других фрагментов.

Результативность и эффективность моделирования зависит от правильности составления расчетной схемы. Основными критериями, по которым следует осуществлять декомпозицию схемы ТСС и составлять расчетную схему, следует считать:

- степень влияния элементов на режим функционирования ТСС в целом;

- возможность оперативного изменения конфигурации сети;

- возможность расчета и анализа режима ТСС после изменения расчетных условий (внесения возмущающих воздействий, включая переключения на схемах);

• возможность расчета и анализа режима ТСС после внесения управляющих воздействий.

Разбиение на уровни расчетной схемы крупной ТСС с промежуточными ступенями управления, следует делать в местах стыковки разных уровней регулирования – тепловых пунктах (ТП). Для обеспечения требуемых режимов в сетях нижнего уровня необходимо наличие избыточности параметров (давления, температуры) теплоносителя в точках его присоединения к уровню рангом выше. При этом на верхнем уровне можно рассматривать места связи уровней, как набор некоторых обобщенных параметров, поддерживающих суммарные нагрузки потребителей и обеспечивающих режим в тепловой сети нижнего уровня.

Исходя из этого, предлагается следующая структура разбиения расчетной схемы ТСС (рис. 1).

К МТС относятся сети от источников теплоснабжения до КРП или ЦТП. В случае их отсутствия – до вводов в микрорайоны. Кроме того, к МТС относятся насосные станции (НС) и участки РТС, если они совместно с МТС образуют кольца в однолинейном изображении. К РТС относятся тупиковые ответвления от ввода в микрорайон до потребителей. РТС одного микрорайона может состоять из нескольких несвязанных между собой фрагментов, число которых равно количеству вводов в микрорайон.

Магистральные и распределительные тепловые сети связаны между собой через общий элемент – обобщенный потребитель (с суммарной нагрузкой микрорайона) на уровне МТС, являющийся обобщенным источником на уровне РТС, через который осуществляется передача граничных условий с одного уровня на другой.

В табл. 1 приведены типы расчетных схем, их место в общей иерархической структуре ТСС и связь с элементами различных уровней.



Рис. 1. Иерархия расчетных схем ТСС.

ТАБЛИЦА 1. ТИПЫ РАСЧЕТНЫХ СХЕМ

№	Наименование схемы	Элемент верхнего уровня	Схема верхнего уровня
1	Схема МТС	–	–
2	Схема ИТ	ИТ	Схема МТС
3	Схема НС	НС	Схема МТС
4	Схема РТС	Обобщенный потребитель	Схема МТС
5	Схема ИТП	Потребитель	Схема МТС или РТС
6	Схема ТК	Тепловая камера	Схема МТС или РТС
7	Схема ЦТП	Тепловой пункт	Схема МТС
8	Схема СО, СВ, ГВС	Местные системы теплопотребления	Схема ИТП

На рис. 2 приведен пример многоуровневой структуры ТСС с различными типами расчетных схем, выполненный в ИВС «АНГАРА».

Декомпозиция задачи расчета теплогидравлического режима ТСС

Принятые при решении задач организации режимов допущения позволяют рассчитывать гидравлический режим независимо от теплового и применить декомпозицию ТСС на тепловые сети и тепловые пункты (или потребители в случае ИТП). Тепловые пункты (и обслуживаемые ими здания – потребители), представляющие собой системы с происходящими внутри них сложными гидравлическими и тепловыми процессами, в общей математической модели будем представлять участками с эквивалентными характеристиками (постоянными: сопротивлениями, значениями потерь температур, времени транспорта теплоносителя через ТП или потребитель). Значения характери-

стик вычисляются с помощью математической модели теплогидравлического режима теплового пункта [9].

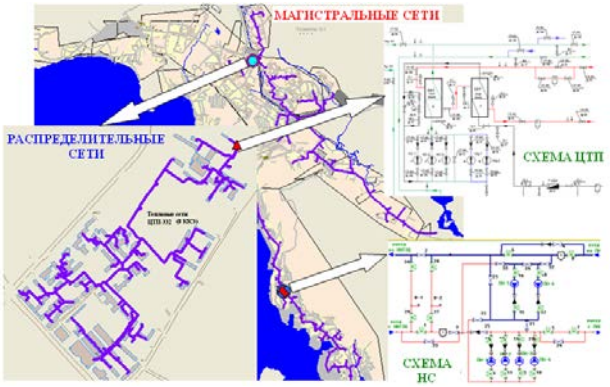


Рис. 2. Пример многоуровневой организации ТСС и декомпозиция ее схемы на расчетные уровни.

По существу задача расчета теплогидравлических режимов ТСС сводится к последовательному решению расчета задач ТГР сети и ТП. Каждая подзадача, в свою очередь, также сводится к решению двух подзадач: а) расчета гидравлического режима и на его основе б) расчета теплового режима, см. рис.3.

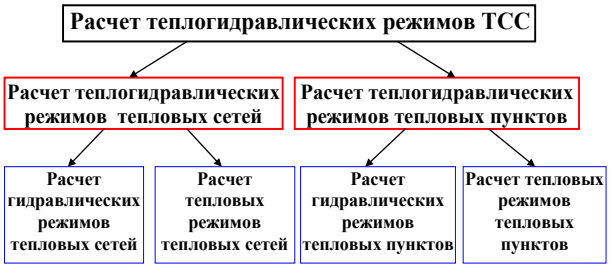


Рис. 3. Общая схема декомпозиции задачи расчета теплогидравлических режимов ТСС.

Математические модели ТГР тепловых сетей и тепловых пунктов подробно рассматриваются в ([9],[10],[15],[16],[16]), поэтому здесь приводится лишь схема их взаимной увязки.

Эквивалентирование и дезагрегирование

Все способы эквивалентирования можно разбить на три класса по времени их применения по отношению к расчету [2]:

- априорные, связанные с предварительным преобразованием исходной модели и получением ее в более простом для расчета виде;
- адаптивные – для учета некоторых специфических свойств модели во время расчета для улучшения сходимости;
- апостериорные – эквивалентирование, позволяющее на основе расчета упростить модель для ускорения экспертного анализа и обеспечения обозримости результатов.

С точки зрения задач анализа функционирования ТСС наибольшую актуальность для расчета режима имеют априорные и апостериорные способы эквивалентирования.

Кроме того, разнообразные способы эквивалентирования существующие на настоящий момент могут быть сгруппированы в рамках двух основных подходов, которые можно назвать «статистическим» и «детерминированным».

«Статистический» подход основан на экспериментальном исследовании свойств и поведения системы, представленной в виде «черного ящика» с некоторых набором входов и выходов. Данные экспериментов позволяют построить упрощенную модель, на которой с некоторой точностью определятся отклик системы на возмущения.

«Детерминированный» подход основывается на преобразовании расчетной схемы и математических моделей ТГР в сторону их упрощения. Причем для расчета по полной и упрощенной схемам могут использоваться одни и те же методы и алгоритмы.

Способы эквивалентирования расчетных схем можно разбить на два типа: 1) основанные на значении параметров элементов расчетной схемы; 2) основанные на значении параметров режима.

Параметры элементов можно считать постоянными, поэтому преобразования расчетной схемы могут осуществляться без потери точности. Такое эквивалентирование может быть использовано априори, на этапе построения расчетной схемы.

Знание параметров режима также позволяет применять эквивалентирование. Например, можно устранить из расчета некоторые участки с фиксированными на них расходами, эквивалентировать последовательно и

параллельно соединенные элементы с промежуточными отборами. В общем случае это приближенные методы эквивалентирования.

Для решения задач расчета теплогидравлического режимами ТСС представляется целесообразным обобщение и развитие методов эквивалентирования, поскольку производить расчеты режимов крупной ТСС с детальным анализом режимов всех ее составляющих (ИТ, протяженные тепловые сети, потребители с различным сочетанием и видом присоединения разнородной нагрузки) практически невозможно. Эквивалентная модель должна обеспечить: 1) возможность применения для расчетов существующих программных разработок по расчету и анализу установившихся ТГР; 2) значительное сокращение времени расчета, позволяющее в приемлемые сроки исследовать режимы систем большой размерности.

По-существу речь идет об укрупнении реальной схемы ТСС по определенным принципам и создании упрощенной расчетной схемы. При этом все узлы разветвления схемы можно рассматривать как обобщенные потребители, предшествующие по потоку определенным группам реальных потребителей. Этот принцип позволяет свертывать тупиковые ответвления внутриквартальных тепловых сетей с присоединенными к ним однотипными потребителями в один узел с обобщенной нагрузкой. В МТС возможно объединение нескольких участков с одинаковыми конструктивными характеристиками (диаметры, способ прокладки, тип и толщина изоляции и т.д.) в один участок, если на них нет отборов теплоносителя. При укрупнении схемы из нее не должны выпадать узлы, в которых установлены регуляторы, перекачивающие или подкачивающие НС, узлы рассечки, или любые другие элементы тепловой сети, предназначенные для регулирования.

Второй принцип, позволяющий существенно упростить расчетную схему – это эквивалентирование обобщенных и реальных потребителей участками с заданными перепадами температур между подающим и обратным трубопроводами. Естественно, что такой подход приемлем в случае наличия достоверной информации о температурном градиенте, которую можно получить с помощью предварительных многовариантных расчетов различных режимов по модели, подробно учитывающей специфику всех тепловых пунктов и потребителей ([9],[10]).

Расчетная схема любого объекта ТСС (ИТ, НС, ЦТП, ИТП) может быть представлена в схеме более высокого уровня одним элементом, для которого предварительно проводится процедура эквивалентирования, т.е. вычисляются параметры агрегированных характеристик схемы, которые назначаются этому элементу и используются при расчете схемы верхнего уровня [6]. После чего может быть выполнена процедура дезагрегирования, состоящая в детализации результатов расчета элемента, представляющего схему объекта на верхнем уровне, на все элементы его собственной схемы (нижнего уровня). В общем случае процесс взаимодействия моделей расчетных схем разного уровня представлен на рис 4.

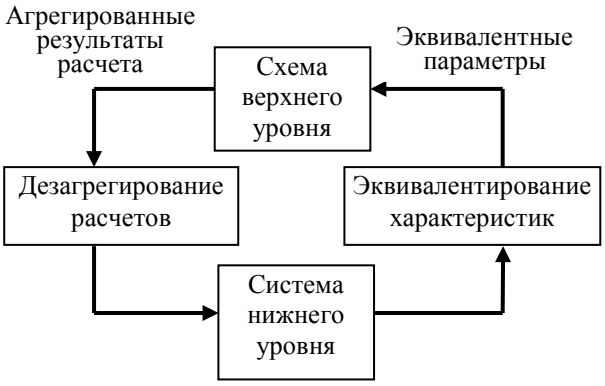


Рис. 4. Взаимодействие моделей расчетных схем различных уровней

Все объекты нижнего уровня представлены на верхнем уровне в виде ветвей или узлов с эквивалентными этим объектам характеристиками. Задача эквивалентирования состоит в поиске и обосновании преобразований, обеспечивающих переход от одной модели к другой, адекватной с требуемой точностью исходной модели, но более простой в использовании.

Особенности декомпозиции и эквивалентирования в гидравлических и тепловых расчетах подробно изложены в [1].

Построение эквивалентных характеристик тепловых пунктов, потребителей, насосных станций и других элементов ТСС, представляющих собой сложные технические системы, для моделирования работы тепловых сетей представлены в ([1],[15]).

Принципы организации данных и поддержки взаимодействия расчетных задач для обеспечения возможностей многоуровневого моделирования

В ИСЭМ СО РАН разработана информационно-вычислительный комплекс (ИВК) «АНГАРА-ТС», позволяющая решать, как информационные, так и расчетно-аналитические прикладные задачи в рамках единого интерфейса пользователя в операционной среде Windows ([3],[6],[7]).

Структура базы данных. Обеспечение возможностей многоуровневого моделирования предполагает многоуровневую организацию данных по моделируемой системе, основанную на следующих принципах ([3],[6],[7]):

1) моделируемая ТСС может состоять из множества расчетных схем различных типов (схемы сетей, НС, ИТ, тепловых камер, ЦТП, потребителей и т.д.);

2) схема определенного типа собирается из своего набора элементов;

3) каждый тип элемента может быть задан в одном из двух форматов – узел (ИТ, ЦТП, потребитель, тепловая камера) или связь (участок, задвижка, насосный агрегат);

4) реальный элемент ТСС может быть представлен как агрегированным элементом на верхнем уровне, так и собственной расчетной схемой на нижнем уровне;

5) каждый элемент может находиться в одном из нескольких состояний (включен, выключен и т.д.), что обеспечивается различными условными обозначениями;

6) все элементы определенного типа имеют одинаковый состав числовых и символьных параметров;

7) информационная модель ТСС содержит не только данные по элементам ТСС, но и информацию о взаимосвязях: графического изображения каждого элемента со своими данными; элементов схемы между собой; разных схем между собой; каждой схемы со своим планом; каждой схемы со своим типом расчетной задачи; каждой задачи со своей расчетной схемой или группой иерархически подчиненный схем.

Взаимодействие задач. Расчет многоуровневых схем требует соответствующей организации взаимодействия расчетных модулей. Настройка последовательности работы расчетных модулей в ИВК «АНГАРА-ТС» производится путем задания для каждой задачи родительских и дочерних связей ([3]-[7]).

Задачи, реализованные в ИВК «АНГАРА-ТС» для расчета ТСС. В состав ИВК входят информационная оболочка ИВС «АНГАРА» и следующие модули для: расчета гидравлических режимов; расчета тепловых режимов; наладочного расчета теплогидравлических режимов одного уровня; многоуровневого наладочного расчета теплогидравлических режимов; многоуровневого поверочного (имитационного) расчета теплогидравлических режимов; расчета дросселирующих устройств; построения пьезометрических графиков; построения температурных графиков отпуска тепла ИТ; проверки допустимости режимов. При помощи этих модулей можно выполнять все необходимые расчеты для разработки основных эксплуатационных режимов работы ТСС, решать задачи: анализа теплогидравлического режима, наладки ТСС, проверки решений при проектировании ТСС, проверки последствий управляющих воздействий и аварийных ситуаций.

ИВК «АНГАРА-ТС» используется на предприятиях тепловых сетей Иркутска, Ангарска, Братска, Киева, Улан-Батора, Дархана (Монголия), Усть-Кута, Железногорска,

Петропавловск-Камчатского, Черемхово, Байкальска и др. ([18]-[20]).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Раскрыта актуальность разработки и предложена новая методология многоуровневого моделирования крупных ТСС для задач организации режимов, основанная на базе развиваемого в ИСЭМ СО РАН научного направления – теории гидравлических цепей.
2. Разработаны методы и критерии декомпозиции и эквивалентирования расчетных схем и задач.
3. Разработаны математические модели для расчета теплогидравлических режимов ТСС, основанные на принципах многоуровневого моделирования.
4. Разработаны и реализованы универсальные механизмы для поддержания многоуровневых информационных моделей ТСС.
5. Разработаны и реализованы принципы организации данных и механизмы взаимодействия задач многоуровневого расчета режимов.
6. Разработанные методы реализованы в ИВК «АНГАРА-ТС» для организации эксплуатационных режимов тепловых сетей.
7. ИВК «АНГАРА-ТС» внедрен во множестве городов России и за рубежом на предприятиях, эксплуатирующих ТСС.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Алексеев А.В., Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова З.И. Многоуровневое моделирование режимов больших теплоснабжающих систем методами теории гидравлических цепей / Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации – Новосибирск: Наука, 2008. – 312 с., С.211-228.

[2] Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова, З.И.Алексеев А.В., Гребнева О.А., Баринова С.Ю. Иерархическое моделирование тепловых сетей в задачах эксплуатации и диспетчерского управления / Информационные и математические технологии в науке и управлении /Тр. Xl1 Байкальской Всерос. конф. «Информационные и математические технологии в науке и управлении». Ч.1. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. – 281с., С. 110–121.

[3] Алексеев А.В., Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова З.И. Принципы организации и программная реализация информационно-вычислительной среды для компьютерного моделирования трубопроводных и гидравлических систем. / Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации. Сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2007. – 259с., С. 221–230.

[4] Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации. Сб. науч. тр. – Новосибирск: Наука, 2007. – 259с.

[5] Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова З.И., Алексеев А.В. Принципы реализации и направления развития ПВК для расчета режимов теплоснабжающих систем. / Информационные и математические технологии в науке, технике и образовании // Тр. X Байкальской Всерос. конф. Ч. II. – Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 2005. – 419с., С.285-294.

[6] Алексеев А.В., Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И., Токарев В.В. Механизмы поддержки многоуровневых информационных и математических моделей трубопроводных систем и их реализация / Информационные и математические технологии в научных исследованиях // Тр.Xl международ. конф. «Информационные и математические технологии в научных исследованиях». Ч.1. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2006. – 268с., с. 7-15.

[7] Алексеев А.В. Принципы разработки и реализация информационно-вычислительной среды для компьютерного моделирования трубопроводных и гидравлических систем // Информационные и математические технологии / Тр. Байкальской Всерос. конф. «Информационные и математические технологии» - Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 2004 – С.124-130.

[8] Токарев В.В., Шалагинова З.И. Разработка методики многоуровневого наладочного теплогидравлического расчета систем теплоснабжения и ее реализация в составе ИВК "АНГАРА-ТС" / Тр. XII Всерос. науч. семинара с междунар. участием «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических систем» - Иркутск, ИСЭМ СО РАН -2010, С. 300-314.

[9] Шалагинова З.И. Математическое моделирование тепловых пунктов в задачах расчета теплогидравлических режимов теплоснабжающих систем / Тр. XII Всерос. науч. семинара с междунар. участием «Математические модели и методы анализа и оптимального синтеза развивающихся трубопроводных и гидравлических си-

стем» - Иркутск, ИСЭМ СО РАН, 2010. С. 315-333.
[10] Трубопроводные системы энергетики: Методические и прикладные проблемы математического моделирования / Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г., Тевяшев А.Д. и др. – Новосибирск: Наука, 2015. – 476 с.
[11] Трубопроводные системы энергетики: развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации / В.К. Аверьянов, Н.Н. Новицкий, М.Г. Сухарев и др. – Новосибирск: Наука, 2008. – 312 с.
[12] Алексеев А.В., Гребнева О.А., Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова З.И. Математические модели и методы для оценки и реализации потенциала энергоснабжения при управлении режимами теплоснабжающих систем// Исследования и разработки СО РАН в области энергоэффективных технологий. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2009. –С. 38-49.
[13] Чистович С.А., Аверьянов В.К., Темпель Ю.Я., Быков С.И. Автоматизированные системы теплоснабжения и отопления. Л.: Стройиздат, 1987. – 248с.
[14] Н.М. Зингер, Л.С. Бармина, В.А. Сиротенко, А.М. Тарадай. Автоматизация и диспетчерское управление системой теплоснабжения городского района / Матер, научн.-практ. конф. Д.: ЛДНТП.- 1987,- С. 13-17.
[15] Шалагинова З.И. Теплогидравлический анализ эффективности работы систем теплоснабжения/ Гидравлические цепи. Развитие теории и приложения -Новосибирск: Наука, 2000. С. 129-138.
[16] Сидлер В.Г., Шалагинова З.И. Математическая модель теплогидравлических режимов тепловых сетей / матер. 8-го засед. семин. по совершенствованию управления и автоматизации систем теплоснабжения при научном Совете АН СССР. 1988. С. 37-40.
[17] Шалагинова З.И. Разработка и применение методов расчета теплогидравлических режимов в системах теплоснабжения с многоступенчатым регулированием / Дисс. на соискание ученой степени кандидата технических наук / ИСЭМ СО РАН. Иркутск, 1995, 309с.
[18] Токарев В.В., Шалагинова З.И. Опыт применения новых технологий для организации режимов крупных теплоснабжающих систем / Вестник ИГУ. - 2011. № 12 (59). С. 240-248.
[19] Шалагинова З.И. Разработка и применение методов теплогидравлического расчета для решения задач эксплуатации теплоснабжающих систем / матер. междунар. науч.-практ. конф. «Человек-Среда-Вселенная» - Иркутск, ИрГТУ - 1997. С. 182-184.
[20] Токарев В.В., Новицкий Н.Н., Шалагинова З.И. Технология расчетов и опыт использования информационно-вычислительного комплекса (ИВК) «АНГАРА-ТС» при разработке режимов работы систем теплоснабжения крупных городов /материалы научно-практической конференции «Усовершенствование планирования режимов систем централизованного теплоснабжения» Улан-Батор, Монголия-2014. С. 53-64.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Шалагинова Зоя Ивановна – ведущий научный сотрудник лаборатории трубопроводных и гидравлических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. **Основные научные интересы:** многоуровневое моделирование, математические модели и методы расчета динамических теплогидравлических режимов, анализ и синтез режимной управляемости теплоснабжающих систем.



Новицкий Николай Николаевич – заведующий лабораторией трубопроводных и гидравлических систем, главный научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук. **Основные научные интересы:** теория гидравлических цепей, теория и методы анализа, управления, оптимизации и идентификации трубопроводных систем, математическое моделирование, компьютерное моделирование, информационно-вычислительные технологии, программно-вычислительные комплексы.



Токарев Вячеслав Вадимович – старший научный сотрудник лаборатории трубопроводных и гидравлических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. **Основные научные интересы:** математическое моделирование режимов работы теплоснабжающих систем при их эксплуатации и диспетчерском управлении, разработка программного обеспечения.



Гребнева Оксана Александровна – старший научный сотрудник лаборатории трубопроводных и гидравлических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. **Основные научные интересы:** теория и методы анализа, управления, идентификации, математическое и компьютерное моделирование теплоснабжающих систем.

Универсальные информационно-вычислительные технологии для компьютерного моделирования трубопроводных и гидравлических систем

А.В. Алексеев, Е.А. Михайловский, Н.Н. Новицкий, В.В. Токарев

.

В статье представлена разработанная в ИСЭМ СО РАН универсальная технология моделирования трубопроводных систем различного типа и назначения. Приводится описание принципов, заложенных при реализации информационно-вычислительной среды «АНГАРА». Описывается перспективная технология объектно-ориентированного он-лайн моделирования трубопроводных сетей в интернет.

Ключевые слова: трубопроводные системы, компьютерное моделирование, программные комплексы, он-лайн расчеты.

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в ИСЭМ СО РАН, а также в других организациях, разрабатывается разветвленное программное обеспечение для компьютерного моделирования трубопроводных систем (ТПС). Эти разработки, с одной стороны, направлены на решение конкретного класса задач из области проектирования, эксплуатации или управления ТПС, а с другой, – применительно к конкретным типам ТПС (тепло-, водо-, газоснабжения и др.).

В ИСЭМ СО РАН в рамках теории гидравлических цепей (ТГЦ) [1–3] разработан модельный аппарат, а также методы расчета и оптимизации, применимые в принципе к любым типам трубопроводных и гидравлических систем. До настоящего времени эффективное использование этого методического потенциала в значительной мере сдерживалось отсутствием компьютерных технологий гибкого конфигурирования конечных информационно-вычислительных комплексов (ИВК) для произвольных типов ТПС, классов решаемых задач и сфер возможного применения.

2. ИВС «АНГАРА»

2.1. Назначение ИВС «АНГАРА»

В 2002 г. была реализована первая версия информационно-вычислительной среды (ИВС), получившая название «АНГАРА» (рис. 1). Данная ИВС предназначена для: 1) настройки информационного окружения пользователя (конфигурирования структуры баз данных (БД)); 2) настройки вычислительного окружения (интеграции программно-вычислительных комплексов (ПВК)); 3) применения этого окружения в рамках единого графического интерфейса пользователя для компьютерного моделирования ТПС.



Рис. 1. Интерфейс ИВС «АНГАРА».

Результатом настройки ИВС являются конечные ИВК для решения задач моделирования ТПС. Применение полученных ИВК освобождает пользователя от необходимости знания программирования, методов расчета и математического моделирования, позволяя решать содержательные инженерные задачи непосредственно на расчетных

схемах, оперируя привычными понятиями и объектами. Таким образом, ИВС обеспечивает возможность создания и работы с компьютерной графической моделью реальной ТПС любого типа.

Основные требования и принципы, заложенные при разработке ИВС, подробно изложены в [4]. Ниже дается их краткая характеристика с учетом накопленного опыта применения при решении реальных задач расчета, анализа и оптимизации режимов широкого спектра объектов.

2.2. Принципы реализации

При разработке ИВС закладывались следующие основные принципы: 1) моделируемая ТПС может состоять из множества расчетных схем различных типов (схемы трубопроводных сетей, насосных станций, источников и т.д.); 2) схема определенного типа собирается из своего набора условных обозначений типов элементов; 3) каждый тип элемента может быть задан как узел (источник, потребитель, точка разветвления и т.п.) или связь (трубопроводный у**часто**к, задвижка, насосный агрегат и др.); 4) реальный элемент ТПС (например, источник) может быть представлен как элементом какой-либо схемы, так и собственной расчетной схемой; 5) каждый элемент может находиться в одном из нескольких состояний (включен, выключен, неисправен и т.д.), что предполагает поддержку для него нескольких условных обозначений; 6) все элементы определенного типа имеют одинаковый состав числовых и символьных параметров; 7) информационная модель ТПС должна содержать не только данные по элементам ТПС, но и информацию о взаимосвязи: графического изображения каждого элемента со своими данными; элементов схемы между собой; разных схем между собой; каждой схемы со своим планом; каждой схемы со своим типом расчетной задачи; каждой задачи со своей расчетной схемой или группой иерархически подчиненный схем.

ИВС обеспечивает автоматическое соблюдение всех этих требований. Так, взаимосвязь графики и данных, топологические отношения между элементами сети, отношения в иерархии и принадлежности определенному фоновому рисунку автоматически формируются уже при создании и рисовании схем и плана. Каждая схема может содержать произвольное число элементов и графических данных (элементов плана), а число уровней вложенности расчетных схем не ограничено.

Применение данных принципов при разработке ИВС позволило получить универсальный программный продукт, в полной мере отвечающий идеологии теории гидравлических цепей, и позволяющий моделировать различные ТПС.

2.3. Организация данных

Все задачи, решаемые на реальных ТПС, требуют большого объема исходных данных по параметрам и взаимосвязям элементов. Такие данные, как правило, хранятся в БД различных форматов, интегрированных в корпоративные информационные системы.

Для хранения данных в ИВС с учетом сформулированных ранее принципов была разработана универсальная структура БД, которую можно условно разделить на две части – «системную», где хранится информация о структуре ТПС конкретного типа и «пользовательскую», содержащую исходные данные и результаты расчетов по элементам конкретной ТПС. В ней также содержится многослойная графическая информация (план местности), состоящая из графических примитивов и текстов.

Для доступа к данным использована универсальная технология ActiveX Data Objects (ADO), разработанная компанией Microsoft, позволяющая использовать практически любую из имеющихся СУБД без изменения кода программ, работающих с БД. Наиболее часто для сетевой работы используются СУБД MSSQL, а для локальной MSAccess. Многолетний опыт использования MSAc-

cess является успешным: 1) можно хранить все данные по проекту в одном файле и легко переносить его с одного ПК на другой; 2) при подключении к БД через ADO обеспечивается приемлемое время чтения-записи данных; 3) при необходимости, пользователи имеют доступ к исходным данным и результатам расчетов непосредственно в среде MSAccess. С учетом прав доступа в MSSQLSERVER, ИВС позволяет организовать сетевую многопользовательскую работу в режиме: 1) просмотра схем и данных; 2) создания и редактирования схем, данных и плана; 3) проведения расчетов.

Для облегчения настройки системной части БД разработан специальный программный модуль СИНБАД (система настройки баз данных), позволяющий пользователю, не знакомому с программированием, теорией систем баз данных, используя привычную терминологию, создавать и изменять структуру информационной модели ТПС.

Подобная организация данных позволяет использовать все имеющиеся в IT-индустрии наработки в области хранения и обработки данных, использовать открытые типизированные форматы хранения данных и сосредоточить все усилия разработчиков на решении конкретных прикладных задач.

2.4. Поддержка иерархии расчетных схем

При расчете ТПС часто возникает необходимость в разделении единой сети на фрагменты по какому либо признаку (территориальному, технологическому) и независимом расчете получившихся схем. Так, например, в тепловых сетях часто выделяют магистральные и распределительные сети, схемы источников, тепловых пунктов, насосных станций, тепловых камер и т.п. Каждая расчетная схема может быть представлена в схеме более высокого уровня одним элементом, для которого предварительно выполняется процедура эквивалентирования, то есть вычисляются параметры агрегированных характеристик схемы, которые назначаются этому элементу. Именно эти данные используются при расчете схемы верхнего уровня (ВУ), после чего может быть выполнена процедура дезагрегирования, состоящая в детализации результатов расчета элемента, представляющего схему на ВУ, на все элементы его собственной схемы нижнего уровня (НУ).

Для моделирования подобных сетевых структур предлагается следующий меха-

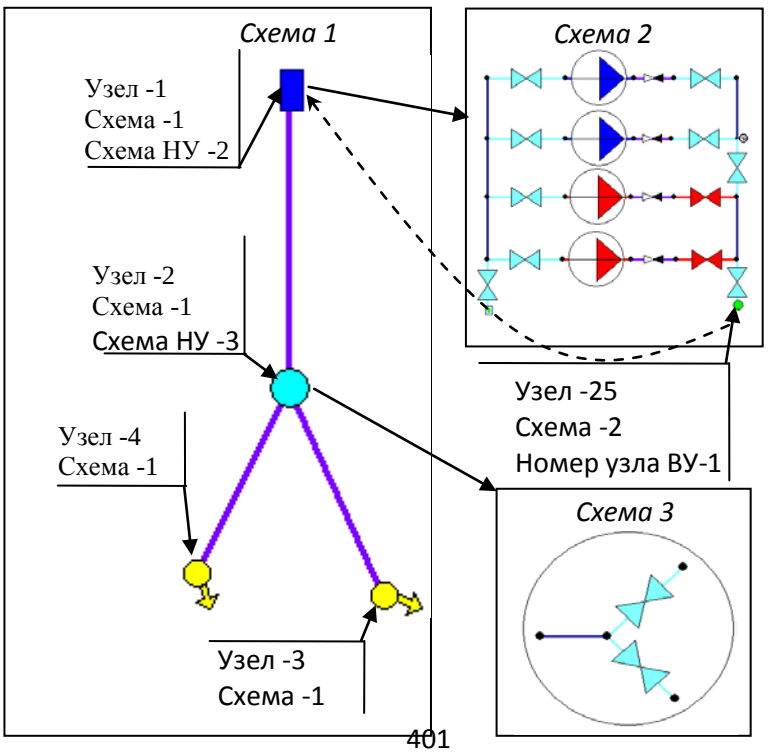


Рис. 2. Иллюстрация отношений в иерархии расчетных схем.

низм. Каждый элемент сети (источник, трубопровод, потребитель и т.п.) имеет номер схемы, в которой он расположен, номер схемы нижнего уровня, которую он представляет на своем уровне, и номер узла верхнего уровня, с которым ассоциируется схема, включающая этот элемент (рис. 2). Применение подобной организации связей между элементами позволяет моделировать самые разнообразные отношения в иерархии расчетных схем, то есть поддерживается не только древовидная, но и многоконтурная структура связей между уровнями – «один к одному», «один ко многим», «многие ко многим».

Реализованные в ИВС «АНГАРА» принципы многоуровневого моделирования позволяют формировать ОС трех типов: иерархические (каждый элемент содержит свою схему) – этот подход широко используется при моделировании теплоснабжающих систем; параллельное –из отдельных схем элементов формируется новая схема; вложенные – при изменении масштаба элемент заменяется на представляющую его схему. В последнем случае полученная схема будет одновременно содержать все управляющие элементы системы, что очень важно, например, при диспетчерском управлении.

3. НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ КОМПЬЮТЕРОНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ТПС

Основным фактором, сдерживающим дальнейшее расширение сферы применения методов ТГЦ, до настоящего времени было то, что программные комплексы, реализующие эти методы, разрабатывались как монолитные программные единицы в структурном стиле программирования. При этом, с одной стороны, одни и те же методы расчета дублировались в разных ИВК, а с другой, – при разработке ИВК нового назначения приходилось адаптировать эти методы с учетом прикладной специфики.

Основная идея предлагаемого подхода состоит в отделении программных реализаций методов ТГЦ, имеющих общее значение, от специфики объектов приложения этих методов на базе принципов объектно-ориентированного моделирования [5]. В основу реализации этой идеи предлагается положить компонентный подход.

Так как специфика ТПС, в основном, связана с особенностями моделирования их элементов, очевидным представляется выделение в самостоятельные объекты «Сеть» и «Элемент сети», составляющие ТПС. «Сеть» отвечает за модель сети, а «Элемент сети» за модели элементов. Эти объекты имеют, в идейном понимании ООП, самостоятельные методы и свойства. «Сеть» – содержит свойства: параметры транспортируемой среды, перечень узлов и связей, называемых топологией сети, притоки и отборы в узлах, и имеет методы решения определенной задачи (например, потокораспределения [1-3] и др.) для системы, объединяющей в общем случае разнотипные элементы. Например, элемент трубопровод имеет такие свойства, как внутренний и наружный диаметр, класс прочности, стандарт изготовления, длина, тип покрытия и др. Такой объект также наделяется собственными методами расчета потери напора по заданному расходу, расхода по заданной потере, вычисления производных и т.д..

Таким образом, изменяя набор элементов и их свойства, можно моделировать любой тип ТПС, используя имеющиеся методы.

Опыт разработки, применения и внедрения ИВК для расчета и оптимизации ТПС различного типа и назначения при их проектировании, эксплуатации и диспетчерском управлении, позволяет выделить следующие, наиболее важные требования, предъявляемые к ИВК:

- *развиваемость* – возможность внедрения более совершенных методов расчета без перепрограммирования существующих ИВК;
- *расширяемость* – возможность внедрения методов решения новых задач в существующие ИВК с их минимальным перепрограммированием;

- *масштабируемость* – возможность применения реализованных методов ТГЦ для новых типов ТПС;
- *языковая независимость*– возможность интеграции в ИВК отдельных программных единиц, разработанных разными специалистами на разных языках программирования;
- *сопровождаемость* – возможность покомпонентного обновления территориально удаленных ИВК без их переустановки;
- *открытость* – возможность применения готовых компонент для создания новых или поддержки существующих ИВК.

3.1. Принципы реализации технологии ООМ

Для удовлетворения требованиям, изложенным выше, необходимо чтобы компоненты обладали рациональной степенью универсальности и автономности, а их взаимодействие обеспечивалось простыми и гибкими средствами. Кроме того, технология разработки должна учитывать наличие удобных средств реализации и преемственность опыта создания программ, наличие существующих разработок под DOS и ОС Windows. Более того, ОС Windows наиболее распространен среди пользователей и организаций, что заведомо определяет платформу для внедрения. Для этого каждый компонент целесообразно наделить универсальным интерфейсом, упрощающим разноязыковое взаимодействие программных реализаций (C, Basic, Fortran, JavaScript, PHP, и др.). С учетом этого представляется рациональным применение технологии COM [6], обеспечивающей двухстороннее взаимодействие программ и компонент по управлению и данным на уровне совместимости интерфейсов. Компонент, реализованный по этой технологии, называется COM-сервером, а его интерфейс взаимодействия – COM-интерфейсом.

3.2. Механизм динамического конфигурирования ПВК

Для целей моделирования конкретной ТПС необходим сценарий, определяющий набор и свойства компонентов «Сеть» и «Элементы сети», способы их загрузки и обмена данными в контексте решения одной или нескольких задач. Описание нескольких сценариев на базе избыточного набора компонентов позволит формировать различные ПВК в ходе выполнения каждого сценария. Такой сценарий может быть написан на любом языке, поддерживающем обращение к COM-серверам. Для примера, ниже описан процесс сборки ПВК из разработанного набора компонентов на примере решения задачи потокораспределения общим методом узловых давлений [1] с основными «Элементами сети» [7].

Координацию работы компонентов выполняет «менеджер задачи» реализованный в виде COM-сервера, который: 1) получив данные о гидравлической цепи, загружает компонент «Элементы сети»; 2) передает ему параметры элементов (параметры трубопроводов, задвижек, насосных агрегатов); 3) загружает компонент «Сеть» и передает ему данные о топологии гидравлической цепи и указатель на загруженный и параметризованный компонент моделей, после чего отдает команду на расчет. В процессе расчета компонент «Сеть» обращается к компоненте «Элементы сети» посредством указателя за вычислением параметров элементов по их порядковому номеру. После завершения расчета, менеджер выгружает из компоненты «Сеть» результат расчета и преобразует в требуемый формат для передачи запрашивающей программе. В зависимости от используемого языка и варианта реализации сценария, ПВК может применяться, как в локальных, так и в распределенных приложениях.

4. *МОДЕЛИРОВАНИЕ ТПС В СЕТИ*

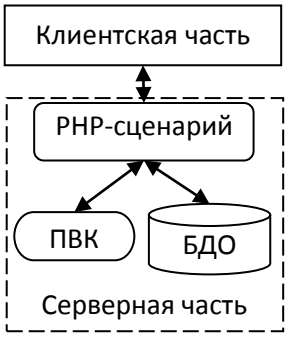


Рис. 3. Составные части ПВК.

ИНТЕРНЕТ

Помимо возможности использования одних и тех же компонент разными ПВК, представляется перспективной идея ориентирования программных комплексов на клиент-серверную архитектуру, что позволит уменьшить затраты времени на сопровождение за счет того, что все компоненты ПВК сосредоточены в одном месте. Данная архитектура также позволяет: создавать распределенные по функционалу приложения двух и трехзвенного типа; решить проблему авторизации использования ПВК (не требуется аппаратных ключей); организовать многопользовательский режим работы; выполнять вычисления на сервере (пользователям не требуется иметь высокопроизводительные компьютеры).

Примером реализации этой идеи может служить, разработанный в ИСЭМ СО РАН, ПВК «ИСИГР» (Интернет Система для Гидравлических Расчетов) [8,9]. За организацию и контроль многопользовательского доступа к серверной части ПВК в глобальной сети отвечает Web-сервер [10,11], работающий под ОС Windows: IIS [12], Apache [13] и др. Таким серверам для обработки получаемых от пользователей данных и формирования ответа требуется средство автоматизации, состоящее из языка описания действий и его интерпретатора. В данном случае применяется PHP [14]. Правила взаимодействия клиентской и серверной частей ПВК описаны в PHP-сценарии (рис. 3), где форматом взаимодействия служит XML [15] или JSON [16] как открытый, текстовый и наиболее компактный формат.

В качестве клиентской части ПВК «ИСИГР» выступает графический интерфейс (рис. 4), позволяющий заносить и редактировать схемы сетей, значения параметров элементов и отправлять данные на сервер. Интерфейс выполнен с использованием интерпретатора Silverlight [10], работающем в среде браузера, и апробирован на схемах размерностью в 200-300 узлов, что соотносится с размером сети небольшого населенного пункта или района города. ПВК, размещенный на удаленном сервере доступен в любом месте (при наличии доступа к Интернет), в любое время и любому числу пользователей. Он не требует установки на компьютер пользователей, что решает проблему обновления, так как им всегда доступна последняя версия.



Рис. 4.Внешний вид ПВК «ИСИГР».

Для параметризации моделей элементов создана БД характеристик оборудования

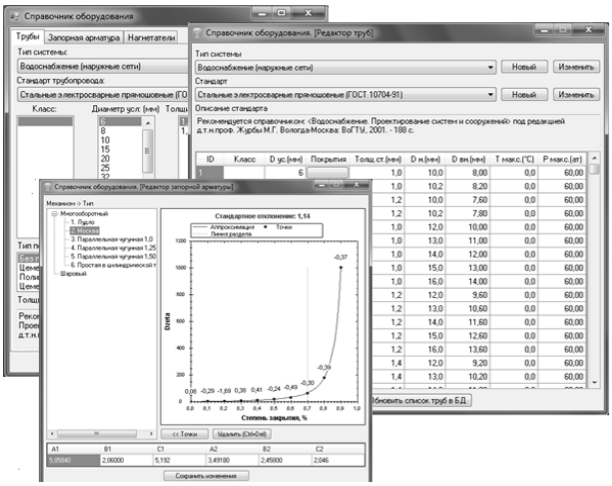


Рис. 5. Внешний вид интерфейса БДО.

(БДО). В ней содержатся 19 ГОСТов, включающих описание сортаментов труб (около 6000 позиций), набор аппроксимированных значений таблично заданных характеристик запорной арматуры, насосов и компрессоров. Также, разработан автономный графический интерфейс (рис. 5) позволяющий: применять БДО в составе различных ПВК в качестве справочника и формы выбора характеристик оборудования, изменять существующие записи БДО и дополнять новыми. Графический интерфейс с БДО назван справочником оборудования.

5. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ

На базе изложенных выше технологий был реализован целый ряд ИВК для моделирования различных типов ТПС. С использованием ИВС «АНГАРА» реализованы информационно вычислительные комплексы (ИВК) «АНГАРА-ТС» для расчета режимов систем теплоснабжения, ИВК «АНГРА-ВС» для моделирования систем водоснабжения, ИВК «АНГАРА-ВО» для систем водоотведения, ИВК «АНГАРА-СППД» для расчета систем поддержания пластового давления нефтяных скважин. На основе ПВК «ИСИГР» реализованы возможности расчета систем водо- и газоснабжения.

Перечисленные ИВК используются в различных сферах: при расчете режимов и диспетчерском управлении в эксплуатирующих трубопроводные сети организациях; при проектировании и реконструкции сетей в проектных организациях; для обучения студентов и сотрудников предприятий; для научных исследований.

География применения ИВК достаточно широка: Москва, Екатеринбург, Тюмень, Иркутск, Ангарск, Братск, г.Петропавловск-Камчатский и др. В том числе и за рубежом: Днепропетровск, Улан-Батор, Тбилиси.

В каждом конкретном случае ИВК могут решать различные задачи: расчет гидравлически хили теплогидравлических режимов, расчет режимов работы насосных станций, расчет допустимых и оптимальных режимов, поиск переключений, построение пьезометрических и температурных графиков и др.

6. ВЫВОДЫ

1. Раскрыта актуальность разработки и развития универсальной технологии конфигурирования и применения программных реализаций методов ТГЦ для компьютерного моделирования различных типов ТПС, классов решаемых задач и сфер возможного применения.

2. Дана характеристика современного состояния разработанной в ИСЭМ СО РАН ИВС «АНГАРА» для настройки информационного окружения и интеграции программных реализаций методов ТГЦ для моделирования ТПС произвольного назначения. В рамках развития данной технологии предложены механизмы иерархического, параллельного и вложенного представления расчетных схем ТПС в реляционных БД.

3. Сформулированы принципы разработки нового поколения программных реализаций методов ТГЦ, базирующиеся на идеях объектно-ориентированного моделирования, и предполагающие разделение моделей ТПС и методов их расчета в самостоятельные программные компоненты. При-

ведено обоснование средств реализации этих компонент и механизмов обеспечения их взаимодействия по данным и по функциям.

4. Приведена характеристика ПВК нового поколения, реализованного на базе предложенной технологии объектно-ориентированного моделирования, и позволяющего выполнять расчеты режимов ТПС водо- и газоснабжения в Интернет.

5. Реализованные технологии компьютерного моделирования ТПС и конкретные ИВК нашли широкое практическое применения для разных типов ТПС и целей применения.

7. ЛИТЕРАТУРА

1. Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. – М: Наука, 1985. –278с.
2. Меренков А.П., Сеннова Е.В., Сумароков С.В. и др. Математическое моделирование и оптимизация систем тепло-, водо-, нефте-, газоснабжения. – Новосибирск: ВО «Наука», Сибирская издательская фирма, 1992.– 406 с.
3. Аверьянов В.К., Новицкий Н.Н., Сухарев М.Г. и др. Трубопроводные системы энергетики. Развитие теории и методов математического моделирования и оптимизации. – Новосибирск: Наука. Сиб. изд. фирма РАН. – 2008.
4. Алексеев А.В., Новицкий Н.Н., Токарев В.В., Шалагинова З.И. Принципы разработки и программная реализация информационно-вычислительной среды для компьютерного моделирования трубопроводных и гидравлических систем // Трубопроводные системы энергетики. Методы математического моделирования и оптимизации: Сб. науч. тр.– Новосибирск: Наука, 2007. – С. 221–230.
5. Гради Буч. Объектно-ориентированный анализ и проектирование с примерами приложений на C++. 2-е изд. / Пер. с англ. – М.:"Издательство Бином", СПб: "Невский диалект", 1998 г.
6. Рофейл Э., Шохауд Я. «COM и COM+» 2000 г.
7. Новицкий Н.Н., Михайловский Е.А. Объектно-ориентированное моделирование гидравлических цепей». // Вестник ИРГТУ – №7, 2012 – с.170–176.
8. Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской Федерации Академии Наук, Новицкий Н.Н., Михайловский Е.А. Программно-вычислительный комплекс «ИСИГР» 1.0. РОСПАТЕНТ. Свидетельство № 2013619400 от 03.10.2013.
9. ПВК «ИСИГР» [Электронный ресурс]. – URL: http://www.sei.irk.ru/51 (дата обращения: 03.10.2013).
10. Байдачный С.С. SilverLight 4: Создание насыщенных Web-приложений – М.: СОЛОН ПРЕСС, 2010. – 288с.: ил. – (Серия «Библиотека профессионала»).
11. Разработка Web-приложений на MicrosoftVisualBasic .NET и MicrosoftVisualC# .NET. Учебный курс MCAD/MCSD/Пер. с англ. – М.: Издательско-торговый дом «Русская Редакция», 2003. – 704 с.: ил. ISBN 5-7502-0221-6.
12. Описание IIS [Электронный ресурс]. – URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/IIS (дата обращения: 03.10.2013).
13. Описание Apache [Электронный ресурс]. – URL: http://apache.org (дата обращения: 03.10.2013).
14. Описание PHP [Электронный ресурс]. – URL: http://php.ru (дата обращения: 03.10.2013).
15. Описание XML [Электронный ресурс]. – URL: http://ru.wikipedia.org/wiki/Xml (дата обращения: 03.10.2013).

16. Описание JSON [Электронный ресурс]. – URL: http://json.org/ (дата обращения: 03.10.2013).

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Алексеев Александр Владимирович – старший научный сотрудник лаборатории трубопроводных и гидравлических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: поиск допустимых режимов работы трубопроводных систем; разработка и внедрение методов теории гидравлических цепей для решения задач диспетчерского управления трубопроводными системами; компьютерное моделирование.



Михайловский Егор Анатольевич – младший научный сотрудник лаборатории трубопроводных и гидравлических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы: математическое и компьютерное моделирование ТПС в сети Интернет.



Новицкий Николай Николаевич – заведующий лабораторией трубопроводных и гидравлических систем, главный научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук. Основные научные интересы: теория гидравлических цепей, теория и методы анализа, управления, оптимизации и идентификации ТПС, математическое моделирование, компьютерное моделирование, информационно-вычислительные технологии, программно-вычислительные комплексы.



Токарев Вячеслав Вадимович – старший научный сотрудник лаборатории трубопроводных и гидравлических систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: математическое моделирование режимов работы теплоснабжающих систем при их эксплуатации и диспетчерском управлении, разработка программного обеспечения.

Моделирование теплоснабжающих систем в условиях «Единой теплоснабжающей организации»

В.А. Стенников, А.В. Пеньковский, О.В. Хамисов

В работе рассматривается две организационные формы теплового рынка: либерализованная и регулируемая «Единая теплоснабжающая организация». Научно-методической базой для их описания и исследования приняты основополагающие принципы теории игр, включающие элементы микроэкономики, метод двухуровневого программирования, модели и методы теории гидравлических цепей. Разработаны оптимизационные математические модели для предложенных организационных моделей рынка тепловой энергии, обеспечивающие получение решения, удовлетворяющего рыночному равновесию спроса и предложения. Основной особенностью разработанных математических моделей является то, что они, наряду с традиционно решаемыми задачами в рамках двухсторонних отношений между источники и потребителями тепловой энерги учитывают сетевую составляющую с присущими ей физико-техническими свойствами тепловой сети, а также экономические факторы, связанные с затратами на производство и транспорт тепловой энергии. Приводятся результаты практического исследования, ориентированные на формирование рекомендаций для принятия решений по развитию теплоснабжающих систем и регулированию теплового рынка.

Ключевые слова: **теплоснабжающая система, модели рынка тепловой энергии, математическое моделирование, оптимизация, равновесие, двухуровневое программирование.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Современные тепловые рынки Российской Федерации, а их число на данный момент составляет более чем 50 тыс. [1], являются регулируемыми естественными монополиями. В большинстве своем, они представляют локальные теплоснабжающие систем (ТСС) имеющие разветвленные тепловые сети и ограниченное количество источников тепла.

Пять лет назад российская теплоэнергетика встала на путь либерализации и рыночных преобразований [2], предполагающих отмену государственного контроля по регулированию тарифов на тепловую энергию (ТЭ) и согласно ФЗ № 190 «О теплоснабжении» создания «Единой теплоснабжающей организации» (ЕТО). Предполагается, что ЕТО позволит снизить издержки производства тепловой энергии (ТЭ) и повысит эффективность теплоснабжения потребителей в зоне своей деятельности.

Данная модель теплового бизнеса постепенно внедряется в реальную практику в городах и населённых пунктах Российской Федерации. Она предусматривает объединение всех функций ТСС по выработке, транспорту и сбыту тепловой энергии, осуществляемых в рамках ЕТО рис. 1.

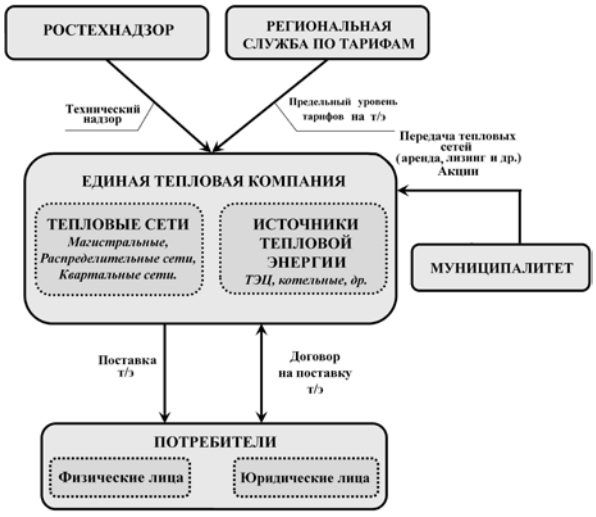


Рис. 1. Организационная модель «Единой теплоснабжающей организации»

Контроль генерации над бизнесом теплосетевой компании оправдан с точки зрения поддержания системной надежности, снижения технических и экономических рисков, а

В.А. Стенников, А.В. Пеньковский, О.В. Хамисов Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail:SVA@isem.sei.irk.ru, Penkoffsky@isem.sei.irk.ru, Khamisov@isem.sei.irk.ru).
Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ №14-08-31304-мол_а

также для устойчивого развития ТСС в целом.

В соответствии с данной формой управления теплоснабжением потребителей, ЕТО получает в собственность все активы муниципалитета, включая ИТ, распределительные и квартальные тепловые сети. В обмен за это муниципалитет получает определенный пакет акций этой организации и принимает непосредственное участие в процессе управления теплоснабжением потребителей в соответствии с программой, предусмотренной «Схемой теплоснабжения муниципального образования». В модели ЕТО весь бизнес по теплоснабжению потребителей консолидируется в одной компании, что должно позволить создать благоприятные условия для оптимизации функционирования, развития и реконструкции ТСС, а так же максимально способствовать капитализации всей организации и росту ее инвестиционной привлекательности. Интеграция основных активов и процессов управления по теплоснабжению формирует структуру ЕТО как единственно продавца на рынке тепловой энергии в виде монополиста. В этих условия ЕТО будет полностью контролировать объем предложения и рыночную цену на тепловую энергию.

Взаимоотношения участников рынка в виде модели ЕТО выстраиваются по определенной схеме, и заключаются в следующем. ЕТО, основываясь на результатах прогнозов спроса и оптимальных направлений развития ТСС осуществляет поставку (по среднесрочным или долгосрочным договорам) ТЭ потребителям по цене, определяемой как сумма цены производства ТЭ источниками тепла и цены транспортировки тепла от них до потребителей. При этом ЕТО производит такое количество ТЭ, которое бы с одной стороны максимизировало получаемую ею прибыль с учетом физико-технических ограничений по источникам тепла и тепловым сетями, покрывала бы заданный потребителями спрос на ТЭ, а с другой стороны удовлетворяло бы желанию потребителей платить за этот спрос. Технический надзор осуществляет контроль за безопасностью и соблюдением технических регламентов и норм при эксплуатации оборудования ИТ и ТС, а региональная служба по тарифам (РСТ) устанавливает предельные цены на производство и транспорт ТЭ.

В настоящее время среди наиболее распространенных подходов для моделирования среднесрочного (или долгосрочного) прогнозирования возможных ситуаций в условиях монопольного рынка, можно выделить классическую микроэкономическую модель монополии [3]. Она является одной из универсальных моделей для анализа функционирования и развития различных рынков, в том числе адекватных тепловому. В отличие от краткосрочного прогнозирования (на уровне задач функционирования), когда ЕТО может манипулировать ценами, среднесрочное (или долгосрочное) прогнозирование (на уровне задач развития) характеризуется тем, что в перспективе ситуация на рынке, прежде всего, определяется имеющимися мощностями ИТ, следовательно, объемами ТЭ, которые ИТ могут поставить на рынок. В этом случае влияние на цену происходит непосредственно, через объёмы, а данный подход как раз и лежит в основе модели монополии.

2. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЛИБЕРАЛИЗОВАННОЙ ЕТО

Рынок ТЭ в формате организационной модели ЕТО с множеством ИТ и ТС моделируется гидравлической цепью (ГЦ), представляющей собой расчетную схему реальной ТСС, состоящей из m узлов и n ветвей [4]. Структура ГЦ описывается полной матрицей соединений $\overline{A}$, число строк в которой совпадает с числом узлов, а число столбцов с числом ветвей.

ГЦ представляет собой совокупность упорядочных множеств: узлов – $J = \{j : j = 1,..., m\}$, формирующих подмножество $J_{\text{И}}$ – ИТ, $J_{\text{П}}$ – потребителей и J_0 – простых узлов разветвления на схеме; ветвей – $I = \{i : i = 1,..., n\}$, отображающих заданные попарные связи между узлами. Моделирование такой системы осуществляется с определенным временным интервалом, начинающимся с начального момента времени τ_0 (соответствующий расчетной тепловой

нагрузки) и заканчивающимся конечным (расчетным) моментом времени T (например, календарным числом часов в году 8760 часов).

Согласно [4] оптимальное потокораспределение в ТС для каждого момента времени τ, может быть представлено в следующей виде:

$$\mathrm{A}x_\tau = \mathrm{G}_\tau, \quad (1)$$

$$\overline{\mathrm{A}}^{\mathrm{T}}\overline{\mathrm{P}_\tau} = \mathrm{h}_\tau - \mathrm{H}_\tau, \quad (2)$$

$$\mathrm{h}_\tau = \mathrm{S}\mathrm{X}_\tau \mathrm{x}_\tau, \quad (3)$$

где A – $(m - 1)\times n$ матрица соединений линейно независимых m узлов и n ветвей; x_τ – вектор расходов на участках сети т/ч; G_τ – вектор массовых расходов в узлах, т/ч; $\overline{\mathrm{A}}^{\mathrm{T}}$ – транспонированная матрица соединений; $\overline{\mathrm{P}_\tau}$ – вектор узловых давлений, м. вод. ст.; h_τ – вектор потерь, м. вод. ст.; H_τ – вектор действующих напоров, м. вод. ст.; S и X_τ $(n\times n)$ – диагональные матрицы порядка n, составленные из величин коэффициентов гидравлического сопротивления ветвей s ($\text{мч}^2/\text{т}^2$) и абсолютных значений расходов на них $|x_\tau|$ (т/ч).

Уравнение связи количества тепловой энергии с массовым расходом теплоносителя, определяется по известной зависимости [5]:

$$Q_{j\tau} = c \cdot G_{j\tau} \cdot (t_{\text{под}} - t_{\text{обр}}), \quad (4)$$

где c – теплоемкость теплоносителя, Гкал/кг·ºС; $t_{\text{под}}$ и $t_{\text{обр}}$ температура сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах соответственно, ºС;

Предполагается, что часть узлов в ГЦ представляют места расположения источников тепла, которые имеют ограничения по производительности тепловой энергии, Гкал/ч:

$$Q_{j_\min} \le Q_{j\tau} \le Q_{j_\max},\ \tau = \tau_0,...,\mathrm{T}. \quad (5)$$

Множество потребителей на рынке ТЭ укрупнено можно представить в виде двух подмножеств: потребители жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ) и потребителей промышленного сектора.

Спрос потребителей ЖКХ на ТЭ $Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}}$ определяется по графику продолжительности тепловой нагрузки. Конфигурация этого графика достаточно хорошо описывается уравнением Россандера, согласно которому тепловая нагрузка в каждый момент времени τ определяется по выражению [6], Гкал/ч:

$$Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} = \left[1-(1-r)\cdot\left(\frac{\tau}{\tau_{от}}\right)^{\frac{g-r}{1-g}}\right]\cdot Q_j^{op} + Q_j^{гвс}, \quad (6)$$

$$r = (1-\gamma)\cdot\frac{t_{вр}-t_{но}}{t_{вр}-t_{нр}}, \quad (7)$$

$$g = (1-\gamma)\cdot\frac{t_{вр}-t_{нс}}{t_{вр}-t_{нр}}, \quad (8)$$

где Q_j^{op} – расчетная тепловая нагрузка на отопление, ГДж/ч; $Q_j^{гвс}$ – расчетная тепловая нагрузка горячего водоснабжения, Гкал/ч; r и g – коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки; γ – доля нагрузки горячего водоснабжения; $t_{вр}$ – расчетная температура воздуха внутри помещения, ºС; $t_{нр}$, $t_{но}$, $t_{нс}$ – температуры наружного воздуха: расчетная, соответствующая началу отопительного периода (+8 ºС) и средняя за отопительный период ºС; $\tau_{от}$ – продолжительность отопительного периода, ч.

Спрос на тепловую энергию потребителями промышленного сектора моделируется спросовой характеристикой $Q_{j\tau}^{\text{ПП}} = \varphi_{j\tau}(w_\tau)$, которая была получена на основе реальных расчетов и может быть представлена в виде линейной зависимости [7], Гкал/ч:

$$Q_{j\tau}^{\text{ПП}} = \xi_{j\tau} - \vartheta_{j\tau}\cdot w_\tau, \quad (9)$$

где $\xi_{j\tau} > 0$ (Гкал/ч), $\vartheta_{j\tau} > 0$ ((Гкал/ч)^2/руб.) – некоторые постоянные, полученные в процессе аппроксимации фактических данных объема покупки тепловой энергии промышленным предприятием от ее цены; w_τ – покупная цена, руб./(Гкал/ч).

На тепловом рынке поведение ЕТО, определяется объемами получаемой прибыли в результате удовлетворения заданного спроса на ТЭ со стороны потребителей, при этом в функции цели на ряду с затратами на производство тепловой энергии учитываются за-

траты связанные с ее транспортом до каждого потребителя:

$$P^{\text{ETO}} = \sum_{j \in J_{\text{И}}} w \cdot Q_j - Z^{\text{Total}}, \qquad (10)$$

где $Z^{\text{Total}} = \sum_{j \in J_{\text{И}}} Z_j(Q_j) + Z$ – суммарные затраты связанные с производством $\sum_{j \in J_{\text{И}}} Z_j(Q_j)$ и транспортом Z тепловой энергии, руб.; $w = \Phi^{-1}(\sum_{j \in J_{\text{П}}} Q_j^{\text{ПП}} + \sum_{j \in J_{\text{П}}} Q_j^{\text{ЖКХ}})$ – цена на ТЭ или функция обратная суммарному спросу, руб./(Гкал/ч).

Затраты на производство тепловой энергии ИТ, для любого момента времени τ можно представить в виде функциональной зависимости от количества выработанного ими тепла, которая включает в себя как переменные (топливные), так и постоянные (на обслуживание) затраты. Вывод функции затрат по ИТ – задача достаточно сложная, так как каждый вид оборудования имеющийся на ИТ имеет свои характеристики и описываются отдельными выражениями. В качестве исходной информации принимаются утвержденные нормативные характеристики основного оборудования, представленного его изготовителями (или полученные в результате испытаний). Полученные расчетным путем характеристики корректируются с учетом влияния различных внутренних и внешних факторов (фактическое давление пара в котле, вид и стоимость используемого топлива, параметры теплоносителя, температура наружного воздуха и т.д.).

Имеющийся опыт обработки данных по ИТ показал, что наилучшее соответствие функции затрат их реальным данным может быть получено при задании ее в виде полинома второго порядка [8, 9], руб.:

$$Z_{j\tau}(Q_{j\tau}) = \alpha_j \cdot Q_{j\tau}^2 + \beta_j \cdot Q_{j\tau} + \gamma_j, \quad \alpha_j > 0,\ j \in J_{\text{И}},\ \tau = \tau_0, ..., \text{T}, \qquad (11)$$

где α_j, (руб./(Гкал/ч)^2), β_j, (руб./(Гкал/ч)), γ_j, (руб.)- коэффициенты аппроксимации затратной характеристики ИТ.

Затраты в тепловые сети определяются по следующей аналитической зависимости [5, 6] и включают в себя эксплуатационные (постоянные) затраты и затраты на перекачку теплоносителя по тепловым сетям (переменные):

$$Z_\tau = \frac{f_c \cdot \sum_{i \in I} [a_i \cdot l_i \cdot \text{sign}\left|x_{i\tau}\right| + \pi_i \cdot s_i^{-0.19 \cdot u_i}]}{n_\Gamma} + \frac{\text{C}^{\text{ЭЭ}} \cdot \sum_{i \in I} x_{i\tau}^2 \cdot \left|x_{i\tau}\right| \cdot s_i}{362.7 \cdot \eta}, \ \tau = \tau_0, ..., \text{T}, \qquad (12)$$

где $f_c = 0.075$ – доля условно-постоянных эксплуатационных (по содержанию) издержек по тепловой сети из расчета: амортизация отчислений 5%, текущий ремонт 18%, общесетевые расходы 27% от суммы амортизационных отчислений и текущего ремонта; n_Γ – число часов использования расчетной производительности насосов в год, ч/год; l_i – длина i–го участка сети, м; $\text{C}^{\text{ЭЭ}}$ – цена электроэнергии, руб./кВт; η – коэффициент полезного действия насосно-моторной установки, %; $\text{sign}\left|x_{i\tau}\right| = 0$ при $x_i = 0$ и 1, если $x_i \neq 0$; $\pi_i = b_i \cdot \chi_i^{0.19 \cdot u_i} \cdot l_i^{1+0.19 \cdot u_i}$ – экономическая характеристика i-той ветви; χ_i – коэффициент, зависящий от степени шероховатости внутренней поверхности $k_{э,i}$ i-го теплопровода (безразмерная величина); a_i (руб./м), b_i(руб./м$^{u_i+1}$) – коэффициенты, которые получаются в результате аппроксимации реальных (дискретных) значений стоимости трубопроводов различных диаметров; u_i – показатель степени при диаметре (безразмерная величина) в функции капитальных вложении в ТС.

С учетом изложенного выше поиск равновесия спроса и предложения на рынке ТЭ в условиях либерализованной модели ЕТО определяется в процессе решения задачи нахождения суммарной максимальной прибыли ЕТО за весь рассматриваемый временной интервал $[\tau_0, \text{T}]$, с учетом множества условий и ограничений. Математическая формулировка данной задачи может быть представлена в следующем виде.

Найти:

$$\sum_{\tau=\tau_0}^{T} P_\tau^{ETO} = \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \sum_{j \in J_И} w_\tau \cdot Q_{j\tau} - \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \sum_{j \in J_И} Z_{j\tau}(Q_{j\tau}) - \sum_{\tau=\tau_0}^{T} Z_\tau \to \max, \quad (13)$$

при соблюдении условий (1)-(4), (6)-(9) и ограничения (5).

Равновесие в модели ЕТО для теплоснабжающей системы достигается при выполнении условий первого рода, т.е.:

$$\sum_{\tau=\tau_0}^{T} \frac{\partial P_\tau^{ETO}}{\partial Q_{\tau j}} = \sum_{\tau=\tau_0}^{T} w_\tau + \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \sum_{j \in J_И} \frac{\partial w_\tau}{\partial Q_{\tau j}} \cdot Q_{j\tau} - \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \sum_{j \in J_И} \frac{\partial Z_{j\tau}(Q_{\tau j})}{\partial Q_{\tau j}} - \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \frac{\partial Z_\tau}{\partial Q_{\tau j}} \le 0. \quad (14)$$

Таким образом, условием максимизации прибыли в данном случае будет равенство предельных суммарных затрат, включая затраты каждого ИТ и затраты, связанные с транспортом ТЭ до потребителей, с суммарным придельным доходом ЕТО в целом, т.е.:

$$\sum_{\tau=\tau_0}^{T} w_\tau + \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \sum_{j \in J_И} \frac{\partial w_\tau}{\partial Q_{\tau j}} \cdot Q_{j\tau} = \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \sum_{j \in J_И} \frac{\partial Z_{j\tau}(Q_{\tau j})}{\partial Q_{\tau j}} + \sum_{\tau=\tau_0}^{T} \frac{\partial Z_\tau}{\partial Q_{\tau j}}, \quad (15)$$

или

$$\sum_{\tau=\tau_0}^{T} MR_\tau = \sum_{\tau=\tau_0}^{T} MC_{\tau j},\ j \in J_И, \text{если } Q_{j\tau} > 0. \quad (16)$$

Поиск равновесия спроса и предложения для либерализованной ЕТО можно представить в графическом виде. Для этого рассмотрим ТСС с двумя источниками тепла, схема которой представлена на рис. 2.

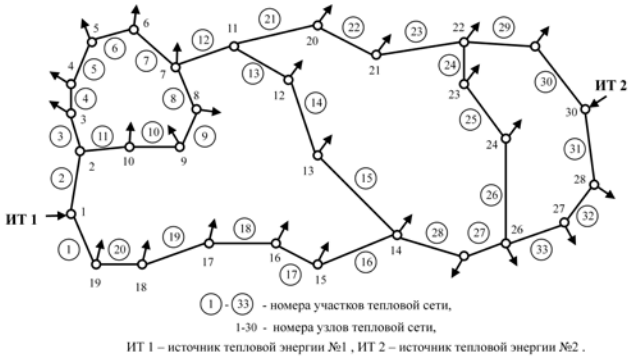


Рис.2. Расчетная схема теплоснабжения

На рис. 3 а) отражены изменения рассчитанных основных экономических показателей рассматриваемой ТСС, которые определяют равновесное решение, включая: функцию суммарных затрат на производство и транспорт ТЭ (АТС); функцию предельных затрат на производство и транспорт ТЭ (МС); функцию суммарного спроса на ТЭ (D); функцию предельного дохода (MR), характеризующую прирост дохода ЕТО при увеличении объема производства тепловой энергии на 1 Гкал/ч.

Кривые на рис. 3 б) отражают изменение основных экономических показателей ЕТО, в частности, функцию прибыли (*PR*), функцию дохода (*TR*), функцию суммарных затрат (включая производство и транспорт тепловой энергии) (*TC*).

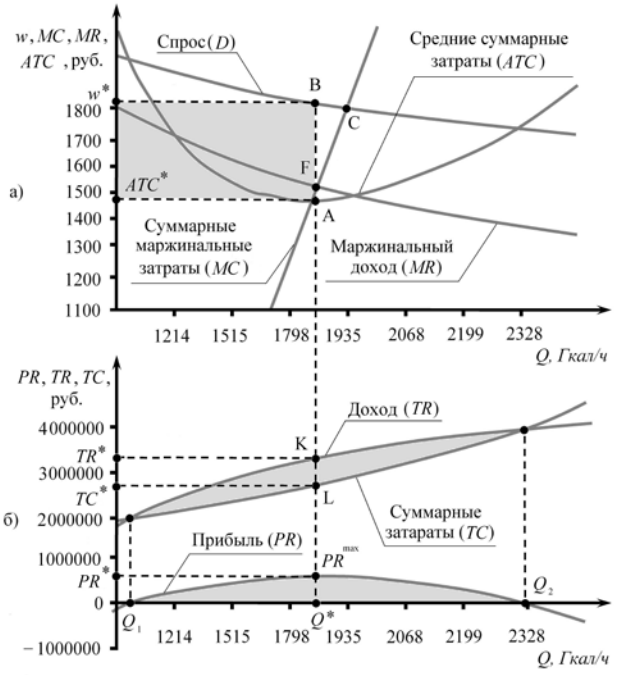


Рис. 3. Графический способ поиска равновесия на рынке тепловой энергии в условиях либерализованной модели ЕТО

Из рис. 3 б) видно, что ЕТО получает положительную прибыль в интервале производства тепловой энергии $[Q_1,Q_2]$, а максимальное значение прибыли (отрезок KL) достигается в точке Q^*, соответствующей максимальному расстоянию между кривыми *TR* и *TC* и их равному наклону в точках K и L. Путем проецирования полученного решения

по оптимальному объему производства тепловой энергии Q^* на функцию спроса D (рис.3 а)) определяется равновесная цена на тепловую энергию (точка В и соответствующая ей цена w^*). Следует заметить, что проекция Q^* на функцию спроса D (рис. 3. а)) проходит через точку F, которая характеризуется как точка, в которой выполняются условия первого рода (16), т.е. равенство функций предельного дохода и придельных затрат (MR=MC), при котором ЕТО получает максимум прибыли. Средние суммарные затраты ЕТО при объеме производства тепловой энергии Q^* будут находиться на уровне величины, равной значению ATC^* , при этом они будут соответствовать минимальному уровню суммарных затрат ЕТО. Таким образом, ЕТО получает монопольную прибыль (т.е. такую прибыль, при которой цена на ТЭ поднимается выше предельных издержек MC), равную площади прямоугольника w^*-В-А-ATC^*.

Условия рыночного равновесия (когда ЕТО не будет использовать свою монопольную власть) соответствует точке С, в которой пересекаются функции D и MC и достигается ситуация экономического равновесия на рынке, при котором обеспечивается наиболее эффективное использование всех располагаемых ресурсов, включая производителей тепловой энергии, тепловые сети и потребителей. В этом состоянии ЕТО будет получать повышенную прибыль, так как ее функция средних суммарных затрат проходит ниже функции предельных затрат.

Рис. 3 иллюстрирует общее представление процесса поиска равновесия в ТСС в условиях модели ЕТО. Разработанная математическая модель позволяет определять оптимальное распределение объемов производства тепловой энергии между источниками тепла, входящими в ЕТО. Графическая интерпретация поиска оптимального распределения объемов производства тепловой энергии источниками тепла в условиях модели ЕТО представлена на рис.4 для схемы ТСС, изображенной на рис.2 в период времени τ.

На рис.4 сплошными линиями представлены изолинии целевой функции ЕТО (13), отражающей область изменения ее прибыли при различных комбинациях объемов производства тепловой энергии обоими источниками тепла, а так же кривые реакции первого (BR_1) и второго (BR_2) источников тепла, которые представлены штрих пунктиром.

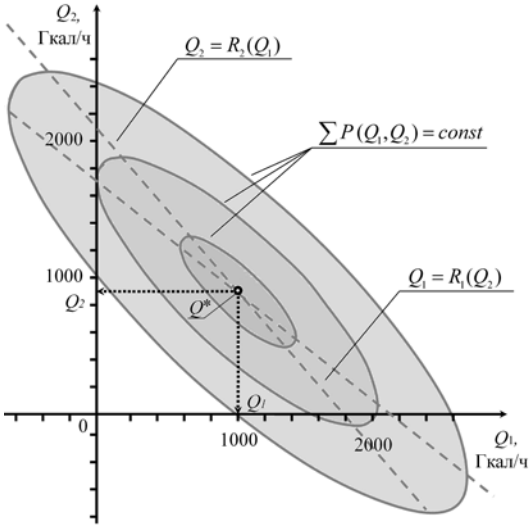


Рис. 4 Графический способ определения объемов производства тепловой энергии между источниками тепла в условиях либерализованной модели ЕТО

Целевая функция имеет вид параболоида, вершина которого направлена вверх. Из рис.4 видно, что равновесие в модели ЕТО достигается в точке пересечения кривых реакций ИТ и соответствует точке Q^* , которая в свою очередь представляет оптимальное решение по объемам производства ТЭ и соответствующие им уровни прибыли ЕТО (в этой точке достигается ее максимум). При этом учитываются физико-технических свойства системы и выполняются условия и ограничения, действующие в ТСС, а также соблюдается равенство спроса и предложения в период времени τ. Следует отметить, что решение по объемам производства тепловой энергии источниками, также соответствует условию равенства предельных издержек придельному доходу (точка F рис.4). Это в свою очередь означает, что оптимальные объемы производства тепловой энергии ИТ соответствует минимальным суммарным затратам (включая производство и передачу тепловой энергии) ЕТО (точка А рис. 3 [3]).

3. МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РЕГУЛИРУЕМОЙ ЕТО

Рынки тепловой энергии, как и другие энергетические рынки (электроэнергетические, нефтяные, газовые и др.) имеют иерархическую (вертикально-интегрированную) систему организации управления функционированием и развитием ими, которую в общем случае можно представить в виде двухуровневой модели рис.5.



Рис. 5 Двухуровневая модель организации теплоснабжения потребителей

Верхний уровень двухуровневой модели рынка тепловой энергии представлен Региональной службой по тарифам (РСТ), в обязанности которой входит регулирование тарифа на ТЭ для потребителей и контроль над их применением, а нижний уровень представляет ТСС, выполняющую функции теплоснабжения потребителей.

Основная идея двухуровневого построения схемы управления рынком тепловой энергии в условиях модели регулируемой ЕТО, заключается в выделении подсистем соответствующих конкретным субъектам рынка для их дальнейшего моделирования с учетом реализации поставленных целевых установок.

Взаимоотношения между уровнями строятся следующим образом. ЕТО на основе прогнозов спроса на ТЭ со стороны потребителей осуществляет снабжение ТЭ потребителей, в заданном объеме при условии получения максимальной прибыли ЕТО. В свою очередь РСТ устанавливает такой уровень тарифов на ТЭ, при котором с одной стороны выполнялись бы интересы ЕТО, а с другой стороны тариф на ТЭ для потребителей ЖКХ был бы минимальным.

В условиях рынка поведение ЕТО определяется объемами получаемой прибыли в результате удовлетворения заданного спроса на ТЭ со стороны потребителей в каждый момент времени τ, при этом в функции цели ЕТО на ряду с затратами на производство ТЭ также учитываются затраты связанные с транспортом ТЭ до потребителей:

$$P_\tau^{\text{ЕТО}} = \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ЖКХ}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j\in J_\text{П}} w_{j\tau}^{\text{ПП}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ПП}} - \sum_{j\in J_\text{И}} Z_{j\tau}(Q_{j\tau}) - Z_\tau, \quad (17)$$

где $w_\tau^{\text{ЖКХ}}$ - тариф для потребителей ЖКХ, руб./Гкал; $w_{j\tau}^{\text{ПП}}$ - цена тепловой энергии для промышленных потребителей, руб./Гкал.

Как и в случае модели монополии, условием максимизации прибыли будет равенство предельных суммарных затрат включая затраты каждого ИТ и затраты связанные с транспортом ТЭ до потребителей с суммарным придельным доходом ЕТО в целом (условия первого рода):

Математическая модель нижнего уровня (Единой теплоснабжающей организации) в любой рассматриваемый момент времени τ, с учетом условий и ограничений ТСС может быть записана в следующем виде.

Найти максимум прибыли ЕТО

$$P_\tau^{\text{ЕТО}} = \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ЖКХ}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j\in J_\text{П}} w_{j\tau}^{\text{ПП}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ПП}} - \sum_{j\in J_\text{И}} Z_{j\tau}(Q_{j\tau}) - Z_\tau \to \max,\ \tau = \tau_0,...,\text{T}, \quad (18)$$

при соблюдении условий (1)-(4), (6)-(9) и ограничения (5).

Для формирования двухуровневой модели, рынка тепловой энергии, согласно [10], в условиях ЕТО, необходимо формализовать задачу верхнего уровня, который представлен Региональной службой по тарифам. Цель РСТ заключается установить минимальные тариф на тепловую энергию для потребителей ЖКХ, при которых с одной стороны ЕТО покрывало бы заданный спрос на ТЭ, а с другой стороны получало бы максимальную прибыль от реализации ТЭ.

Используя структурную запись формализации двухуровневой модели ЕТО, математическую модель регулируемого рынка тепло-

вой энергии в формате ЕТО можно представить в следующем виде.

$$w_\tau^{\text{ЖКХ}} \to \min,\ \tau = \tau_0,...,\text{T}, \tag{19}$$

$$P_\tau^{\text{ЕТО}} = \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ЖКХ}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j\in J_\text{П}} w_{j\tau}^{\text{ПП}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ПП}} - \sum_{j\in J_\text{И}} Z_{j\tau}(Q_{j\tau}) - Z_\tau \to \max,\ \tau = \tau_0,...,\text{T}, \tag{20}$$

при соблюдении условий (1)-(4), (6)-(9) и ограничения (5).

Решение данной поставленной задачи должно одновременно удовлетворять ряду условий. Необходимо определить такие уровни загрузки ИТ, которые бы покрывали заданный спрос на ТЭ со стороны потребителей ЖКХ с минимальными для них тарифами, а промышленные потребители были бы готовы купить необходимое количество ТЭ в соответствии с их функцией спроса, при этом ЕТО получало бы максимальную прибыль.

Данная постановка задачи, относится к классу задач «Регулируемой монополии». В случае двухуровневой математической постановки (19)-(20), использование замены задачи нижнего уровня (ЕТО) на условия оптимальности, для ее сведения к одноуровневой задаче, является достаточно трудоемкой в силу наличия нелинейных ограничений. Для решения этой задачи предлагается использовать способ, основанный на принципе задачи обратной оптимизации с выполнением условий первого рода и принципов регулирования монополиями.

В условиях регулируемой монополии, регулирующий орган, как правило, использует два подхода установления цены: метод предельных издержек, метод средних суммарных издержек. В первом случае регулирующий орган контролирует ситуацию так, чтобы устанавливаемая монополистом цена на рынке не превышала его предельные издержки. Метод средних суммарных издержек, заключается, в том, чтобы вся прибыль монополиста изымалась (т.е. монополист работает по принципу безубыточности). Оба этих метода обладают определенными недостатками. Метод предельных издержек в большинстве случаев ведет к убыткам монополиста и необходимости субсидировать его расходы за счет государственных средств, а метод установления цены на уровне средних суммарных издержек лишает монополиста стимула снижать свои издержки, так как он знает, что любые его расходы будут компенсированы соответствующей установленной ценой. Данные методы позволяет с одной стороны снизить тариф на продукцию по сравнению с не регулируемой монополией, а с другой стороны стимулируют повышение производительности монополиста.

Авторами для решения данной задачи предлагается использовать комбинированный метод регулирования цены монополиста, который заключается в том, что регулирующий орган устанавливает такую равновесную цену на тепловую энергию для потребителей, которая удовлетворяет следующему соотношению:

$$\text{ATC}_\tau = w_\tau = \text{MC}_\tau = \text{MR}_\tau, \tag{21}$$

где w_τ равновесная цена на тепловую энергию, руб./Гкал.

Соотношение, которое должно выполнятся в условиях регулирования цен для потребителей ЖКХ определяется из условия баланса выручки ЕТО и затрат связанных с покупкой ТЭ всеми потребителями. Его можно представить в следующем виде:

$$\sum_{j\in J_\text{И}} w_\tau \cdot Q_{j\tau} = \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ЖКХ}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ПП}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ПП}},\ \tau = \tau_0,...,\text{T}, \tag{22}$$

или

$$w_\tau = \frac{\sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ЖКХ}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ПП}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ПП}}}{\sum_{j\in J_\text{И}} Q_{j\tau}},\ \tau = \tau_0,...,\text{T}, \tag{23}$$

Подставив выражение (23) в (21) получим условия определяющее оптимальные цены для потребителей ЖКХ в условиях функционирования модели ЕТО.

С учетом изложенного выше, двухуровневую математическую модель ЕТО можно свести к одноуровневой модели, которая запишется следующим образом. Найти максимум прибыли ЕТО.

$$P_\tau^{\text{ЕТО}} = \sum_{j\in J_\text{П}} w_\tau^{\text{ЖКХ}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ЖКХ}} + \sum_{j\in J_\text{П}} w_{j\tau}^{\text{ПП}} \cdot Q_{j\tau}^{\text{ПП}} - \sum_{j\in J_\text{И}} Z_{j\tau}(Q_{j\tau}) - Z_\tau \to \max,\ \tau = \tau_0,...,\text{T}, \quad (24)$$

при соблюдении условий (1)-(4), (6)-(9), (21) и ограничения (5).

Поиск оптимального уровня тарифов для потребителей ЖКХ, основан на методе обратной задачи оптимизации и заключается в целенаправленном переборе всех возможных значений тарифа для потребителей ЖКХ, который бы с одной стороны удовлетворял интересам ЕТО (задача максимизации прибыли) а с другой стороны, выполнялись бы условия регулирующего органа (21).

Процедуру поиска оптимального решения минимальных тарифов для потребителей ЖКХ для ТСС, изображенной на рис. 2, можно представить в графической виде, как это отражено на рис.6.

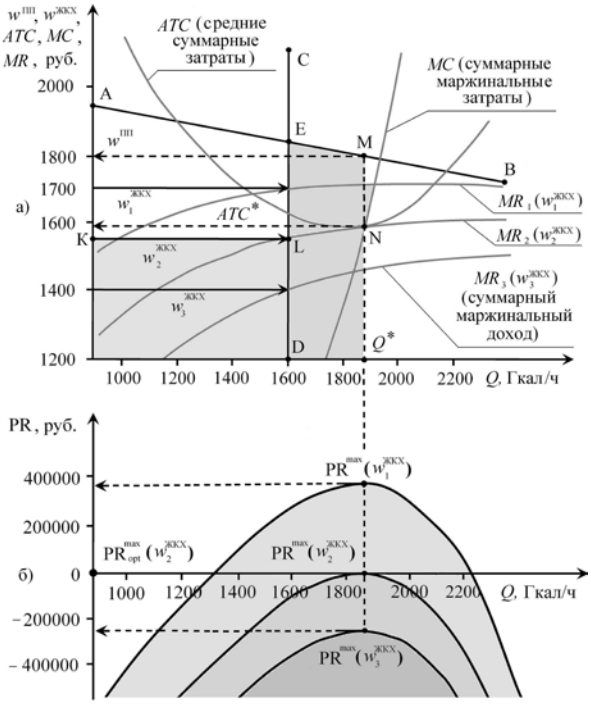


Рис. 6 Графический вид поиска оптимального тарифа для потребителей ЖКХ в условиях модели ЕТО

На рис. 6 а) спрос на тепловую энергию потребителями ЖКХ (линия CD), определяется климатическими условиями, а спрос на ТЭ промышленными предприятиями (линия AB) в соответствие с функцией спроса. На рис. 6 отражены рассчитанные основные экономические показатели ЕТО, включая средние суммарные (АТС) и маржинальные затраты (МС). Для наглядной иллюстрации процесса поиска оптимального решения в рамках разработанной математической модели на рис. 6 а) приведено семейство кривых суммарного маржинального дохода с различными ценами на ТЭ (которые назначаются РСТ для потребителей ЖКХ.

Графики на рис. 6 б) показывает, как будет изменяться функция прибыли ЕТО при различных ценах на тепловую энергию для потребителей ЖКХ и загрузках источников тепла.

Графики на рис. 6 а) отражают то, что равновесное решение достигается в точке N, в которой выполняется условие (21), при этом на рынке устанавливается равновесная цена w_τ на ТЭ соответствующая уровню минимальных средних суммарных издержек. Так как на рынке присутствует два множества потребителей (ЖКХ и промышленный сектор), то оптимальное перераспределение тарифов между ними формируется следующим образом. Для потребителей ЖКХ оптимальный тариф соответствует точке К. Его величина определяется из условий (21), при этом линия маржинального дохода ЕТО пересекает линию заданного спроса (CD) потребителей ЖКХ в точке L. Для промышленного потребителя оптимальная цена определяется путем проецирования значения полученного равновесия из точки N на функцию спроса (АВ) промышленного потребителя (точка М) с последующим определением тарифа $w^{\text{ПП}}$. Тариф для потребителей ЖКХ в этом случае ниже средних суммарных затрат ЕТО и таким образом ЕТО несет убытки. Компенсация убытков происходит за счет более высоких тарифов для промышленного потребителя и ЕТО получает нулевую суммарную прибыль рис. 6 б). Вместе с тем, этот тариф соответствует желанию промышленных потребителей платить за складывающийся при этом спрос на тепловую энергию.

Полученное решение по тарифам и объемам потребления ТЭ промышленными потребителями и потребителями ЖКХ позволяет определить оптимальную траекторию суммарной функции отраслевого спроса на рын-

ке ТЭ в условиях модели ЕТО, которая имеет вид ломаной линии K-L-E-M рис. 6 а).

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассмотрены две модели организации рынка тепловой энергии в формате «Единой теплоснабжающей организации», формируемых в рамках свободного и регулируемого тарифообразования.

Для либерализованного рынка тепловой энергии разработана равновесная математическая модель, основанная на микроэкономической модели монопольного рынка. Данная математическая модель, в отличии от традиционных подходов, позволяет в составе единого экономического критерия учитывать затраты связанные, не только с производством, и с и транспортом тепловой энергии. Предложена графическая интерпретация поиска равновесия на тепловом рынке в этих условиях. Для теплоснабжающей системы с двумя источниками показана вычислительная схема, отражающая методический принцип получения такого равновесия в терминах микроэкономики, а также в графическом виде проиллюстрирован поиск оптимального распределения нагрузки между источниками тепловой энергии.

Для регулируемой модели рынка тепловой энергии в виде «Единая теплоснабжающая организация», разработана двухуровневая математическая модель. Первый уровень, данной модели представлен РСТ в обязанности котороой входит регулирование тарифов для потребителей ЖКХ, а второй уровень – ЕТО, основной задачей которого является обеспечение ТЭ потребителей при условии получении ЕТО максимальной прибыли.

Предложен методический подход поиска равновесия спроса и предложения на рынке ТЭ, основанный на методе обратной задачи оптимизации. Его работоспособность и эффективность проиллюстрирована практическими рассчетами теплоснабжающей системы с двумя источникми тепла. Они показывают, что оптимальное решение по объему производства тепловой энергии ЕТО обеспечивает покрытие необходимого спроса на ТЭ при минимальных суммарных затратах (включая составляющие производства и транспорта ТЭ). Полученное оптимальные решение по стоимости и объему производства ЕТО позволяют определить оптимальную траекторию суммарной функции спроса на рынке ТЭ в условиях регулируемой монополии.

Разработанный методический и вычислительный инструментарий предназначен для подготовки предложений для принятия решений по регулированию теплового рынка.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Гительман Л.Д., Ратников Б.Е. Энергетический бизнес, 2006.

[2] Кудрявый В.В. Национализировать нельзя реформировать. Энергетика и промышленность России 2015; 2(17), С.9-11.

[3] Бусыгин В.П., Желободько Е.В., Цыплаков А.А. Микроэкономика - третий уровень, 2003..

[4] Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей,1985.

[5] Соколов Е.Я. Теплофикация и тепловые сети,1982.

[6] Сеннова Е.В., Сидлер В.Г. Математическое моделирование и оптимизация развивающихся теплоснабжающих систем, 1987.

[7] Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Возможные механизмы управления теплоснабжением потребителей в условиях рынка. Известия РАН. Энергетика 2009; 3, С. 27-36.

[8] Прузнер С.Л., Златопольский А.Н., Некрасов А.М. Экономика энергетики СССР: Учебник для студентов энергетических специальностей вузов, 1978.

[9] Стенников В.А., Хамисов О.В., Пеньковский А.В. Двухуровневое моделирование рынка тепловой энергии. Промышленная энергетика 2011; 3, С.8-13.

[10] Dempe S. Foundations of Bilevel Programming. - Dordrecht, The Netherlands: Kluwer Academic Publishers, 2002.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Стенников Валерий Алексеевич – заместитель директора по научной работе Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук, профессор. Основные научные интересы: методы и модели теории гидравлических цепей, оптимальное управление развитием трубопроводных систем, системные исследования в области теплоэнергетики и теплоснабжения, энергосбережение, тарифообразование.



Пеньковский Андрей Владимирович, научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы: развитие методов математического моделирования и оптимизации развивающихся теплоснабжающих систем в условиях рынка.



Хамисов Олег Валерьевич, зав. отделов «Прикладной математики» Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор физико-математический наук. Основные научные интересы: глобальная оптимизация, стохастическое программирование и исследование операций.

Тепловая жесткость климата и его влияние на теплопотребление зданий и сооружений

Игнатьев В.С., Кобылин В.П., Шадрин А.П.

Теплоснабжение на Севере, является самым энергоемким и самым расточительным сектором экономики. Установление потребности в топливе источников теплоты в условиях Севера производится на основе норм разработанных для России в целом, с некоторой поправкой для северных условий, которые не в полной мере учитывают особенности климатологических условий Якутии. Это сверхнизкие температуры ниже -40^{0}С и сухость воздуха влияющие на теплофизические свойства материалов ограждающих конструкций зданий.

Ключевые слова: **тепловая жесткость климата, теплопотребление зданий и сооружений, климат, энергетические особенности теплопотребления в условиях Крайнего Севера.**

Одним из основных факторов, имеющих огромное влияние на энерготеплопотребление при создании заданных тепловоздушных режимов в зданиях, является климат.

Главной особенностью климата на Севере являются: резкие колебания температуры наружного воздуха, превышающие 30 ^{0}С и более за сутки; большой перепад температур наружного и внутреннего воздуха, превышающие 100 ^{0}С при расчетном режиме; длительный отопительный период, достигающий иногда почти года; отрицательное значение среднегодовой температуры наружного воздуха.

Сухой климат, преобладающий на Севере, вносит свои поправки в теплозащитные свойства (теплопроводность) строительных материалов, используемых в ограждающих конструкциях отапливаемых зданий.

В условиях резко-континентального климата возрастает роль абсолютной влажности наружного воздуха и его теплосодержание. Влажность атмосферного воздуха зависит от местности, времени года, циркуляции атмосферы. Территория Якутии наиболее открыта для доступа арктического воздуха, из-за которого она достигает центральных районов сильно иссушенной из-за климатических особенностей. Это связано с процессами осаждения осадков, инея, при снижении температуры воздуха ниже 0^{0}С, минус 60-70^{0}С и обширностью территорий. [1]

Вода в наружном воздухе находится в виде мелкодисперсной влаги во взвешенном состоянии до температуры минус 41^{0}С, а начиная ниже минус 41^{0}С, вся влага замерзает, образуя мельчайшие частички льда, образуя морозный туман, который наблюдается в населенных пунктах в зимнее время. Это явление накладывает свой отпечаток на процессы теплопередачи через ограждающие конструкции отапливаемых помещений, который до конца не изучен.

Также на повышение общих тепловых

потерь зданий влияет ветер. Это происходит вследствие увеличения коэффициента теплоотдачи наружных поверхностей ограждающих конструкций.

Теплопроводность λ, Вт/ (м·°С), строительных материалов может изменяться в широких пределах и производится по следующей формуле:

$$\lambda_{\hat{A}} = \lambda_{\tilde{n}} + \delta_{\hat{i}\acute{a}} \, , \qquad (1)$$

где $\lambda_{\tilde{n}}$ - коэффициент теплопроводности сухого материала;

δ - приращение коэффициента теплопроводности на 1% повышения объемной влажности.

Большинство строительных материалов являются сложными капиллярно-пористыми коллоидными телами. Их поры и капилляры могут быть заполнены влажным воздухом, водой и льдом. В связи с такой структурой процесс теплопередачи в толще строительных материалов лишь условно можно рассматривать как теплопроводность, так как наряду с теплопроводностью в порах материала происходит теплообмен излучением, конвекцией, а также перенос теплоты в результате перемещения влаги в толще материала и ее фазовых превращений. В связи с этим то, что обычно называют теплопроводностью, практически есть условный коэффициент, учитывающий всю сумму факторов, участвующих в передаче теплоты в толще материала.[2] Обычно теплопроводность пористых материалов значительно возрастает при увлажнении. так как теплопроводность воды, равная 0,58 Вт/(м·°С), в 25 раз больше теплопроводности воздуха.

Значительное влияние на теплопроводность материалов оказывает температура, при которой они эксплуатируются. Это связано с повышением теплопередачи путем лучеиспускания и конвекции. Особенно она заметна для изделий с крупными порами, воздушными прослойками. [3] При понижении температуры ниже нуля большая часть влаги, содержащейся в материале, превращается в лед, который имеет теплопроводность 2,3 Вт/(м·°С), т.е. в 4 раза большую теплопроводности воды. В связи с этим при понижении температуры ниже 0°С теплопроводность влажных материалов почти всегда возрастает.

Этот факт ставит определенные задачи при создании различных ограждающих конструкций отапливаемых зданий: во первых, не допустить увлажнения материалов в конструкции стены; во вторых, учет при выборе материалов при конструировании стен; в третьих, учесть изменения теплофизических характеристик в период эксплуатации здания.

В этих условиях учет климатических факторов (абсолютной влажности воздуха, низких температур наружного воздуха и ее

низкой абсолютной влажности, подвижности воздуха), влияющих на физические свойства материалов (теплопроводность, влажность, воздухопроницаемость), становится необходимым, ввиду изменения теплозащитных свойств последних, оказывающего значительное влияние на общие тепловые потери зданий и сооружений.

В метеорологии для комплексной оценки влияния климатических факторов принят показатель суровости климата (S) в баллах [4];

$$S = (1 - 0{,}04t_н) \cdot (1 + 0{,}272V) \qquad (2)$$

,где $t_н$ -температура наружного воздуха, $К^0$;

V - максимальная скорость ветра в момент действия температуры воздуха $t_н$, м/с.

Для оценки влияния суровой погоды при эксплуатации машин и механизмов применима формула расчета максимальных значений баллов технической жесткости($S_т$) в баллах в зависимости от основных климатических факторов. [4, 5];

$$S_T = (t_{мин} + t_{ср}^{11}) \cdot (1 + 0{,}05V) \cdot (1 + 0{,}02\xi) \cdot \varphi \quad (3)$$

где $t_{мин}$ - минимальная из возможных температур воздуха, ^{0}C ;

$t_{ср}^{11}$ - средняя температура воздуха самого холодного месяца, ^{0}C;

V - средняя скорость ветра за три наиболее холодных месяца, м/с ;

ξ - наибольшее расстояние значений суточной температуры в течение наиболее холодного месяца, $С^0$;

φ - относительная влажность воздуха самого холодного месяца в относительных единицах;

$t_{мин}$ - определяется из зависимости $t_{мин} = 1{,}25\ t_{ср}^{1}$,

где $t_{ср}^{1}$ - средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, ^{0}C.

Эти показатели определяют влияние климатических факторов применительно к человеку и техническим конструкциям на открытом воздухе [7].

Для оценки воздействия климатологических параметров, их воздействия на теплозащитные свойства ограждающих конструкций и на надежность инженерных систем, обеспечивающих тепловой и влажностный режим в помещениях отапливаемых зданий, **предлагаем** ввести понятие **«тепловая жесткость климата»** по аналогии «технической жесткости климата для машин и механизмов» [6].

Критерий жесткости климата должен учитывать комплексное влияние на теплопотребление зданий и сооружений следующих параметров, характеризующих климат:

- фактических температур наружного воздуха;
- длительность стояния отрицательных температур;

- подвижность воздуха (ветровое воздействие);

- влажность наружного воздуха;

Возникает необходимость обобщения всех факторов и установление одного общего критерия - **тепловой жесткости климата.**

На основе опыта проектирования теплоснабжения населенных пунктов РС(Я), и обобщения результатов расчета теплопотребления отдельных теплопотребляющих объектов может быть предложена следующая формула определения **тепловой жесткости климата:**

$$S = (1 + t_{ср}^{0}) \cdot (1 + n_0 / 365) \cdot (1 + k \cdot V)(1 - f_1 / f_2) \quad (4)$$

где t_o^p - средняя температура воздуха наиболее холодной пятидневки, ^{0}C ;

$t_{ср}^{o}$ - средняя температура воздуха за отопительный период, ^{0}C;

n_o – продолжительность отопительного периода, сут;

k – коэффициент влияния ветрового напора на теплопотери здания;

V - средняя скорость ветра за отопительный период, м/с ;

f_1 – абсолютная влажность наружного воздуха при t_o^p;

f_2 – абсолютная влажность наружного воздуха при $t_{ср}^{o}$.

Показатели тепловой жесткости климата, рассчитанные для отдельных населенных пунктов по предлагаемой формуле см.табл.1.

Введения показателя «тепловая жесткость климата» даст возможность учесть влияние климатических факторов на свойство материалов применяемых в ограждающих конструкциях, которые влияют на общее теплопотребление и проводить более точные прогнозы при проектировании систем теплоснабжения населенных пунктов.

Населенный пункт	V, м/с	f_1, г/м^3	f_2, г/м^3	S_o
Верхоянск	1,0	0,015	0,550	2,693
Кюсюр	3,0	0,024	0,904	2,915
Оймякон	0,9	0,013	0,534	2,694
Якутск	1,6	0,030	0,808	2,654
Иркутск	2,4	0,144	2,359	2,154
Москва	3,9	0,33	3,663	1,929

ТАБЛИЦА 1.ПОКАЗАТЕЛИ ЖЕСТКОСТИ КЛИМАТА.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Климат Якутска. Под редакцией канд.геогр.наук Ц.А. Швер, С.А. Изюменко,- Л.: Гидрометеоиздат, 1982 – 246с.:ил.

[2] Горчаков Г.И. Специальные строительные материалы для теплоэнергетического строительства. –М.: Стройиздат, 1972. -304 с.

[3] Грушман Р.П. Справочник теплоизолировщика. –Л.: Стройиздат, Ленинградское отделение, 1965. -208 с

[4] Григорьев Р.С., Ларионов В.П., Уржумцев Ю.С. - Методы повышения работоспособности техники в северном исполнении. - Новосибирск: Наука,1987. – 252с.

[5] Кох П.И. Климат и надежность машин.- М.: Машиностроение,1981г.-175с.,ил.
[6] Степанов А.В., Игнатьев В.С.Жесткость климата и надежность систем теплоснабжения. Известия Самарского научного центра РАН. Том 14№4(5) 2012г. С.1300-1302.
[7] Ларионов В.П. Электродуговая сварка конструкций в северном исполнении.- Новосибирск: Наука,1986.-256с.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Виталий Петрович Кобылин окончил Томский политехнический институт в 1969 году по специальности «Электрические станции». Доктор технических наук, , заведующий отделом электро-энергетики ИФТПС СО РАН, заместитель председателя Президиума Якутского научного центра по научной работе. Исследования направлены на разработку научных основ повышения надежности, живучести и эффективности систем транспорта электроэнергии в экстремальных условиях Севера, включая решение режимных вопросов протяженных воздушных линий с применением преобразовательной техники для снижения потерь напряжения и мощности; методику и способы повышения надежности работы элементов воздушных линий и открытых подстанций.



Аркадий Петрович Шадрин родился 1 августа 1941 г. 1966 окончил Томский политехнический институт им. С.М. Кирова, теплоэнергетический факультет, специальность «атомные электростанции и установки». 1974 году защитил кандидатскую диссертацию в Ленинградском политехническом институте на тему «Разработка методики и исследование оптимального состава основного оборудования и областей применения атомных ТЭЦ» с 1978 года доцент ЯГУ кафедр теплофизики, теплогазоснабжения и вентиляции и электроснабжения. С 1996 года председатель Якутского отделения Ядерного общества России (ЯО ЯОР). Заведующий сектором теплоэнергетики отдела электроэнергетики ИФТПС СО РАН



Владимир Степанович Игнатьев родился 9 мая 1945 г. 1972 году окончил Таллиннский политехнический институт по специальности «Теплогазоснабжение и вентиляция» 1981-1994 гг. главный специалист института «Якутгражданпроект». С 1994 г. Доцент кафедры теплогазоснабжения и вентиляции строительного факультета Якутского государственного университета (ЯГУ). В 2001 начальник технического отдела Государственного учреждения «Дирекция по реконструкции строительных объектов ЖКХиЭ» с 2002г. – н.с. сектора теплоэнергетики отдела электроэнергетики ИФТПС СО РАН. Заслуженный работник народного хозяйства Республики Саха (Якутия).

Управление функциональным резервированием теплоснабжающих систем

В.А. Стенников, И.В. Постников

Проблема функционального резервирования является одним из традиционно актуальных направлений повышения надежности теплоснабжающих систем (ТСС). Для решения возникающих при этом задач предлагается методика оптимизации функционального резервирования теплоснабжающей системы. Ее основные положения заключаются в экономически рациональном распределении по элементам системы суммарного эффекта повышения надежности, рассчитанного с помощью усредненных параметров их надежности – интенсивностей отказов и восстановлений. Методология решения поставленной задачи основана на использовании узловых показателей надежности теплоснабжения потребителей, моделей марковского случайного процесса, методов теории гидравлических цепей и общих закономерностей теплофикации и процессов теплопередачи. Приводятся результаты практического применения разработанного методического и вычислительного инструментария для исследования реальных теплоснабжающих систем.

Ключевые слова: **теплоснабжающая система, оптимизация надежности, узловые показатели надежности, элементная надежность, интенсивности отказов и восстановлений элементов, интегральные параметры надежности, затраты на повышение надежности элементов.**

1. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВА ТСС

Функциональный резерв системы достигается за счет использования возможностей ее элементов по выполнению заданных требований надежности [1]. Таким образом, постановка задачи оптимизации функционального резерва ТСС состоит в определении таких параметров надежности ее элементов (интенсивностей отказа и восстановления), которые обеспечивают требуемый уровень надежности теплоснабжения потребителей при минимальных затратах на достижение этих параметров и ограничений на технически возможные их значения.

В соответствии с методикой анализа надежности ТСС, представленной в [2], требуемый уровень надежности теплоснабжения потребителей определяется нормативными значениями двух узловых показателей надежности (ПН) – коэффициента готовности K_j^0 и вероятности безотказной работы R_j^0, заданных для всех $j \in J$, где j – номер потребителя, а J – количество потребителей.

Относительно этих ПН осуществляется решение поставленной задачи, методика которого состоит из трех основных этапов.

1. Определение зависимостей между интегральными параметрами надежности элементов ТСС.

2. Моделирование послеаварийных режимов ТСС.

3. Формализация задачи определения оптимальных параметров надежности элементов ТСС.

2. МЕТОДИКА РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ФУНКЦИОНАЛЬНОГО РЕЗЕРВА ТСС

2.1. Определение зависимостей между интегральными параметрами надежности элементов ТСС

Под *интегральным параметром* надежности элементов понимается интенсивность их отказов или восстановлений, имеющая условно одинаковое (усредненное) для этих элементов значение, обеспечивающее требуемый уровень ПН. Интегральные параметры надежности определяются на основе формул для расчета ПН, используемых в методике

В.А. Стенников, И.В. Постников, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: postnikov@isem.irk.ru).

узловой оценки надежности ТСС, представленной в [2].

Вероятность безотказной работы для потребителя j определяется по следующей формуле:

$$R_j = \exp\left(- p_0 \sum_{z \in E_{sf}} \sum_{s \in E} \nu_{zs} \tau_{sj} \right), \qquad (1)$$

где p_0 – вероятность полностью работоспособного состояния системы; ν_{zs} – интенсивность перехода системы из состояния z в состояние s; E_{sf} – подмножество состояний системы, из которых возможен непосредственный (без промежуточных состояний) переход в состояние s в результате отказа какого-либо элемента; E – полное множество состояний системы; τ_{sj} – часть отопительного периода, в рамках которой состояние s является отказовым для потребителя j.

Подставив в формулу (1) требуемое значение вероятности безотказной работы R_j^0, получим следующее выражение для расчета интегральной интенсивности отказов элементов системы ($\overline{\nu}_{zsj(R)}$) для потребителя j:

$$\overline{\nu}_{zsj(R)} = \frac{\ln(1/R_j^0)}{p_0 \sum\limits_{s \in E} \tau_{sj}}. \qquad (2)$$

Индекс (R) в формуле (2) указывает, что интегральная интенсивность отказов элементов определяется при выполнении требований по вероятности безотказной работы.

Каждому интегральному параметру $\overline{\nu}_{zsj(R)}$ соответствует определенное количество интенсивностей переходов ν_{zs}, определяемое условиями формализации случайного процесса функционирования ТСС. Отказ одного и того же элемента i может соответствовать нескольким переходам между состояниями системы. Следовательно, есть такое множество состояний системы E_i, переход в которые связан с отказом элемента i, а интенсивности отказа элемента i соответствует группа интенсивностей переходов в состояния этого множества:

$$\lambda_i = \nu_{zs},\ s \in E_i, \qquad (3)$$

где λ_i – интенсивность отказа элемента i. Интегральную интенсивность отказов элементов, которой соответствует интегральный параметр $\overline{\nu}_{zsj}$, обозначим через $\overline{\lambda}_j$.

Каждому показателю τ_{sj} в формулах (1) и (2) соответствует некоторый уровень подачи тепловой энергии потребителю j в состоянии s системы, который следует обозначить как q_{sj}. Зависимость между этими показателями задается с помощью уравнения Россандера [3], которое с учетом принятых обозначений формулируется следующим образом[1]:

$$\begin{gathered} q_{sj} = [1 - (1 - \omega_j)(\tau_{sj} / \tau_0)^{1/\alpha_j}] q_{\text{op}j} + q_{\text{гв}j}, \\ \alpha_j = (1 - \delta_j)/(\delta_j - \omega_j), \\ \omega_j = q_{\text{он}j} / q_{\text{op}j}, \\ \delta_j = q_{\text{oc}j} / q_{\text{op}j}, \end{gathered} \qquad (4)$$

где α_j, ω_j, δ_j – коэффициенты неравномерности графика тепловой нагрузки потребителя; $q_{\text{op}j}$, $q_{\text{он}j}$, $q_{\text{oc}j}$ – расчетная отопительная нагрузка, отопительная нагрузка, соответствующая началу отопительного периода и средняя за отопительный период соответственно; $q_{\text{гв}j}$ – нагрузка горячего водоснабжения; τ_0 – продолжительность отопительного периода.

Согласно [2], при обеспечении надежности теплоснабжения определяющей нагрузкой является отопительная, поэтому для упрощения математических выражений нагрузка горячего водоснабжения в дальнейшем не

[1] В традиционной интерпретации уравнение Россандера используется для расчета тепловой нагрузки в определенный момент времени отопительного периода, соответствующий заданной температуре наружного воздуха.

учитывается, а обозначения отопительных нагрузок $q_{\text{op}j}$, $q_{\text{он}j}$ и $q_{\text{oc}j}$ заменены на q_{0j}, $q_{\text{н}j}$ и $q_{\text{c}j}$ соответственно.

Также известно [4], что уровень подачи тепла потребителю пропорционален разности температур внутреннего и наружного воздуха и определяется по следующей зависимости:

$$q_{sj} = \varphi_j (t_{sj} - t_{\text{н}}), \qquad (5)$$

где φ_j – коэффициент удельных теплопотерь здания потребителя j; t_{sj} – текущая (фактическая) температура внутреннего воздуха у потребителя j в состоянии s системы, $t_{\text{н}}$ – текущая температура наружного воздуха.

Для потребителя j в любом состоянии s системы можно определить такую температуру наружного воздуха, при которой временной резерв потребителя [2] будет равен времени восстановления его расчетного теплоснабжения. Согласно методике узловой оценки надежности ТСС [2], ее значение определяется по следующей зависимости:

$$t_{\text{н}sj} = \left(\frac{t_{0j}(1-\bar{q}_{sj}) - (t_{j\min} - t_{0j}\bar{q}_{sj})\exp(1/\beta\nu_{szj}^{\max})}{(1-\bar{q}_{sj})(1-\exp(1/\beta\nu_{szj}^{\max}))} \right) \qquad (6)$$

где t_{0j} и $t_{j\min}$ – расчетная и минимально допустимая температура внутреннего воздуха для потребителя j; $\bar{q}_{sj}$ – относительная подача тепловой энергии потребителю j в состоянии s системы: $\bar{q}_{sj} = q_{sj} / q_{0j}$; β – коэффициент тепловой аккумуляции зданий; $\nu_{szj}^{\max}$ – максимальная из возможных для состояния s системы интенсивность восстановления системы в работоспособное для потребителя j состояние z ($z \in E_j$, где E_j – множество работоспособных для потребителя j состояний системы, в которые она может непосредственно перейти из состояния s).

Показатель $\nu_{szj}^{\max}$ в (6) для каждого состояния s системы представляет собой интенсивность восстановления некоторого ее элемента i (в случае ординарности моделируемых событий), которая обозначается как μ_i. При рассмотрении переходов из всех состояний системы, соответственно и восстановлений всех ее элементов, можно определить интегральную интенсивность этих восстановлений. Приняты следующие обозначения для этого параметра по аналогии с интегральной интенсивностью отказов: относительно состояний системы – $\bar{\nu}_{szj}$, относительно ее элементов – $\bar{\mu}_j$.

Время стояния наружной температуры ниже ее значения, определяемого формулой (6), представляет именно ту часть отопительного периода, которая задается величиной τ_{sj}.

Введем следующие сокращения для упрощения дальнейших преобразований:

$$C_1 = t_{0j}(1-\bar{q}_{sj}),\ C_2 = t_{j\min} - t_{0j}\bar{q}_{sj},\ C_3 = 1-\bar{q}_{sj}. \qquad (9)$$

С помощью выражений (4), (5) и (6) с учетом сокращений (9) и замены $\nu_{szj}^{\max}$ на $\bar{\mu}_j$ получим следующую формулу для определения величины τ_{sj}:

$$\tau_{sj} = \tau_0 \left(\frac{1}{1-\omega_j} \left(1 - \bar{q}_{sj} + \frac{\varphi_j t_{\text{н}}}{q_{0j}} - \varphi_j \frac{C_1 - C_2\exp(1/\beta\bar{\mu}_j)}{C_3 q_{0j}(1-\exp(1/\beta\bar{\mu}_j))} \right) \right)^{\alpha_j}. \qquad (10)$$

Подставив это выражение в (2), получим следующую зависимость между интегральными интенсивностями отказов и восста-

[2] Временной резерв потребителя связан, главным образом, с теплоаккумулирующими свойствами конструкций зданий. Однако, могут быть учтены и другие способы временного резервирования, в том числе адаптивные функции активного потребителя в интеллектуальных системах теплоснабжения.

новлений элементов ТСС, определяемых относительно выполнения требований по вероятности безотказной работы:

$$\overline{\lambda}_{j(R)} = \frac{\ln(1/R_j^0)}{p_0\tau_0}\left[\sum_{s\in E}\left(\frac{1}{1-\omega_j}\left(1-\overline{q}_{sj}+\frac{\varphi_j t_{\text{н}}}{q_{0j}}-\right.\right.\right.$$

$$\left.\left.\left.-\varphi_j\frac{C_1-C_2\exp(1/\beta\overline{\mu}_{j(R)})}{C_3 q_{0j}(1-\exp(1/\beta\overline{\mu}_{j(R)}))}\right)\right)^{\alpha_j}\right]^{-1}. \quad (11)$$

Коэффициент готовности системы для потребителя j определяется по следующей формуле [2]:

$$K_j = \sum_{s\in E} p_s((\tau_0-\tau_{sj})/\tau_0), \quad (12)$$

где p_s – вероятность состояния s системы.

Полностью работоспособное состояние p_0 характеризуется в том числе тем, что соответствующий ему интервал времени τ_{sj} равен нулю. Поэтому суммирование в формуле (12) можно осуществлять по всем состояниям системы за исключением состояния $s=0$. Такое множество состояний обозначим через E_p.

На основе формулы (12) с учетом предыдущего замечания можно получить следующее выражение для определения усредненного по состояниям системы показателя τ_{sj}, удовлетворяющего выполнению требуемого значения коэффициента готовности K_j^0:

$$\overline{\tau}_{sj(K)} = \frac{\tau_0(1-K_j^0)}{\sum\limits_{s\in E_p} p_s}. \quad (13)$$

Сумма вероятностей состояний системы равна 1, следовательно, с учетом (13), справедливо следующее равенство:

$$p_0 = 1-(1-K_j^0)\tau_0/\overline{\tau}_{sj(K)}. \quad (14)$$

Используя выражение (14) в формуле (11), получим зависимость между интегральными интенсивностями отказов и восстановлений элементов ТСС, определяемых относительно выполнения требований по вероятности безотказной работы и коэффициенту готовности:

$$\overline{\lambda}_{j(RK)} = \left(\frac{\ln(1/R_j^0)}{\tau_0}\right)\times\left(1-\frac{N_s(1-K_j^0)}{\sum\limits_{s\in E} L_s^{\alpha_j}}\right)^{-1}\times$$

$$\times\left(\sum_{s\in E} M_s^{\alpha_j}\right)^{-1}, \quad (15)$$

где приняты сокращения выражений, определяемые по следующим зависимостям:

$$L_s = \left(\frac{1}{1-\omega_j}\left(1-\frac{1}{q_{0j}}\left(q_{sj}+\varphi_j t_{\text{н}}-\right.\right.\right.$$

$$\left.\left.\left.-\varphi_j\frac{C_1-C_2\exp(1/\beta\overline{\mu}_{j(RK)})}{C_3(1-\exp(1/\beta\overline{\mu}_{j(RK)}))}\right)\right)\right), \quad (16)$$

$$M_s = \sum_{s\in E}\left(\frac{1}{1-\omega_j}\left(1-\overline{q}_{sj}+\frac{\varphi_j t_{\text{н}}}{q_{0j}}-\right.\right.$$

$$\left.\left.-\varphi_j\frac{C_1-C_2\exp(1/\beta\overline{\mu}_{j(RK)})}{C_3 q_{0j}(1-\exp(1/\beta\overline{\mu}_{j(RK)}))}\right)\right), \quad (17)$$

где N_s – количество состояний ТСС, $\overline{\lambda}_{j(RK)}$ и $\overline{\mu}_{j(RK)}$ – интегральные интенсивности отказов и восстановлений соответственно, определяемые относительно потребителя j при выполнении требований по вероятности безотказной работы и коэффициенту готовности.

Для сокращения математических выражений для функции (15) принято следующее обозначение: $\overline{\lambda}_{j(RK)} = \zeta_{RK}(\overline{\mu}_{j(RK)})$.

2.2. Моделирование послеаварийных режимов ТСС

Расчет послеаварийных[3] режимов в ТСС необходим для определения уровней подачи тепловой энергии каждому потребителю при отказах элементов системы. Послеаварий-

[3] Под послеаварийным понимается режим, который устанавливается в сети после отключения отказавшего элемента на время его восстановления.

ный гидравлический режим определяется установившимся после отключения аварийного элемента потокораспределением в тепловой сети (ТС), расчет которого осуществляется с помощью математических методов, разработанных в рамках теории гидравлических цепей [5].

Узловая форма записи модели потокораспределения (гидравлических режимов) в ТС, представленная в матричной форме, имеет вид [5]:

$$A_s x = g_{sj}, \quad (18)$$

$$\overline{A}_s^{\mathrm{T}} p = h - H, \quad (19)$$

$$SXx = h, \quad (20)$$

где A_s – матрица соединений линейно независимых узлов сети для состояния s системы, x – вектор расходов теплоносителя на участках сети; g_{sj} – вектор расходов теплоносителя в узлах расчетной схемы; $\overline{A}_s^{\mathrm{T}}$ – транспонированная матрица $\overline{A}$ ($\overline{A}$ – полная матрица соединений узлов и ветвей схемы сети); p – полный вектор давлений в узлах сети; h, H – векторы потерь напора и действующих напоров на ветвях; S, X – диагональные матрицы гидравлических сопротивлений ветвей, составленные из величин гидравлических сопротивлений ветвей и абсолютных значений расходов на них.

Моделирование аварийных ситуаций в ТСС (после локализации отказавшего элемента) производится путем исключения соответствующего элемента из ее расчетной схемы. Расчет потокораспределения в ТС производится с учетом ожидаемых уровней отпуска тепловой энергии от источников тепла (ИТ).

В результате решения системы (18)–(20) для каждого из состояний s системы определяются величины g_{sj} – расходы теплоносителя в каждом узле потребления j, с помощью которых рассчитываются уровни подачи тепловой энергии q_{sj}, по следующей зависимости[4] [4]:

$$q_{sj} = g_{sj} c (t_{\text{под}} - t_{\text{обр}}), \quad (21)$$

где c – теплоемкость теплоносителя; $t_{\text{под}}$ и $t_{\text{обр}}$ – температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах.

2.3. Формализация задачи определения оптимальных параметров надежности элементов ТСС

Значения интегральных параметров надежности распределяются по элементам системы в соответствии со следующими балансовыми уравнениями сохранения суммы вероятностей состояний системы:

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in E_i} \lambda_i p_s = \overline{\lambda}_{j(RK)} \sum_{s \in E} p_s, \quad (22)$$

$$\sum_{i \in I} \sum_{s \in E_i} \mu_i p_s = \overline{\mu}_{j(RK)} \sum_{s \in E} p_s. \quad (23)$$

В выражениях (22) и (23) множество E_i содержит состояния системы, из которых возможен переход, связанный с отказом и восстановлением элемента i соответственно.

Затраты на реализацию мероприятий по повышению надежности элементов ТСС задаются в виде аналитических функций от значений искомых параметров надежности этих элементов:

$$r_{\lambda i} = f_i(\lambda_i), \; i \in I, \quad (24)$$

$$r_{\mu i} = f_i(\mu_i), \; i \in I, \quad (25)$$

где $r_{\lambda i}$ и $r_{\mu i}$ – затраты на снижение интенсивностей отказов и повышение интенсивностей восстановлений элементов соответственно, I – множество элементов системы.

Вид функций (24) и (25) и их количественные параметры определяется методами аппроксимации на основе анализа фактических данных о стоимости оборудования с различными заводскими характеристиками надежности, затратах на установку резервных элементов, затратах на создание и содержание аварийно-восстановительных служб (АВС) различного состава, стоимости оснащения объектов ТСС комплексами противоаварийной автоматики и других мероприятий, способствующих повышению параметров надежности элементов.

[4] Формула справедлива для отопительной нагрузки, относительно которой осуществляется оценка надежности теплоснабжения потребителей.

В соответствии с приведенной ранее постановкой задачи оптимизации элементной надежности ТСС, ее целевой функцией является следующее выражение:

$$\sum_{i\in I} f_i(\lambda_i) + \sum_{i\in I} f_i(\mu_i). \qquad (26)$$

Технически возможные значения параметров надежности элементов задаются в виде следующих ограничений:

$$\lambda_i^{\min} \le \lambda_i \le \lambda_i^{\max},\ i \in I, \qquad (27)$$

$$\mu_i^{\min} \le \mu_i \le \mu_i^{\max},\ i \in I. \qquad (28)$$

Максимальным значениям параметров надежности элементов соответствуют и максимально возможные уровни ПН, достигаемые за счет повышения элементной надежности системы.

Таким образом, при решении поставленной задачи должны быть заведомо выполнены следующие условия:

$$R_j^0 \le R_j^{\max}, \qquad (29)$$

$$K_j^0 \le K_j^{\max}, \qquad (30)$$

где $R_j^{\max}$ и $K_j^{\max}$ – значения ПН, рассчитанные при параметрах $\lambda_i^{\max}$ и $\mu_i^{\max}$.

Таким образом, задача оптимизации элементной надежности ТСС заключается в следующем:

Минимизировать функцию (26) при следующих условиях и ограничениях:

1) условия (18)–(21), в соответствии с которыми производится расчет уровней подачи тепловой энергии потребителям в различных состояниях системы;

2) условие (15), определяющее связь между интегральными параметрами надежности элементов;

3) условия (22) и (23), определяющие принцип распределения интегральных параметров надежности по элементам системы;

4) ограничения (27) и (28) на значения параметров надежности элементов.

3. РАСЧЕТНЫЙ ЭКСПЕРИМЕНТ

Рассматривается схема ТСС, представленная на рис. 1-а и состоящая из двух источников тепла (ИТ1, ИТ2), семи потребителей (узлы 1–7) и кольцевой ТС из 18 участков. Упрощенная схема обоих ИТ одинакова и показана на рис. 1-б. Она состоит из основных элементов – котла 1, турбины 2, сетевых подогревателей 3 и 5 и сетевых насосов 4 и 6.

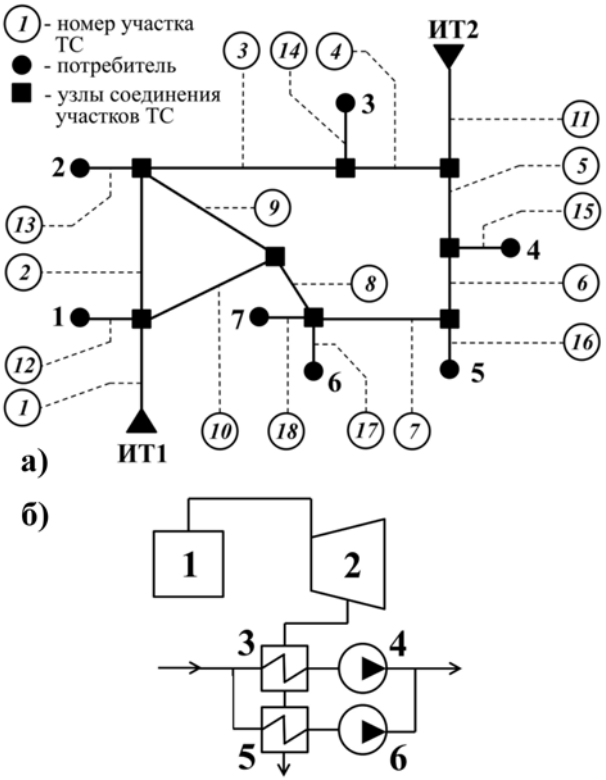


Рис. 1. Расчетные схемы: а) общая схема ТСС; б) принципиальная технологическая схема ИТ: 1 – котел, 2 – турбина, 3, 5 – сетевые подогреватели, 4, 6 – сетевые насосы.

Исходные данные, принятые для расчетов, содержат технические параметры ТС (диаметры и длины трубопроводов), нагрузки потребителей и мощности ИТ, а также ограничения на значения параметров надежности элементов ИТ и ТС.

В соответствии с комплексным подходом к исследованию надежности теплоснабжения [6] расчетная схема ТСС формируется в виде единой структуры, связывающей элементы схем ИТ и ТС.

Заданы следующие условия случайного

процесса функционирования ТСС: каждый элемент может пребывать в двух состояниях – работоспособном и отказовом, поток событий в пределах одной подсистемы (ТС, ИТ1 и ИТ2) является простейшим. Последнее условие предполагает одновременный отказ элементов из разных подсистем ТСС, при этом состояния совместного отказа ограничены двумя элементами. Таким образом, множество состояний формируется отдельными состояниями ТС, ИТ1, ИТ2 и сочетаниями этих состояний ТС+ИТ1, ТС+ИТ2 и ИТ1+ИТ2.

Граф состояний, отражающий случайный процесс функционирования полученной общей схемы ТСС, в сокращенном виде изображен на рис. 2.

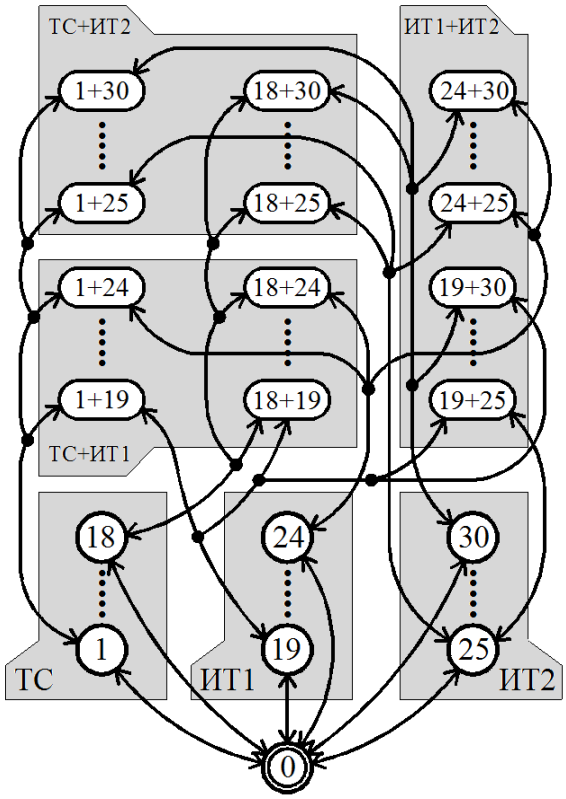


Рис. 2. Граф состояний ТСС.

Номер элемента графа, представленного на рис. 2, соответствуют номеру отказавшего элемента (элементы 1-18 являются участками сети, элементы 19-30 соответствуют источникам).

Марковский случайный процесс, удовлетворяющий заданным условиям, описывается системой из 283 стационарных линейных уравнений, в результате решения которой получены значения вероятностей состояний системы.

Определение уровней подачи тепловой энергии потребителям в различных состояниях ТСС осуществляется на основе многовариантных расчетов потокораспределения в ТС с помощью модели (18)-(20), при этом учитываются режимы, соответствующие отказам оборудования ИТ.

Аналитические функции затрат на восстановление элементов ТСС (24)–(25) приняты на основе данных по составу и стоимости резервных элементов ТСС, а также данных по созданию и содержанию АВС, представленных в [7]. Анализ этих данных позволил с помощью методов аппроксимации получить необходимые функции затрат в виде степенных зависимостей.

Оптимизация параметров надежности ТСС схемы производится в соответствии со следующими нормативными значения узловых ПН: $K_j^0 = 0{,}97$, $R_j^0 = 0{,}902$ [2]. Расчет осуществляется с учетом обеспечения надежности всех потребителей системы.

На рис. 3 проиллюстрирован поиск оптимального решения по выбору параметров надежности элементов ТСС с требуемым уровнем узловых ПН. На представленной диаграмме изображены два графика: линия 1 представляет зависимость между интегральными параметрами надежности элементов, а график 2 показывает изменение затрат на обеспечение требуемого уровня надежности теплоснабжения в зависимости от их соотношения. Полученное при заданных исходных условиях решение соответствует затратам на обеспечение надежности в объеме 9,18 млн.руб (в год) при следующих значениях интегральных параметров надежности – интенсивность отказов 0,0015 1/ч, интенсивность восстановления 0,06 1/ч.

Значения интегральных параметров надежности распределены по элементам схемы ТСС в диапазоне интенсивностей отказов 0,00045–0,0023 1/ч и интенсивностей восстановлений 0,018–0,096 1/ч.

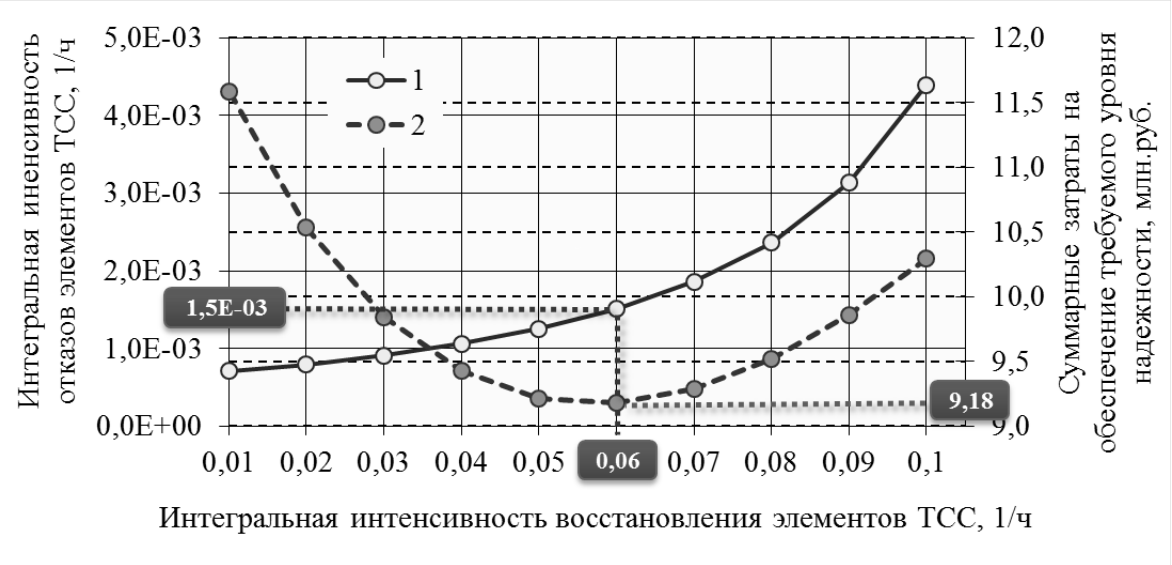


Рис. 3. Поиск оптимального соотношения отказовой и восстановительной частей элементной надежности ТСС.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе предложена методика оптимизации функционального резерва в составе общей проблемы синтеза надежности ТСС.

Преимущества предложенной методики по сравнению с существующими подходами к решению данной проблемы заключаются в следующем.

1. Совместная оптимизация надежности элементов схем ИТ и ТС позволяет наиболее рационально перераспределить средства на обеспечение (повышение) надежности теплоснабжения потребителей.

2. В методике объединены направления по снижению отказов и повышению восстанавливаемости элементов в одной процедуре поиска параметров надежности.

3. Отсутствие необходимости в итеративных расчетах за счет использования интегральных параметров, при определении которых учитываются требуемые значения ПН как изначально заданный параметр, а не в качестве критериев или ограничений при дальнейшей оптимизации как в существующих постановках синтеза надежности.

4. Использование двух ПН (вероятность безотказной работы и коэффициент готовности) при определении интегральных параметров надежности разрешает известный конфликт резервирования 2-го типа в ТСС [2].

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Справочник по общим моделям анализа и синтеза надежности систем энергетики / Под ред. Ю.Н.Руденко. – М.: Энергоатомиздат, 1994. – 474с.

[2] Надежность систем теплоснабжения / Справ., Отв. ред. Сеннова Е.В. – Новосибирск: Наука, 2000. – 360 с.

[3] Rossander A. Die Anwendung von symbolischen Belastungskurven fur Elektrizi-tatswerk // ETZ. – 1913. – N 18.

[4] Соколов В.Я. Теплофикация и тепловые сети: Учебник для вузов. – М.: Издательство МЭИ, 1999. – 472 с.

[5] Меренков А.П., Хасилев В.Я. Теория гидравлических цепей. М.: Наука, 1985. – 278 с.

[6] Стенников В.А., Постников И.В. Комплексный анализ надежности теплоснабжения потребителей // Известия РАН. Энергетика. № 2, 2011. – М.: Наука, С. 107-121.

[7] Кучев В.А. Повышение надежности теплоснабжающих систем на основе совершенствования и нормирования процессов восстановления при отказах теплопроводов / Диссертация на соискание уч. степени кандидата технических наук. – Иркутск: СЭИ СО АН СССР, 1988. – 214 с.

КОНСТУКТОР ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

О.С. Возисова, Е.Ю. Кокшарова, А.О. Егоров, К.А. Кузнецов

На сегодняшний день ведётся разработка, создание и внедрение в образовательный процесс материального конструктора электроэнергетических систем, основанного на методах и технологиях материального масштабного моделирования.

Для материального производства масштабных моделей оборудования применяются новейшие высокотехнологичные промышленные системы объёмного CAD/CAM проектирования, печать на лазерных 3D принтерах и обработка металлов и сплавов на станках с числовым программным управлением. Высокотехнологичное производство позволяет выполнить точные копии (масштабные модели) оборудования электроэнергетических систем и обеспечить их высокую внешнюю точность и идентичность с реальным образцом.

Ключевые слова: **конструктор электроэнергетических систем; система образования; практические знания; масштабные модели; CAD/CAM проектирование; 3D лазерная печать; серийное производство.**

1. О ПРОЕКТЕ

В настоящее время система образования, обеспечивающая подготовку студентов-выпускников и специалистов для нужд электроэнергетической отрасли, поставлена в новые условия функционирования, вынуждающие образовательные учреждения сокращать и снижать финансовые, временные и другие издержки на образовательную деятельность. Данное обстоятельство также вынуждает образовательные учреждения выносить основную часть учебного процесса в область самостоятельной подготовки учащихся, где, как правило, предполагается самостоятельная работа с литературой. Повысить эффективность обучения специалистов могут экскурсии на энергообъекты, но по причине удалённости объектов электроэнергетики, ограниченного доступа и численности рабочей группы, по условиям техники безопасности, и большими трудозатратами на подготовку и сопровождение экскурсии, допуск к реальным объектам и оборудованию, имеет небольшое количество учащихся. В итоге основное обучение студентов и персонала энергокомпаний ведётся методами проектирования, монтажа и инжиниринговых работ в формате плоских (2D) чертежей на бумажном или электронном носителе, выполненных в CAD/CAM программных комплексах.

При таком подходе к обучению и таких условиях ограниченности доступа на реальные энергообъекты фактически отсутствуют возможности донести до учащихся проблемы и знания о внешнем виде оборудования, его детализации и наглядности его устройства, принципах действия, назначения, конструктивного выполнения, оперативного управления, проблемах монтажа, правилах сборки и технической эксплуатации. Все эти факторы, в конечном счёте, приводят к низкому уровню подготовки студентов-специалистов в части практической деятельности, и как итог, к нехватке высококвалифицированных профессионалов в области электроэнергетики.[1]

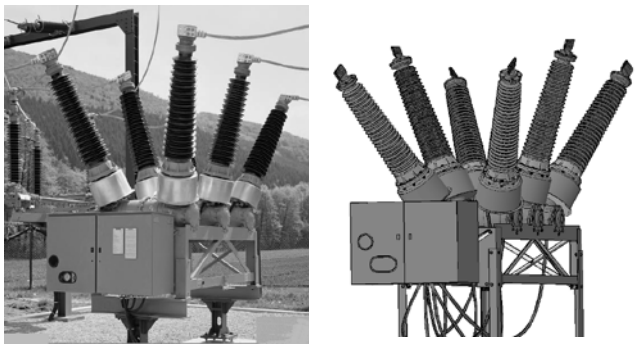
Кроме того, проблемы подготовки квалифицированного оперативного, инженерного и научного персонала осложняются дороговизной закупок учебного и научно-исследовательского оборудования. На рисунке 1 представлен силовой автотрансформатор 220/110 кВ с габаритными размерами до 10 метров. Очевидно, что установка такого рода оборудования в учебных классах образовательных учреждений невозможна по причинам ограниченности пространства и существенной стоимости, что также не позволяет осуществлять высокоэффективное обучение студентов.[3]

Возисова О.С., Кокшарова Е.Ю., Егоров А.О., Кузнецов К.А. Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированные электрические системы», г. Екатеринбург, Россия (e-mail: vozisova_olya@mail.ru , hiperboreya@yandex.ru ,).



Рис. 1. Автотрансформатор 220/110 кВ мощностью 125 МВА

Обстоятельства функционирования системы образования, вынуждают образовательные учреждения переводить процесс обучения студентов в область виртуальной реальности и математического моделирования, что не в полной мере отвечает требованиям усвоения учащимися знаний об устройстве и эксплуатации оборудования электроэнергетических систем.



а) б)

Рис. 2. Баковый элегазовый выключатель Siemens 3AP1 DT; а) фото с инструкции завода-изготовителя; б) виртуальная модель выключателя

Многолетний опыт работы системы образования во всех отраслях науки и техники показывает, что увлечение виртуальной реальностью далеко не всегда приводит к ожидаемому эффекту и не всегда повышает качество выпускников, которых выпускает образовательное учреждение. Очень часто виртуальная реальность внешне похожая на реальный объект (Рис. 2) даёт искажённое и упрощенное восприятие информации учащимся и далеко не всегда позволяет студенту адекватно воспринимать информацию о реальных физических параметрах и процессах в оборудовании или электроэнергетической системе в целом.

Для того, чтобы вырастить качественного выпускника и высококвалифицированного специалиста, его необходимо обучать не только работе с литературой и работе в виртуальной реальности, но и давать ему практические знания. При этом практические знания должны быть направлены в область изучения материальной части электроэнергетических систем, где предусмотрено полное освоение терминологии, деталей, узлов, элементов и соединений оборудования электроэнергетических систем. Проблема изучения оборудования электроэнергетических систем осложняется ещё и тем, что студенты по факту начинают изучать электрическую часть станций и подстанций на 3-м и 4-м курсах обучения, когда приходит пора защищать диплом или диссертацию.

Для решения поставленных задач, максимального и ускоренного погружения учащихся и студентов в проблемы, связанные с материальным и физическим функционированием электроэнергетической системы, на кафедре «Автоматизированных электрических систем» Уральского энергетического института уральского федерального университета (кафедра АЭС УралЭНИН УрФУ), ведётся разработка, создание и внедрение в образовательный процесс материального конструктора электроэнергетических систем, основанного на методах и технологиях материального масштабного моделирования. [4]

Весь проект конструктора электроэнергетических систем поделён на три концептуальных подпроекта, в которых предусмотрены развития по направлениям:

1. Сборные материальные масштабные модели силового и вторичного оборудования энергетических систем;

2. Микроэлектронная оснастка и программное обеспечение для моделирования локальных и системных материальных и информационных процессов в масштабных моделях силового и вторичного оборудования энергетических систем;

3. Действующие сборные материальные масштабные модели и артефакты для демонстрации физических явлений в области электрофизики, гидро-, тепло-, электромеханики и электрических аппаратах.

Важно отметить, что производство масштабных моделей оборудования электроэнергетических систем позволяет выполнять кроме статических, динамические (действующие) макеты с применением микропроцессорной техники и обеспечить высокую наглядность оперативных переключений или путей протекания тока по распределительным устройствам электрических станций и подстанций.

В настоящее время преподаватели и студенты кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ сосредоточены на создании элементной базы 1-го подпроекта – в рамках конструктора создаётся весь парка силового оборудования 110 кВ, 220 кВ и 500 кВ, применяемого в Отечественных и зарубежных электроэнергетических системах. Проект реализуется во многом, благодаря поддержке в рамках Программы развития и повышения конкурентоспособности Уральского федерального университета.

Конструктор электроэнергетических систем предназначен для профессиональной ориентации, обучения, проектирования, инжиниринга и деловых игр. Высокотехнологичные и наукоёмкие технологии, реализуемые в производственных методах масштабного моделирования, позволяют воспроизвести любое оборудование электроэнергетических систем с высокой точностью и полной детализацией.

Конструктор также является элементной базой для выполнения макетов любых схем распределительных устройств всех классов напряжения электрических станций и подстанций и позволяет также выполнять макеты любой сложности всего комплекса тепло- и электротехнического оборудования, применяемого на любых энергообъектах. Конструктор представляет из себя набор материальных деталей, который при сборке учащимся полностью воспроизводит как отдельный элемент (выключатель, трансформатор тока, трансформатор напряжения или др.) или объект энергосистемы – электрическую станцию или подстанцию, но в уменьшенном масштабе.

В качестве основных масштабов, предназначенных для выполнения уменьшенных копий элементов и объектов электроэнергетических систем, кафедрой АЭС УралЭНИН УрФУ, выбраны и утверждены:

1/4; 1/8 и 1/16 – отдельное оборудование с внутренним устройством

1/35 – отдельное оборудование и распределительные устройства электрических станций и подстанций

1/72 – подстанции и распределительные устройства

1/144 – электрические станции и подстанции

Точное воспроизводство уменьшенных копий (моделей) оборудования позволяет осуществить их установку в учебных классах и любых других производственных, офисных и рабочих помещениях. Всё это необходимо для наглядного решения прикладных и учебных задач, связанных с проектированием, строительством и инжинирингом как самого силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем, так и для проектирования и инжиниринга комплексных электроэнергетических объектов – линий электропередачи, подстанций и электростанций и т.д.[2]

Очевидно, что такие материальные модели, которые полностью воспроизводят силовое и вторичное оборудование, с одной стороны не находятся под напряжением и потому контакт с ним не опасен для человека (исключён) риск поражения электрическим током. С другой стороны, имеют значительно меньшую стоимость по сравнению с реальным оборудованием и позволяют учащемуся наглядно увидеть признаки, отличия и устройство элементов и объектов электроэнергетических систем.

Ближайшей перспективной задачей (2-й подпроект «Конструктора») является изготовление микропроцессорной оснастки для

масштабных моделей электроэнергетических систем и появляется возможность связать материальные модели оборудования с механическими, тепловыми, электромагнитными и электромеханическими установившимися и переходными режимами функционирования оборудования электроэнергетических систем и, как следствие перейти к наглядной постановке и наглядному решению задач диспетчерского управления.

2. ПРОИЗВОДСТВО

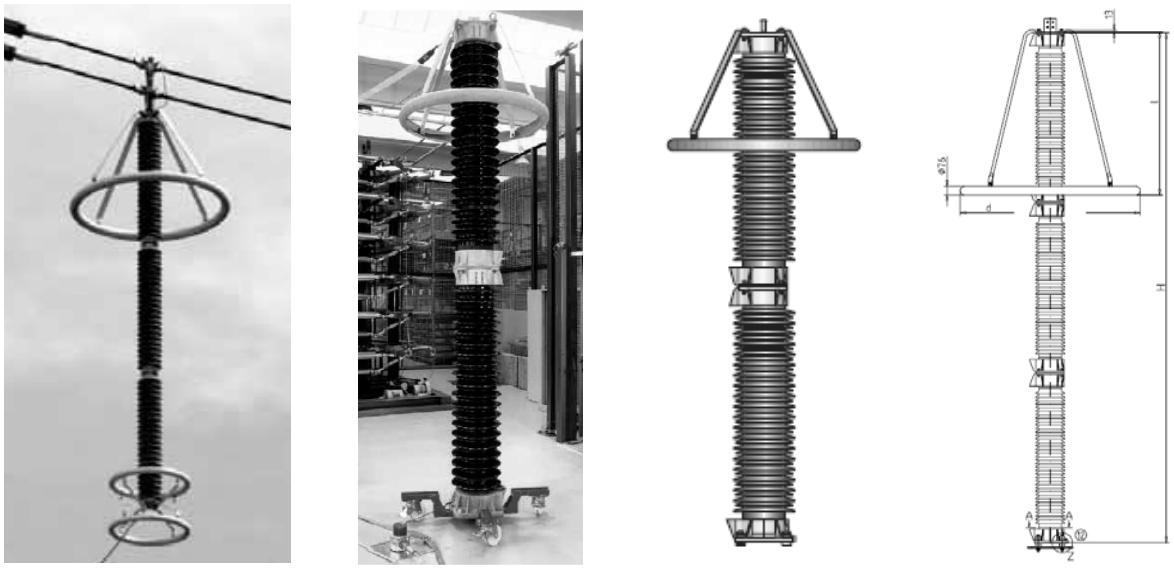
Для материального производства масштабных моделей оборудования применяются новейшие высокотехнологичные промышленные системы объёмного CAD/CAM проектирования, печать на лазерных 3D принтерах и обработка металлов и сплавов на станках с числовым программным управлением. Высокотехнологичное производство позволяет выполнить точные копии (масштабные модели) оборудования электроэнергетических систем и обеспечить их высокую внешнюю точность и идентичность с реальным образцом. Главным преимуществом новой технологии является обеспечение наглядности изучаемого и управляемого объекта.

В технологих производственных этапах можно выделить следующие:

1) CAD/CAM проектирование и прототипирование;
2) Печать на 3D принтере. Изготовление матрицы (позитива);
3) Изготовление формы (негатива) на основе позитива);
4) Серийное производство по негативу;
5) Сборка, грунтовка, окраска, тонировка.

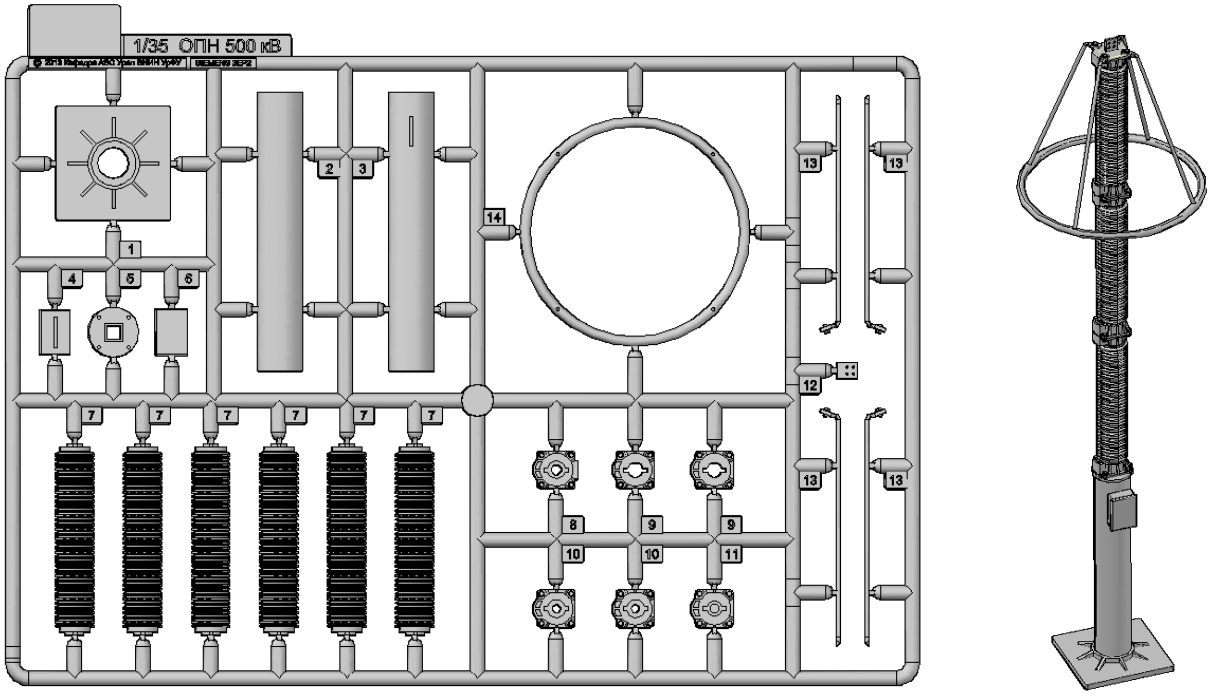
Этапы производства рассмотрены на Рис. 4,5 и 6 на примере ограничителя перенапряжений ОПН-500 кВ 3EP-3 фирмы Siemens.

В качестве исходных данных используются каталоги заводов-изготовителей в которых име-ются габаритные размеры, габаритные чертежи и фотографии установленного оборудования. Проектирование (этап 1) осуществляются студентами-инженерами III, IV и V курсов, которые специально были обучены аттестованными преподавателями кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ. Остальные этапы и процедуры контроля качества осуществляются преподавателями. В перспективе планируется весь процесс



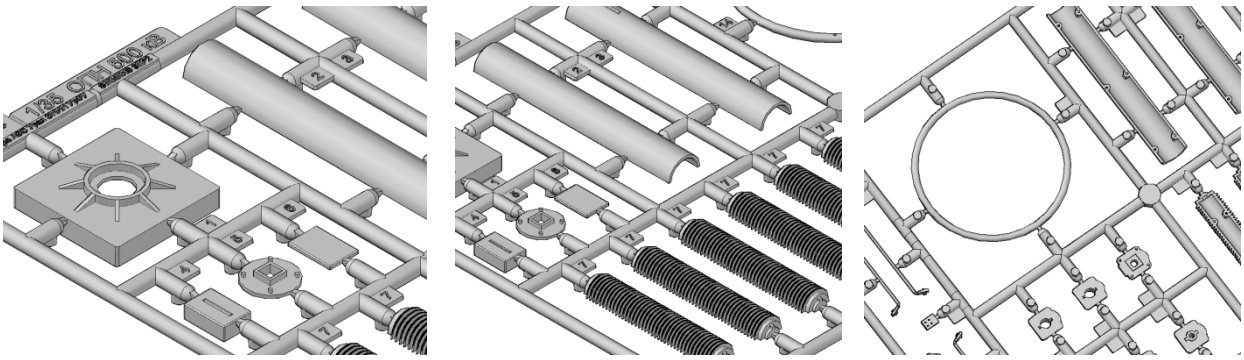
а) б) в) г)

Рис. 3. Ограничитель перенапряжений 3EP3 фирмы Siemens (материалы инструкции завода-изготовителя)
а) подвесной ОПН на ВЛ, б) испытаниях в лаборатории
в) фрагмент эскиза инструкции, г) фрагмент габаритного чертежа



а) б)

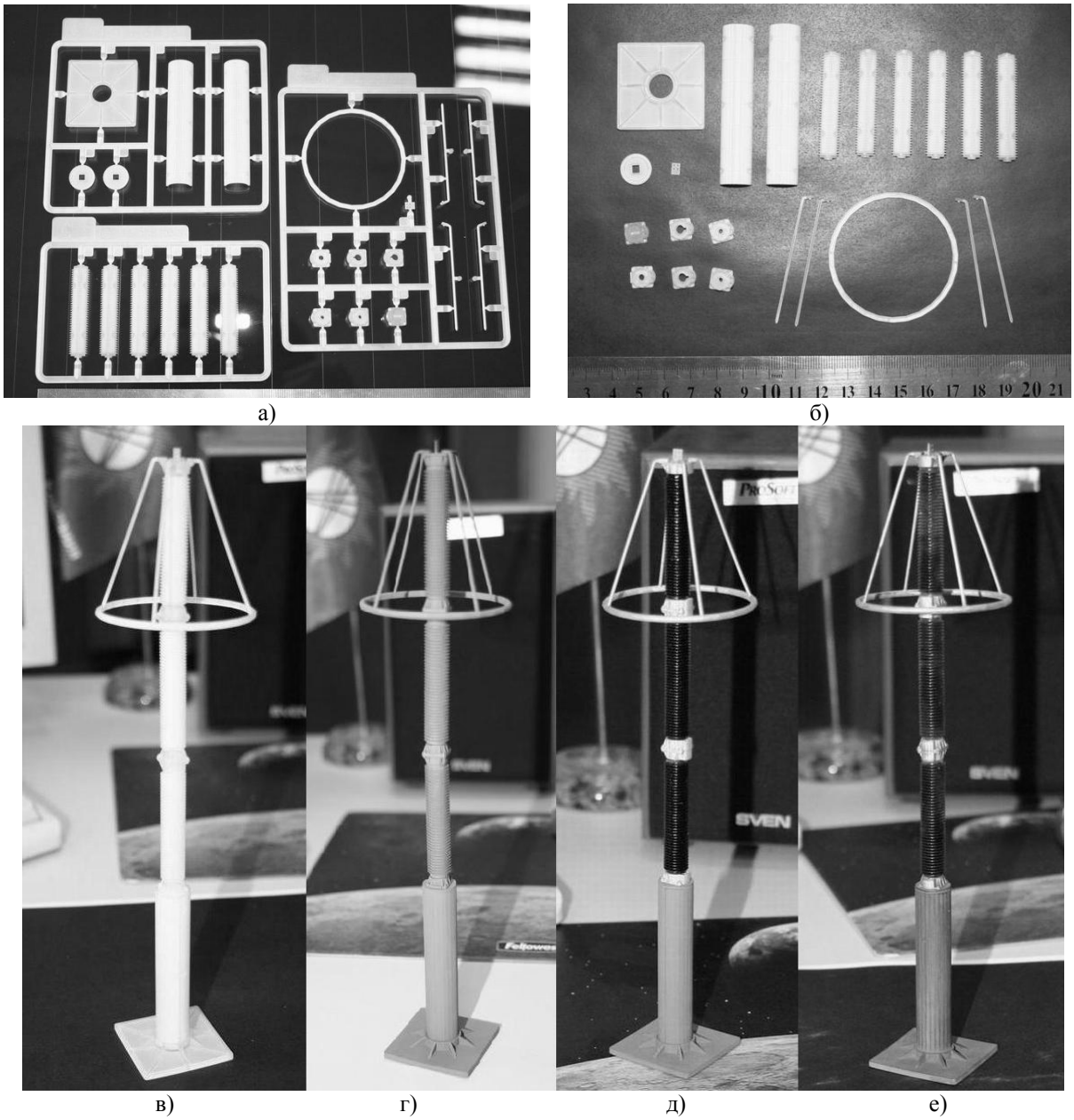
Рис. 4. ОПН-500 кВ 3ЕР3 фирмы Siemens, спроектированный в CAD/CAM программном комплексе
а) матрица, б) собранный ОПН на этапе контроля качества



а) б) в)

Рис. 5. ОПН-500 кВ 3ЕР3 фирмы Siemens. Фрагменты фронтальной и тыльной части матрицы

производства осуществлять силами студентов. Для постановки серийного выпуска продукции масштабных моделей силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем на кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ в 2013 г. создана межкафедральная Лаборатория моделирования электроэнергетических систем, на базе которой создаётся малое инновационное предприятие. Ведутся работы по подготовке рабочих и производственных помещений, осуществляется локализация производственных мощностей и создаются замкнутые циклы производства с собственными системами, снабжения, отделами проектирования, производства, сбыта, рекламы и маркетинга, управления персоналом и защиты интеллектуальной собственности. Особенно важно, что вся система управления персоналом предприятия (отдел СУП) имеет собственную систему воспроизводства кадров за счёт внутренних ресурсов и построена на специализированной системе подготовки студентов младших курсов кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ.



а) б) в) г) д) е)

Рис. 6. Этапы производства ОПН-500 кВ
а) напечатанная матрица б) отделение деталей от матрицы,
в) сборка, г) грунтовка, д) покраска, е) тонирование

Для ускорения процессов проектирования и серийного промышленного производства разработаны алгоритмы САПР, создана база данных типовых элементов, узлов, замков и соединений конструктора электроэнергетических систем. Также выполнены элементы основания (сваи) железобетонного исполнения и основания на металлоконструкциях, полностью выполнен конструктор измерительного трансформатора напряжения 500 кВ CPB 550 фирмы ABB, полностью выполнен конструктор бакового элегазового выключателя 110 кВ 3AP1 DT фирмы Siemens, ведётся разработка линейной арматуры и изоляторов воздушных диний электропередачи. В феврале 2014 г. команда кафедры АЭС УралЭНИН УрФУ совместно со специалистами ОАО «Екатеринбургская электросетевая компания» (www.eesk.ru), приступила к большой коллективной работе по изготовлению конструктора масштабных моделей двух автотрансформаторов 220/110 кВ 250 МВА производства фирмы ЗАО «Группа СВЭЛ» (www.svel.ru) и установленных на ПС 220 кВ «Рябина» ОАО

«ЕЭСК» (Рис. 7). Конструктор автотрансформатора выполняется в масштабе 1/35.

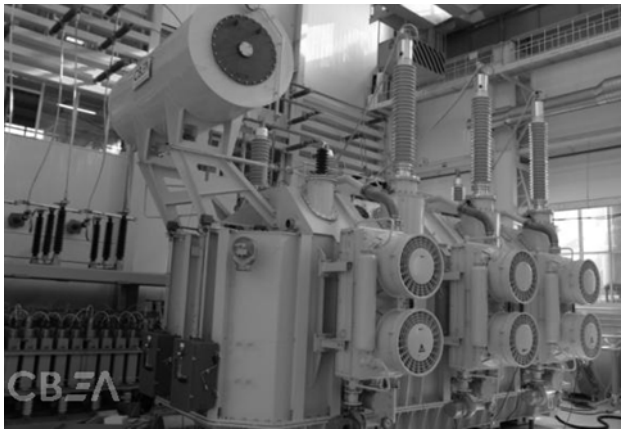


Рис. 7. Автотрансформатор 220/110 кВ 250 МВА производства ЗАО «Группа СВЭЛ», г.Екатеринбург

Производственным отделом Лаборатории моделирования электроэнергетических систем ведутся работы по внедрению технологий серийного промышленного производства, что в конечном счёте, позволит существенно снизить стоимость конструктора электроэнергетических систем. Низкая цена и снижение сроков проектирования конечных элементов конструктора электроэнергетических систем позволит сделать продукт доступным для учащихся любых образовательных учреждений и специалистов энергокомпаний, а также позволит ввести в образовательный процесс научно-технического творчества и материального проектирования.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. В настоящее время в России требуется полностью воссоздать инженерное образование и научную конструкторскую школу. Для технической инженерной и конструкторской деятельности, подготовку будущих специалистов необходимо начинать с раннего возраста.
2. Для решения актуальных задач повышения эффективности образовательного процесса оптимально подходит технология масштабного моделирования, совмещённая с микропроцессорной оснасткой и математическим моделированием и протоколами обмена данных.
3. На кафедре АЭС УралЭНИН УрФУ хорошо проработаны этапы проектирования и прототипирования масштабных моделей оборудования электроэнергетических систем. Ведутся работы по постановке продукции в серийное производство. Анонсирован материальный 3D конструктор электроэнергетических систем.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Вяткина М.В., Егоров А.О., Ерошенко С.А., Тавлинцев А.С., Тренина Е.М. Конструктор электроэнергетических систем. Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Сборник материалов всероссийской студенческой научно-практической конференции и выставки работ студентов, аспирантов и молодых учёных с между-народным участием. г.Екатеринбург, 17-20 декабря 2013 г. стр.59-60.

[2] Vozisova Olga, Egorov Alexander, Trembach Anton. Electric Power Systems KIT. Siemens 3API DT 145kV Circuit-Breaker. Applied Mechanics and Materials Vol. 698 (2015) pp 699-703 Submitted: 07.10.2014© (2015) Trans Tech Publications, Switzerland.

[3] Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V., Murashev D., Tavlintsev A., Eroshenko S., Kuzin P. 220/110 kV 250 MVA autotransformer kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science,ICAEES 2014; Guangzhou;China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research,1008-1009, pp 1162-1165

[4] Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V.,Murashev D., Tavlintsev A.,Eroshenko S., Kuzin P. Electric power systems kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science, ICAEES 2014; Guangzhou; China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research, 1008-1009, pp 1166-1170.

Конструктор автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА

Е.Ю. Кокшарова, О.С. Возисова, К.А. Кузнецов, А.О. Егоров[1]

Команда кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ спроектировала модель автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА компании СВЭЛ с полным воспроизводством всех узлов, элементов частей и соединений, данная модель представляет собой точную копию внешнего вида реального автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА выполненного в масштабе 1/35.

Конструктор автотрансформатора выполняется на основе методов и технологий масштабного моделирования с применением новейших промышленных систем объёмного проектирования, 3D принтеров, обрабатывающих станков с числовым программным управлением и микропроцессорной техники. Конструкторы масштабных моделей силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем создаются главным образом, для образовательных и инжиниринговых целей.

Ключевые слова: **конструктор электроэнергетических систем; автотрансформатор 220/110кВ 250 МВА; система образования; практические знания; масштабные модели; CAD/CAM проектирование; 3D лазерная печать; серийное производство.**

1. КРАТКИЙ ОБЗОР РАБОТЫ

С сентября 2013 г. кафедра АЭС УралЭНИН УрФУ (г.Екатеринбург) реализует долгосрочный проект «Конструктор электроэнергетических систем». В феврале 2014 г. команда кафедры АЭС[1] совместно со специалистами ОАО «ЕЭСК» (Екатеринбургская электросетевая компания, www.eesk.ru), приступила к большой коллективной работе по изготовлению конструктора масштабной модели автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА производства фирмы ЗАО «Группа СВЭЛ» (г.Екатеринбург www.svel.ru) и установленных на ПС 220кВ «Рябина» ОАО «ЕЭСК» (Рис. 1, 2). Конструктор автотрансформатора выполняется в масштабе 1/35.

Конструктор автотрансформатора выполняется на основе методов и технологий масштабного моделирования с применением новейших промышленных систем объёмного проектирования, 3D принтеров, обрабатывающих станков с числовым программным управлением и микропроцессорной техники. Такой подход к производственному процессу позволяет производить уменьшенные копии (масштабные модели) силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем и обеспечить их высокую внешнюю точность и идентичность (копийность). Очевидным преимуществом масштабного моделирования является обеспечение наглядности изучаемого или управляемого объекта (2). В 2013 году был собран оптимизированный технологический конструктор который в дальнейшем был собран в первый демонстрационный образец. Малые размеры оборудования, собираемого из такого конструктора позволяют эффективно решить задачи обучения студентов и персонала, проектирования и инжиниринга, и что немаловажно, сделать обучение увлекательным, познавательным, интересным, интерактивным, дистанционным и ввести его в программу обучения на этапах довузовского образования, что существенно повышает интеллектуальные способности будущих инженеров и конструкторов, необходимых для промышленности и энергетики сегодня в России. Очевидно, что такое собранное оборудование, не находящееся под опасным напряжением, совершенно безопасно для человека, т.к. отсутствует риск поражения электрическим током. [1], [2].

01 февраля 2014 года команда кафедры «Автоматизированные электрические системы» УралЭНИН УрФУ поставила перед собой задачу спроектировать модель автотрансформатора 220/110 кВ 250 МВА компании

[1] Е.Ю. Кокшарова, О.С. Возисова, К.А. Кузнецов, А.О. Егоров, Уральский Федеральный Университет имени первого Президента России Б.Н.Ельцина, Уральский энергетический институт, кафедра «Автоматизированные электрические системы», г. Екатеринбург Россия (e-mail: vozisova_olya@mail.ru, hiperboreya@yandex.ru,).

СВЭЛ в кратчайшие сроки (2 месяца) с полным воспроизводством всех узлов, элементов частей и соединений и с обеспечением высшего качества выходной продукции.

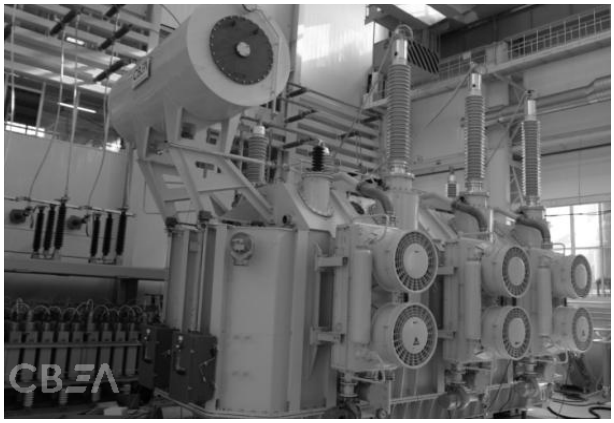


Рис. 1. Автотрансформатор 220/110 кВ 250 МВА производства ЗАО «Группа СВЭЛ», г.Екатеринбург. Заводские испытания

Изначально на студентов, участвующий в моделировании проектов (ограничитель перенапряжения 500 кВ, трансформатор напряжения 500 кВ, разъединитель 500 кВ и пр.) были наложены следующие должностные обязанности: в течении 6 месяцев выпустить виртуальную модель проектируемого оборудования, готовую к печати на 3D принтере, а затем, после доработки, к запуску в серийное производство. Работы по созданию моделей оборудования по предоставляемым компаниями-производителями чертежам. Другая группа инженерно-технического персонала из числа студентов принимала различные решения по декомпозиции и преобразовании изготовленных 3D моделей в конструктор. На следующей стадии производства выполняется материальный прототип существующей виртуальной модели с использованием 3D принтеров, при сборе которого выявляются ошибки и дефекты. Таким образом, конструктор доводится до серийного образца.

Данный подход к организации работ открыл новые возможности по воспитанию у студентов, вовлеченных в данный труд, следующих качеств:

1) Слаженная командная работа;
2) Возросший уровень ответственности;
3) Более качественное и, вместе с тем, быстрое выполнение задач;
4) Грамотное планирование своего времени и, как следствие, улучшение успеваемости.



Рис. 2. Автотрансформатор 220/110 кВ 250 МВА производства ЗАО «Группа СВЭЛ», г.Екатеринбург. АТ установлен на ПС 220 кВ «Рябина» ОАО «ЕЭСК»

По прошествии полутора месяцев выполнения работ были выполнены:

1) Разработан бак 220/110 кВ 250 МВА (Рис. 3);
2) Разработаны ввода 220/110 кВ 250 МВА (Рис. 4);
3) Разработана система охлаждения 220/110 кВ 250 МВА (Рис. 6);
4) Разработана система газовой защиты и расширитель 220/110 кВ 250 МВА (Рис. 7).

Указанные конструктивные части АТ-220 кВ готовы к производству и печати на 3D принтере в качестве модели в масштабе (1/35) (Рис. 5). [3]

В ближайшее время предстоит выполнить:

1) Печать на 3D принтере и сбор прототипа 220/110 кВ 250 МВА;
2) Исправление возможных ошибок;
3) Запуск серийного производства данного оборудования.

Возможности данного проекта в будущем:

1) Фототравление и лазерная гравировка и резка отдельных элементов;
2) Проектирование внутреннего устройства автотрансформатора;
3) Создание стендового образца с повышенной детализацией в более крупном/мелком масштабах;
4) Использование данного оборудования в качестве одной из составляющих проекта по сбору масштабной модели ПС 220 кВ «Рябина».

Планируется, что себестоимость конструктора АТ 220 кВ на выходе составит около 3-5 т.р. при тираже от 100 шт. Для рынка масштабных моделей, а тем более на рынке макетирования, данная стоимость является конкурентноспособной при сохранении высокого качества продукта. Благодаря этому становится возможен беспрецедентный по своему масштабу уровень внедрения масштабных моделей и товаров и услуг на их основе в сферы образовательной, проектировочной и выставочной деятельностей.

2. ВНЕДРЕНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ

Конструкторы масштабных моделей силового и вторичного оборудования электроэнергетических систем создаются главным образом, для образовательных и инжиниринговых целей. При их реализации и серийном производстве на промышленном уровне становится возможным реализовать дешёвое и эффективное дистанционное обучение электроэнергетике и электротехнике на ранних этапах, начиная с детских садов, школ, техникумов, что позволит серьёзно повысить квалификацию абитуриентов, поступающих в ВУЗы и далее, желающих продолжить свою деятельность в науке. Производство моделей силового оборудования позволит разработать и внедрить новые материалы (прежде всего стойкие к износу) и развить новые технологии обучения. Низкая стоимость подобных изделий позволяет сделать техническое образование доступным для широкого круга учащихся и многие образовательные вопросы оставлять на самостоятельное и добровольное изучение, в том числе в домашних условиях. [4]

Также важно, что проектирование масштабных моделей на ранних стадиях выполняют студенты в рамках курса САПР и тем самым, обучаясь, становятся высококвалифицированными специалистами уже на 2-м и 3-м курсах обучения в ВУЗе. Такой подход к организации труда позволяет организовать инженерное и проектно-конструкторское предприятие, где студенты под руководством преподавателей осуществляют выпуск востребованной продукции и получают за труд по специальности соответствующую зарплату. Развитие подобных образовательных технологий в электроэнергетике, и направлениях машиностроения, металлургии, космонавтике и др. позволяет вновь поднять престиж инженерно-технического образования.

Ранее проведённые маркетинговые исследования в этой области выявили, что в мире отсутствуют производители подобной узконаправленной продукции (основная специализация фирм, выпускающих масштабные модели – это военная техника). Кроме того выявлено, что у данной продукции, при выпуске её в свободный рынок, будет высокая востребованность среди образовательных учреждений, заводов, выпускающих силовое и вторичное оборудование для электроэнергетических систем и инжиниринговых компаний по всему миру. Поэтому в перспективе видится возможным организовать на базе выпускаемой продукции соответствующее высокотехнологичное инновационное предприятие.

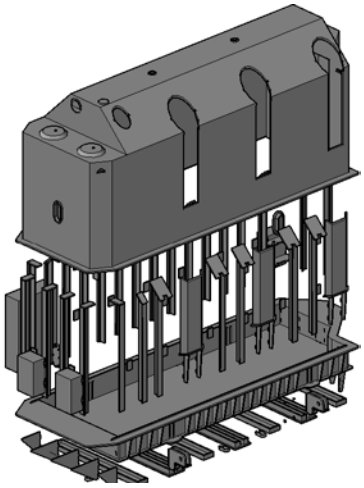


Рис. 3. Бак 220/110 кВ 250 МВА. Состоит из 62 частей.

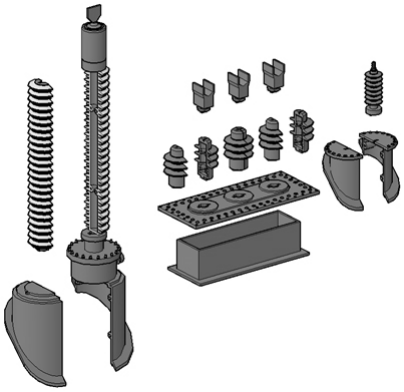


Рис. 4. Фрагмент вводов 220/110 кВ 250 МВА. Данный фрагмент АТ состоит из 21 части.

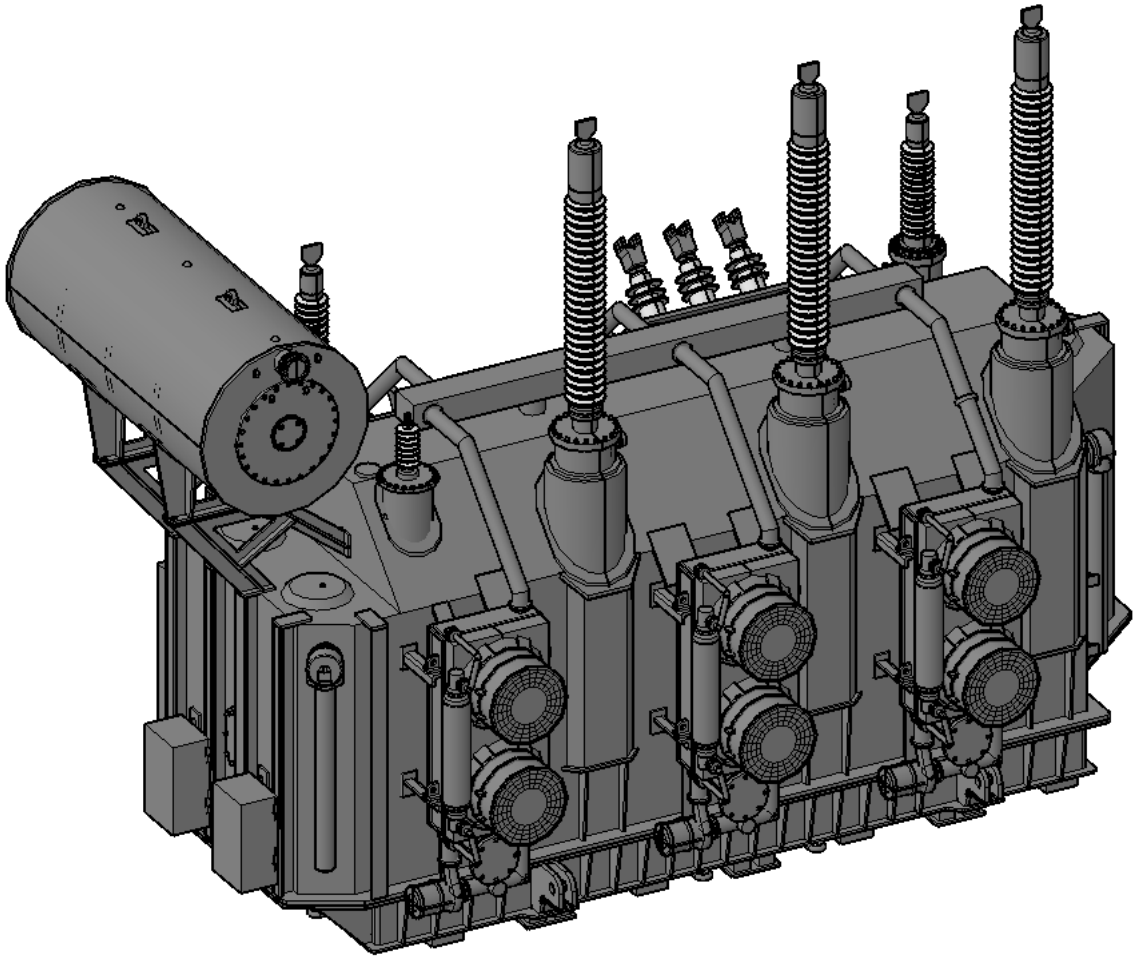


Рис. 5. Масштабная 3D модель АТ-220/110 кВ 250 МВА. Состоит более чем из 314 частей. Размеры реального автотрансформатора: 10.2×7.4×5.7 м. Размеры масштабной модели автотрансформатора: 0.29×0.21×0.16 м

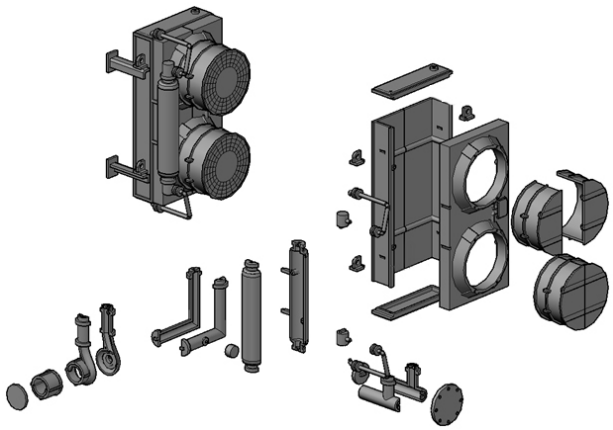


Рис. 6. Фрагмент системы охлаждения 220/110 кВ 250 МВА. Данный фрагмент АТ состоит из 27 частей.

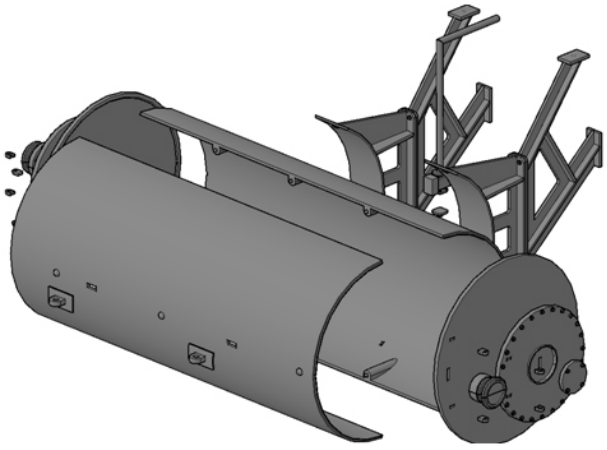


Рис. 7. Фрагмент система газовой защиты 220/110 кВ 250 МВА. Данный фрагмент состоит из 25 частей.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Для разработки масштабной модели 220/110 кВ 250 МВА была собрана команда из 18 человек, в том числе 13 студентов . В ходе решения конструкторских задач было решено заменить устаревшую систему проектирования на более прогрессивную, динамичную и инновационную на основе высоких технологий с участием 3D принтеров.

2. Разработка масштабной модели 220/110 кВ 250 МВА ведется несколькими конструкторскими бригадами, каждая из которых ответственна за определенную конструктивную часть масштабной модели. Всего таких частей 4:

   - Бак 220/110 кВ 250 МВА (состоит из 62 частей);
   - Ввода 220/110 кВ 250 МВА (состоит из 42 частей);
   - Система охлаждения 220/110 кВ 250 МВА (состоит из 162 частей);
   - Система газовой защиты 220/110 кВ 250 МВА (состоит из 48 частей).

   Модель 220/110 кВ 250 МВА состоит из более чем 314 деталей.

3. В производственных этапах 220/110 кВ 250 МВА можно выделить следующие:

   - CAD/CAM проектирование и изготовление прототипа;
   - Печать на 3D принтере. Изготовление матрицы (позитива);
   - Изготовление формы (негатива) на основе позитива;
   - Серийное производство по негативу;

4. Реальный 220/110 кВ 250 МВА имеет следующие габариты: 10.2×7.4×5.7 м. Размеры масштабной модели 1/35 220/110 кВ 250 МВА: 291×211×163мм. Как следствие, такая модель имеет широкий круг применения: от её использования в целях обучения студентов, до использования, как стендового образца.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Вяткина М.В., Егоров А.О., Ерошенко С.А., Тавлинцев А.С., Тренина Е.М. Конструктор электроэнергетических систем. Энерго- и ресурсосбережение. Энергообеспечение. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. Сборник материалов всероссийской студенческой научно-практической конференции и выставки работ студентов, аспирантов и молодых учёных с международным участием. г.Екатеринбург, 17-20 декабря 2013 г. стр.59-60.

[2] Vozisova Olga, Egorov Alexander, Trembach Anton. Electric Power Systems KIT. Siemens 3API DT 145kV Circuit-Breaker. Applied Mechanics and Materials Vol. 698 (2015) pp 699-703 Submitted: 07.10.2014© (2015) Trans Tech Publications, Switzerland.

[3] Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V., Murashev D., Tavlintsev A., Eroshenko S., Kuzin P. 220/110 kV 250 MVA autotransformer kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science,ICAEES 2014; Guangzhou;China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research,1008-1009, pp 1162-1165

[4] Vozisova O., Bannykh P.,Koksharova E., Zhavrid N.,Trembach A., Baltin D., Kazantsev A., Kunshin V.,Murashev D., Tavlintsev A.,Eroshenko S., Kuzin P. Electric power systems kit. 2nd International Conference on Advances in Energy and Environmental Science, ICAEES 2014; Guangzhou; China; 21-22 June 2014. Advanced Materials Research, 1008-1009, pp 1166-1170

Активно-адаптивная система контроля пропускной способности транзита «Север-Юг» 500 кВ ЕЭС Казахстана на базе WAMS технологий

К.К. Тохтибакиев, Е.В. Дидоренко, Н.Н Нуртаза, К.К. Шубекова , А.А Саухимов

В статье рассмотрены возможности создания активно-адаптивной системы контроля пропускной способности в ЕЭС Казахстана с использованием системы мониторинга пропускной способности в реальном времени на базе устройств PMU. Внедрение данной системы в электрических сетях ЕЭС Казахстана позволит создать принципиально новую адаптивную систему управления ЭЭС с использованием текущих параметров состояния системы, что повысит наблюдаемость, надежность и управляемость сети [1]

Ключевые слова: **мощность, национальный диспетчерский центр, НЭС, надежность, переток, WAMS.**

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время система WAMS и ее подсистемы WACS (Wide Area Control System), а также элементы WAPS (Wide Area Protection System) нашли широкое применение в странах дальнего зарубежья: это Дания, Шотландия, Англия, Исландия, Турция, Германия, Швейцария, Хорватия, Австрия, Финляндия, Соединенные Штаты Америки, Колумбия, Мексика, Австралия и Китайская Народная Республика [1,2,3,4,5].

Постановка задачи: Основными функционалами системы WAMS являются:

1. Обнаружение разности фазовых углов;

2. Обнаружение колебаний мощности;

3. Обнаружение стабильности напряжения;

4. Обнаружение нарушений на основе температурного мониторинга;

5. Обнаружение превышения/снижения параметров относительно уставок.

Важным выводом из опыта внедрения систем WAMS в странах Ближнего и Дальнего зарубежья является то, что данные системы практически имеют одинаковый по функционалу состав приложений мониторинга, различия наблюдаются только при особенностях ведения режима связанные с ВИЭ, локализацией аварий и т.д. При этом в подавляющем большинстве систем WAMS отсутствует функция контроля статической устойчивости и связанное с этим понимание предотвращения аварийных режимов. Это связано с тем, что системообразующая сеть европейских и других стран состоит из относительно коротких линий электропередачи, и сетевые ограничения обусловленные статической устойчивостью много выше, ограничений, обусловленных термической стойкостью оборудования и проводов ВЛ. В то же время для системообразующей сети 500-220 кВ ЕЭС Казахстана, основным сетевым ограничением является именно статическая устойчивость.

Методы: Тем не менее, преимущество системы WAMS, по сравнению с широко используемыми средствами контроля и управления электрическими режимами (оперативно-информационные комплексы, SCADA, противоаварийная автоматики по принципу ДО-II), заключаются в том, что эта система измерения позволяет не только контролировать режимы ЭЭС в темпе реального времени, но и создавать принципиально новые адаптивные системы управления ЭЭС использующие параметры состояния системы. Адаптивные системы управления устраняют недостатки систем, основанных на программных принципах, при известных или заданных значениях параметров генерации и мощности нагрузок с необходимостью вы-

К.К. Тохтибакиев, К.К. Шубекова , А.А Саухимов, Алматиснкий Университет Энергетики и Связи, Алматы, Казахстан(e-mail: sauchimov@gmail.com).
Е.В. Дидоренко, Н. Нуртаза, Kazkhstan Electrical Grid Operation Company (KEGOC), г.Астана, Казахстан

полнения расчетов по управлению режимов вне контура управления. При расчетах пропускной способности вне контура управления определение максимально допустимых перетоков (МДП) по сечениям выполняется для наихудшего режима с нормативным запасом по устойчивости.

В соответствии с инструкцией [6] для обеспечения надежности ведения режимов энергосистемы, максимальное значение перетока мощности по контролируемым сечениям устанавливается с учетом 20% запаса по статической устойчивости, что снижает теоретически достижимую загрузку системообразующей сети ЕЭС Казахстана в условиях роста нагрузки потребителей и дефицита генерирующих мощностей в южных регионах Казахстана [7].

По данным представленных в работе [8], до конца 2020 года ожидается подключение более 3000 МВт источников ВИЭ или 15% от общей установленной мощности генерирующих станции ЕЭС Казахстана. Такое изменение баланса генерирующих мощностей усложняют диспетчерское управление режимами НЭС Казахстан связанное со сложностями прогнозирования генерации ВИЭ и нестабильности выдаваемой мощности в течении расчетного времени по планируемому графику выдачи мощности, особенно учитывая острый дефицит маневренных генерирующих мощностей как на юге, так и севере Казахстана (которые могли бы компенсировать нестабильность генерации энергоисточников на ВИЭ). Исходя из этого, появляется потребность в новых инструментах управления электрическими режимами, позволяющими максимально полно использовать существующую инфраструктуру, без снижения надежности.

Результаты:

Отличительной особенностью систем WAMS от других аппратных комплексов является то, что данные об параметров режима поступают синхронно с единой меткой времени с использованием спутниковой связи GPS [5].

Контроль взаимных углов позволяет определить момент нарушения устойчивости при достижении этих углов предельных значений:

$$\delta \text{т} i \le \delta \text{пр} i \qquad (1)$$

где δті –текущее значение і угла,

δпрі- предельное значение і угла

Предельные значения углов определяются некоторой поверхностью в пространстве контролируемых углов генераторов. Аналитическое представление этой поверхности в простейшем случае при измерении взаимного угла выражается в виде кривой:

$$v = \frac{\partial P}{\partial \delta} = \frac{EU}{X} cos\delta = A_1 cos\delta \qquad (2)$$

Эта зависимость функции v от угла аналогична зависимость потенциальной части некоторой функции Ляпунова.

Область устойчивости и текущее состояние системы в аналитической форме представляется в некоторой функции от координат системы и параметров схемы.

При использовании известной функции Ляпунова для устойчивых состояний выполняется следующее условие.

$$v_t \le v_гр \qquad (3)$$

или

$$\frac{\Delta v}{\Delta \delta} \ge 0 \qquad (4)$$

Результаты расчета представленные в работе [9], согласно рисунку 1, показывают, что критические значения или предельные значения уровня статической устойчивости в координатах взаимных углов практически не меняются от схемы сети, когда как эти показатели в координатах перетоков существенно зависят от схемы и от точки контроля перетоков (в данном случае возникает необходимость контролировать два сечения).

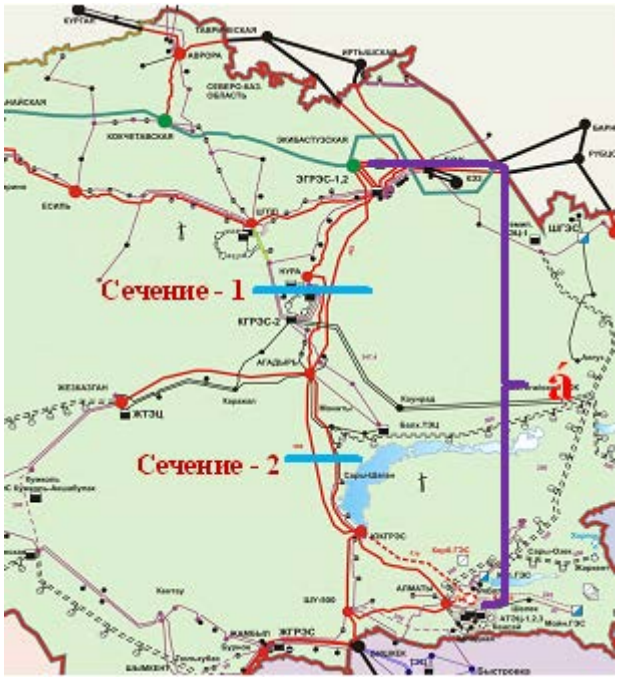


Рис. 1. Карта схема транзита «Север –Юг»

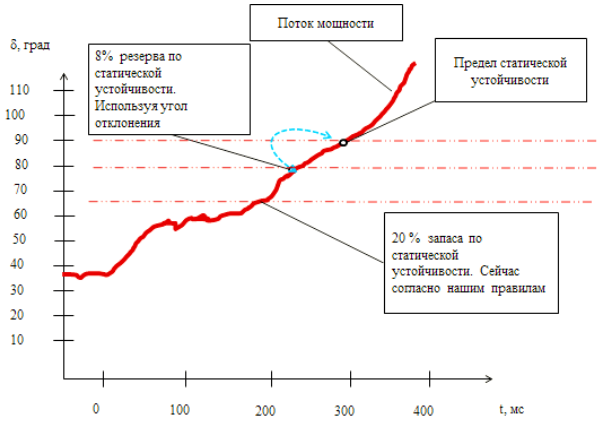


Рис. 2. Пороговые значения контроля устойчивости

Выполненные расчеты показывают, что контроль пропускной способности по транзиту «Север-Юг ЕЭС Казахстана» с использованием измерений угла между ПС «Экибастузская 1150» и ПС «Алматы» позволяет сохранить устойчивость при малых изменениях разности углов с максимальным использованием пропускной способности сети (рисунок 2) .

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение системы WAMS позволит создать активно-адаптивную систему управления режимами на транзите «Север-Юг ЕЭС Казахстана», для решения задач устойчивости и контроля режимов ЕЭС Казахстана, например:

• контроль запаса устойчивости в режиме реального времени на основе измерения фазных углов напряжения в контролируемых узлах от устройств PMU. При этом, границы областей устойчивости возможно определить в режиме Off-line;

• обеспечение наблюдаемости системы с целью оценки состояния и формирования модели ЭЭС в контуре управления. При этом границы области устойчивости определяются в режиме On-line.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Презентация Филиала ОАО «СО-ЕЭС» ОДУ Урала /«Назначение и принципы работы СМПР. Развитие СМПР»/ Москва 2012 год/.

[2] Презентация компании Ртсофт /«Предложения по разработке и внедрению Автоматических систем мультирежимного управления в ЕЭС России»/ г. Москва 2013 год/.

[3] Презентация компании ABB / «Wide Area Monitoring Systems»/ г.Баден Швейцария 2014 год;

[4] Jorge Cardenas,Alberto Lypez de Vicaspre,Andrea Lypez, Juan Ruiz GE Digital Energy, Fatih Koksal, Hayrettin Aycin TEIAS Turkey, Francesco Iliceto, IEEE Fellow Rome University “La Sapienza”Rome, Italy / Multilin Implementation of a Special Protection System (SPS) in the Interconnection between the Turkish and ENTSO-E Power Systems to counteract propagation of Major Disturbances/ Packworld 27 – 30 June 2011, Dublin Ireland/;

[5] Я. Килтер Elering OÜ, Эстония, А. Голощапов ООО «ПАРМА» Россия Б. Махковец ELPROS d.o.o. Словения / Система мониторинга переходных режимов Эстонии – создание и опыт эксплуатации/ Cigre Росийский национальный комитет г.Санкт-Петербург 30 мая –3 июня 2011 г./;

[6] Электросетевые Правила Республики Казахстан, утверждены Постановлением Правительства РК от 19.06.13г. №625 ;

[7] Схема развития НЭС Казахстана до 2020 года.www. kegoc.kz;

[8] 10-я Международный электроэнергетический семинар повышения квалификации руководящих работников и специалистов электросетевого

комплекса стран СНГ / «Распределенная генерация как фактор инновационного развития современных энергосистем»/ город Алматы, Республика Казахстан 30.03 – 03.04.2015 г. Алматинский университет энергетики и связи;

[9] 4-ая Международная конференция «Интелектуальные Энергетические системы-ESS'15» Контроль пропускной способности межсистемных связей НЭС Казахстана в реальном времени с использованием системы синхронизированных векторных измерений»/ г.Киев, Украина 9.06-12.06.2015г. Киевский политехнический институт.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Тохтибакиев Кармель Камилович– окончил электроэнергетический факультет Казахского политехнического Института в 1974 году. Руководитель научной группы, доцент, сотрудник Алматиснкого Университета Энергетики и Связи.



Саухимов Алмаз Абжалиевич –окончил электроэнергетический факультет Алматинского Институт Энергетики и Связи в 2007 году. Является сотрудником научно-исследовательской лаборатории по изучению проблем-топливно - энерегетичкого комплекса. Занимается вопросами повышения пропускной способности и надежности электрических сетей 500, 220 и 110 кВ



Шубекова Карина Кайыржановна – окончила электроэнергетический факультет Алматинского Университета Энергетики и Связи в 2014 году, получила степень бакалавра. В настоящий момент является магистрантом 2-го курса АУЭС. Сотрудник научно - исследовательской лаборатории по изучению проблем топливно-энергетического комплекса.



Нуртаза Нурбол Нуржигитулы - окончил Жезказганский Университет им.академика О.А.Байконурова в 2005 году. Главный технолог-системотехник департамента развития НЭС в АО «KEGOC».



Дидоренко Евгений Владимирович – окончил Алматинснкий Институт Энергетики и Связи. Заместитель главного диспетчера НДЦ СО в АО «KEGOC».

Сессия 6.

КОМПЛЕКСНЫЕ И РЕГИОНАЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ПРОШЛОЕ И НАСТОЯЩЕЕ ЭНЕРГЕТИКИ СЕВЕРА С ВЫСОТЫ ЦЕЛЕЙ БУДУЩЕГО

Н.А. Петров

заведующий отделом проблем энергетики Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, д.т.н., профессор

Рациональное развитие производительных сил Севера – важный фактор долговременной экономической стратегии России. Значение его регионов для народного хозяйства страны как главных поставщиков, а в последние десятилетия и как потребителей многих видов природных и преобразованных ресурсов, в том числе энергетических, постоянно возрастает. В северных регионах проживает всего 7,4% населения России, но именно они производят большую часть ВВП и обеспечивают 66% всех валютных поступлений, 93% добычи российского природного газа и 75% нефти – основных экспортных статей национальной экономики. Российский Север – это почти 2/3 территории страны, где сосредоточено 80% запасов полезных ископаемых страны [1]. При этом основные проблемы социально-экономического развития многих регионов: низкий уровень освоения природно-ресурсной базы; недостаточный уровень развития транспортной инфраструктуры; высокие тарифы на энергоносители и транспорт; финансовая зависимость регионов от федерального бюджета и ограниченность собственных инвестиционных ресурсов, обусловленное специфическими региональными особенностями, характеризуются иррационализмом и каждая для своего разрешения требует глубоких масштабных исследований. Так, по инициативе руководства Республики Саха (Якутия) в период с 2015 по 2020 гг. намечается проведение новых масштабных экспедиционных исследований Президиума РАН на территории Якутии со стратегической целью – научное сопровождение комплексного развития РС (Я), как уникального региона – объекта государственной политики Российской Федерации в Арктической зоне и на Дальнем Востоке[1] [2].

К сожалению, в настоящее время Россия переживает нелегкую экономическую ситуацию. Сегодня российской экономике брошены два серьезных вызова. «Первый – внутренний. Он заключается в том, что страна находится в довольно тяжелом социально-экономическом положении, которое характеризуется триадой показателей: стагнацией, наступившей с 2013 г.; рецессией, то есть снижением ВВП (с третьего квартала 2014 г); и стагфляцией, которая связана с ускорением инфляции с 5% в 2012 г до 6,8% в 2013 г и до 7,6% в годовом выражении в 2014 г. И вырваться из этой триады сложно. Второй вызов – внешний (санкции западных стран против России)» [3].

То есть, в результате триединой негативной экономической ситуации Россия вошла в так называемый системный кризис, который охватывает различные сферы жизни общества, и выйти из него нельзя, принимая лишь

[1] В 2015 г исполняется 90 лет со дня начала работы Якутской комплексной экспедиции Академии наук СССР (1925-1930 гг., а в апреле 2014 г Президентом Российской Федерации В.В. Путиным была поддержана инициатива Президента Республики Саха (Якутия) Е.А Борисова о проведении с 2015 г по 2020 гг. новых масштабных экспедиционных исследований территории Якутии с целью изучения ее экономического потенциала.

отдельные меры либо проводя реформы только в одной конкретной области.

Академия наук России и её видные специалисты своевременно предупреждали об опасности, нависшей над Отечеством и предлагали различные варианты, как реализовать единственный способ выжить для нас – инновационный прорыв. Но наш властный истеблишмент игнорируя нашу историческую истину: «в самые трудные времена спасала Родину её Академия наук», вместо того, чтобы серьезно, вместе заниматься решением жизнеутверждающей проблемы вовлек общественность в борьбу против Академии наук РФ под видом реформы.

Ниже в качестве примера из заключения работы Б.Н. Кузык и Ю.В. Яковец «Россия-2050: стратегия инновационного прорыва» приводим то, как наши ученые адекватно предсказали более десяти лет назад реальности, происходящие сегодня и условия возобновления своих сил России.

«Острейшая, судьбоносная проблема для России начала XXI в. – выбор и последовательная реализация долгосрочной стратегии, опирающейся на внутренние источники роста. С каждым годом становится все более очевидным, что ***упование на благоприятную конъюнктуру мировых рынков опасно****, что эта конъюнктура в любой момент может резко измениться, как не раз бывало в прошлом. Тогда потоки мировой нефтегазовой ренты иссякнут,* ***страна лицом к лицу окажется с обветшавшим основным капиталом****, неконкурентной продукцией обрабатывающих отраслей, засилием ТНК во многих секторах экономики, с лишенной стратегического видения правящей и деловой элитой. Пока не поздно, пока гром не грянул – нужно круто менять курс, приняв в качестве главного ориентира* ***стратегию прорыва, инновационного обновления экономики****. И сделать это должно прежде всего государство, ответственно выполняя свою* ***стратегически-инновационную функцию*** *– главную функцию капитана огромного, потрепанного бурями и кризисами корабля в бушующем океане»* [4].

Что касается внешнего вызова – санкции Западных стран против России, то США и ЕС без соответствующего решения Совета Безопасности ООН «объявили введенные в марте 2014 г. санкции против России мерами воздействия на Российскую Федерацию с целью заставить её безоговорочно выполнять требования США и ряда стран Запада в отношении позиции РФ по вопросу об Украине» [5]. По сути, США и в основном члены НАТО эти санкции используют в качестве оружия в экономической, политической, дипломатической, идеологической, военной, информационной, научной, технико-технологической, культурной и других сферах жизни населения России. То есть, это усиление и расширение силового воздействия НАТО на Россию с целью, как её определял Е.М. Примаков: «ослабить Россию, загнать нас в угол, претворить в жизнь идею цветной революции в нашей стране». Ведь, Военно-политический блок НАТО был создан в 1949 г. для сдерживания мировой сверхдержавы СССР и мировой системы социализма. В настоящее время и сверхдержава и система социализма не существуют. Кого кроме России НАТО будет сдерживать в военно-политической области сейчас? Следовательно несмотря на предупреждающие исторические уроки (1812 г. – разгром Наполеона, 1941-1945 г.г. – разгром Гитлеровской Германии и её Европейских союзников во II мировой войне) властные истеблишменты США и ЕС не прекращают исторических попыток своих предков завладеть богатством России, истребляя и вытесняя её народов как в свое время «Европейские варвары» в XV-XVII вв. завоевали Южную и Северную Америки истребляя и вытесняя коренных народов, а для работы на плантациях ввозили негров из Африки.

Спрашивается, за что все это? – «ослабить Россию, загнать нас в угол». В свое время гениальный А.С. Пушкин (в 30-х г.XIX в.) задал подобный вопрос в стихотворении «Клеветники России»:

... За что ж? ответствуйте за то ли,
Что на развалинах пылающей Москвы
Мы не признали наглой воли
Того, под кем дрожали Вы?
За то ль, что в бездну повалили
Мы тяготеющий над царствами кумир
И нашей кровью искупили
Европы вольность, честь и мир?
……
Так высылайте ж нам Витии,
Своих озлобленных сынов:
Есть место им в полях России,
Среди нечуждых им гробов.

В результате победы в Великой Отечественной войне 1941-1945 г.г. еще большей кровью Россиян и других народов СССР искупили «Европы вольность, честь и мир».

Санкции Западных стран создают новые проблемы против успешного осуществления «реиндустриализации и модернизации России». То, что мы «не производим средства производства они хорошо знают, потому их импорт ограничен санкциями и недостатком инвестиций из-за продолжающегося оттока капиталов и валютных средств. В объявленных в отношении Российской Федерации санкциях 2014 г. легко просматривается аналогия с «секретным планом» бывшего Президента США Р. Рейгана в 1980 г.г. В то время главным «уязвимым местом» нашей страны по определению ЦРУ была экономика, а именно – высочайшая зависимость бюджета СССР от **экспорта энергоресурсов.** (Табл. 1)

Таблица 1.

Меры по ослаблению экономики СССР 1982 г. (План Р. Рейгана) и санкции против РФ 2013-2014 гг. [5]

Меры по ослаблению экономики СССР, 1982 г.	Санкции против РФ 2014 г. и их последствия
Предотвратить строительство второй ветки газопровода из Сибири в Западную Европу Пуск первой линии трубопровода был задержан усилиями Вашингтона на два с половиной года	Задержка строительства газопровода «Южный поток»
Снизить цены на нефть Цены упали в четыре раза	Падение цен на нефть со 100 до 50 долл. за баррель в начале января 2015 г.
Ограничить поставки газа в Европу. Европейские компании вложили средства в разработку норвежских месторождений более дорогого природного газа	Предложение поставлять сланцевый газ из США в Европу
Прекратить предоставление займов Советскому Союзу и принудить его к досрочной выплате процентов по кредиту	Ограничение кредитования российских юридических и физических лиц

Запреты на поставку **технологий бурения вечной мерзлоты**; двойного назначения.	Запрет на поставки ряда технологий, машин, оборудования, приборов элементной базы в РФ: оборудования для глубинной добычи, бурения арктического шельфа и сланцевых месторождений; торговлю оружием; передачу технологий двойного назначения
Гонка вооружений: не только резкий рост расходов на вооружения, но и технологический прорыв (Стратегическая оборонная инициатива), Цель: вынудить СССР увеличить расходы на оборону	Приближение баз НАТО к границам РФ, отказ НАТО от сотрудничества с РФ
Идеологическое воздействие	Идеологическая, психологическая и информационная война Запада против РФ
Принуждение европейских стран следовать американскому плану	Свои санкции вслед за США и ЕС ввели Австралия, Албания, Израиль, Исландия, Канада, Лихтенштейн, Молдавия, Новая Зеландия, Норвегия, Черногория, Швейцария, Япония.

Советский Союз прекратил свое существование не без помощи плана Президента США Р. Рейгана [5].

К большому сожалению, слабое место для СССР осталось уязвимым и в современной России. Наши реформаторы в течение четверти века после развала Союза об этом «уязвимом месте» не вспоминали. У них другой итог работы. (Табл. 2)

Таблица 2.

Отношение ВВП стран, объявивших санкции против РФ, к ВВП РФ в 2010 г. и 2013 г. в ценах 2005 г., раз [5]

Страна	Отношение	
	2010	2013
США	15,0	14,5
Япония	5,1	4,8
Канада	1,4	1,3
Страны ЕЭС	16,4	15,3
В том числе:		
Германия	3,3	3,2
Великобритания	3,0	2,8

Страна	Отношение	
	2010	2013
Франция	2,5	2,4
Италия	2,0	1,8
Испания	1,3	1,2
Другие страны, объявившие санкции	2,1	2,0
Все страны, объявившие санкции	40,0	37,9

Остается согласиться с выводом автора статьи «Антироссийские санкции – вчера и сегодня» доктором С.В. Казанцевым:

«Санкции – это оружие. Поэтому надо не только от него защититься, но и лишить его применяющих возможности и желания сражаться. Для этого следует, по крайней мере, защитить свои слабые места (еще лучше их не иметь) и нарастить свою мощь» [5]. И помнить завещания великого М.В. Ломоносова: «Несмотря на угрозу извне, несмотря на всевозможные распри изнутрии не было такого, чтобы Россия своих сил не возобновила».

По прогнозам специалистов роль Севера для экономики России в ближайшие десятилетия будет только расти. Это связано в основном с тем, что добыча полезных ископаемых все больше смещается в северные районы: районы Крайнего Севера и Арктики. Развитие северных и Арктических регионов становится сегодня важнейшей стратегической задачей страны. «Там сосредоточены огромные ресурсы нефти и газа. После оледенения гигантский континент опустился под воду, он унес с собой грандиозные запасы сырья.

От Карского моря и до Чукотки предстоит вести геологические исследования – тут еще много «белых пятен». Всего же в Арктике по расчетам порядка 100 миллиардов тонн условного топлива, из них 80 процентов находится в Российском секторе Арктики.» [6]

Для изучения дальнейшего развития энергетики Севера необходима объективная оценка действительностей прошлого и настоящего. Это может быть обеспечено с точки зрения высоты (уровня) целей будущего экономики и энергетики России, расширяя теоретические и методологические аспекты познания изучаемого объекта.

Переход к энергосберегающим технологиям – решающий фактор сокращения энергопотребления, магистральный путь новейшей энергетической революции, без которой человечество не сможет переступить энергетический порог. Первая четверть XXI в. – это период становления и распространения *шестого технологического уклада*, являющегося сердцевиной постиндустриального технологического способа производства. Его отличительные черты – ноосферный, ресурсосберегающий характер ключевых направлений технологического прорыва – наноэлектроники и фотоники, новейшей биотехнологии, информационных технологий, технологии материалов, преобразования на их основе производственной, транспортной и бытовой техники [7].

Некоторые фрагменты краткого анализа прошлого и настоящего энергетики Севера с точки зрения высоты целей будущего экономики и энергетики России следующие:

- Всем известно, что главная проблема энергетики Севера, да и России в целом – это низкая экономическая эффективность потребления энергии. В плане оценки этой проблемы, на мой взгляд, уместно привести слова Роберта Андерсона (Всемирный банк): «Суть экономической эффективности потребления понимают (в России – прим. автора), вероятно хуже, чем суть эффективности производства» [8]. Наверно, так и есть. Во всех разработанных стратегиях России, включая проект ЭС-2035, и региональных, включая и ЭСРС-2030, главным назначением Стратегий является совершенствование производства энергии, т.е. развития ТЭК. Как утверждает акад. Кузык Б.Н. «Мир идет, приближается, работает над шестым технологическим укладом. Россия находится сегодня, в основном, в четвертом, в третьем и немного в пятом технологическом укладе, на первых этапах этого уклада» [7]. Названные факторы выше (шестого уклада) могут уменьшить удельное энергопотребление в 2,5 раза по сравнению с современным уровнем, повысить производительность труда на 30% и т.д. Например, в штате Калифорния за последние 35 лет потребление электроэнергии на человека остается на одном уровне, благодаря введению жестких стандартов строительства зданий и электроприборов и существованию программ повышения энергоэффективности и т.д. [8].
- Нарушение одного из основных исходных принципов региональной энергетической политики региона Севера: предпочтительными объектами нового освоения должны быть только такие объекты, потребность в продукции которых не может быть удовлетворена за счет других регионов [9, 10, 11]. Данный принцип совпадает по смыслу критерию жизнеспособности предприятия, практикуемого в Китае: «жизнеспособность предприятия – это возможность нормально управляемого предприятия получать приемлемую нормальную прибыль на открытом свободном и конкурентном рынке без внешней поддержки и покровительства.

  Словосочетание «нормальное управляемое» означает, что в

деятельности этого предприятия и управления им нет серьезных проблем. Нормальная прибыль – это средняя прибыль, приемлемая с точки зрения рынка. Определение «открытый» применительно к рынку означает, что национальный рынок связан с зарубежными. Под словом «свободный» в данном случае понимается наличие беспрепятственного доступа на рынок. Наконец, понятие «конкурентный» означает отсутствие на рынке монополий [12]. Характерным примером нарушения указанных принципов (критериев) можно привести высказывание участника «круглого стола» *Экономическая политика: нужны грамотные расчеты и четкие ориентиры*, д.э.н. Н.А. Кравченко: «Среди поддерживаемых государством (в лице «Роснано») проектов крупные сибирские – это высокотехнологичный комплекс по производству поликристаллического кремния и силана (г.Усолье-Сибирское) и новосибирское предприятие «Лиотех» по выпуску литий-ионных аккумуляторов. Оба проекта в настоящий момент мертвы. Причина, на мой взгляд, в том, что государство диктует, что надо производить, а рынку эта продукция не нужна. Внутренний рынок к этим высокотехнологичным продуктам не готов» [13].

- Техногенное воздействие ТЭК Республики Саха (Якутия) на природную среду в ближайшие десятилетия связано с реализацией крупнейших энергетических проектов по освоению месторождений углеводородов Западной Якутии и каменного угля Южной Якутии, а также со строительством новых электро-станций, линий электропередач и наращиванием мощностей генерации электроэнергии по государственному заказу. При этом на сегодняшний день предприятия ТЭК уже вносят значительный вклад в формирование экологической обстановки республики, состоящий до 80% от суммарных выбросов в атмосферу, до 35% от суммарных выбросов в водные объекты и до 60% от отходов производства и потребления. Интенсивное развитие добычи углеводородов и угля также связано с экологическими рисками залпового загрязнения земельных и водных ресурсов неочищенными стоками и нефтепродуктами.

  По данным Росприроднадзора известно, что в Ханты-Мансийском автономном округе на нефтепромыслах ТНК-ВР только в 2011 г. произошло 784 аварии, сопровождавшихся разливом нефтепродуктов, в связи с чем по бассейнам рек Обь и Енисей в Северный Ледовитый океан попадает от 300 тыс. до 500 тыс. т нефтепродуктов ежегодно. В среднесрочной перспективе данная проблема может постепенно стать злободневной на территории бассейнов рек Лены, Вилюй, Алдан, Оленек и др.

- Для корректировки Энергетической стратегии Республики Саха (Якутия) необходимо, как и в Национальной Энергетической стратегии США, предусмотреть действия по использованию достижений научно-технического прогресса. Действия, предусмотренные соответствующей стратегией относительно науки, технических исследований, научно-исследовательских работ и проектно-конструкторских работ должны быть детально изложены в соответствующих разделах стратегии. Успешное выполнение и претворение в жизнь подобных действий позволит сбалансировать цели в области энергетики, охраны

окружающей среды и экономики. [14,15,16]

- Высшее образование и подготовка инженерных кадров должно играть центральную роль в усилиях, направленных на реализацию стратегических планов. При этом углубление физико-математических знаний должно иметь первостепенное значение для повышения качества кадрового потенциала регионов Севера. «Имея физико-математический ум, обсудив со специалистами, можно разобраться в любой проблеме» - это кредо одного из выдающихся ученых РАН Р.И. Нигматулина.

Скорректированная Энергетическая стратегия РС(Я) должна обеспечить адаптацию ЭСРС-2030 к реалиям развития экономики и энергетики Восточной Сибири и Дальнего Востока, и России в целом. Она должна закладывать основу для более эффективной, менее уязвимой и более чистой энергетики будущего. При этом необходимо учитывать положительные опыты США, Западной Европы, Китая, а также всё, на чем СССР развивался и стал сверхдержавой, то есть смотреть на прошлое и настоящее с высоты целей будущего.

ЛИТЕРАТУРА

1. Харитонов Н.М. Север: Инвестиционная составляющая экономики //Российский Север: Модернизация и развитие. - М.: Центр стратегического партнерства, 2012. - с.11-15.
2. Республика примет участие в финансировании II научной комплексной экспедиции (URL: http://prez.ysn.ru/?category=novosti&altname=respublika_primet_uchastie_v_finansirovanii_ii_nauchnoi_kompleksnoi_ekspedicii
3. Кулешов, В. В. Современные вызовы социально-экономическому развитию России // Журнал «ЭКО», 2014. – №12. – С.5-15
4. Кузык Б.Н. Россия – 2050: стратегия инновационного прорыва / Б.Н. Кузык, Ю.В. Яковец. – 2-е изд., доп. – М.: ЗАО «Издательство "Экономика"», 2005. – 624 с.
5. Казанцев С.В. Антироссийские санкции – вчера и сегодня. // Журнал «ЭКО», 2015. – №3. – С.63-78
6. Освоение Арктики: планы и реальность (URL: http://www.pravda.ru/science/ academy/16-02-2015/1248650-arctik-0/)
7. Кузык Б.Н. Инновационное развитие России: сценарный подход // Материалы Общего собрания РАН от 16 декабря 2008 года.
8. Розенфельд Артур. Про ветер, белые крыши и то, как сэкономить триллион долларов. Интервью радио «Голос Америки» 16.06.11.
9. Петров Н.А. Научно-методические основы и практика формирования стратегий развития энергетики регионов Севера (на примере Якутии). Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук в форме научного доклада. – Иркутск, 1996 г.
10. Восточный вектор энергетической стратегии России: современное состояние, взгляд в будущее / Под ред. Н.И. Воропая, Б.Г. Санеева –Новосибирск: Акад. изд-во «Гео», 2011 г. – 368 с.
11. Иванова И. Ю., Тугузова Т.Ф., Попов С.П., Петров Н.А. Малая энергетика Севера: проблемы и пути развития / под ред. Б. Г. Санеева. — Новосибирск: Наука, 2002. – 188 с.
12. Лин Джастин Йифу. Демистификация китайской экономики. – Москва: Мысль, 2013. 384 с.
13. Круглый стол «Экономическая политика: нужны грамотные расчеты и четкие ориентиры» // Журнал «ЭКО» 2014, №12, с.36-62.
14. Корнеев А.В. Американская стратегия и тактика развития топливно-энергетического комплекса: состояние и перспективы // Материалы открытого семинара «Экономика энергетики» (семинар А.С. Некрасова), 147 заседание от 25 марта 2014 г.
15. Национальная энергетическая стратегия США. Межотраслевой информационный бюллетень «Экономика и хозрасчет предприятий топливно-энергетического комплекса», выпуск 5, Москва 1991.
16. Дмитриев С.С. Энергетическая стратегия Б. Обамы: опора на инновации и технологическое лидерство. М.: ИМЭМО РАН, 2014. – 162 с.

Приоритеты развития локальной энергетики арктической зоны на востоке РФ

Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К.

В статье дана краткая характеристика и распределение по федеральным округам РФ объектов малой энергетики, выявлены проблемы энергоснабжения потребителей от автономных энергоисточников. Приводятся данные о перспективных месторождениях минерально-сырьевых ресурсов арктической зоны восточных регионов. Описаны результаты исследований по определению условий эффективности использования в восточном арктическом секторе объектов локальной энергетики: когенерационных установок на угле, атомных станций малой мощности, возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: **автономное электроснабжение, когенерация, освоение месторождений, атомные станции малой мощности, возобновляемые источники энергии, эффективность**

1. ВВЕДЕНИЕ

По данным Росстата на территории РФ насчитывается более 27 тыс. дизельных и газотурбинных автономных, резервных и передвижных электростанций малой мощности. Их суммарная мощность составляет чуть более 8,7 тыс. МВт, ежегодная выработка электроэнергии – около 10 млрд кВт·ч (таблица 1).

Почти 20 % мощности малых электростанций относится к передвижным и эксплуатируется в транспортных, строительных и ремонтных организациях. Их количество насчитывает 9,5 тыс. штук.

Число стационарных электростанций малой мощности в целом по России превышает 17 тыс. штук, их суммарная мощность – более 7 тыс. МВт. Почти половина мощности стационарных малых электростанций размещена в Уральском ФО, более 90 % которых – газотурбинные, расположенные на объектах геологоразведки и нефте-, газодобычи в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах (рисунок 1).

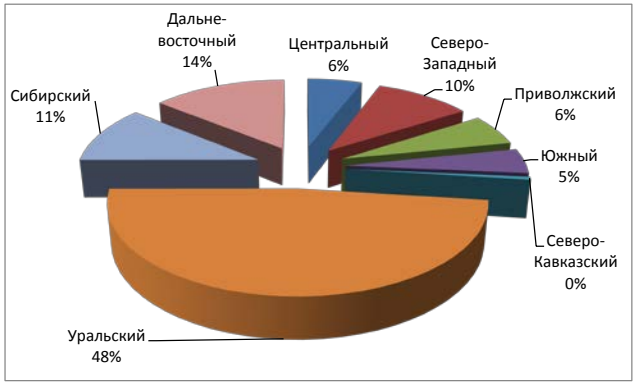


Рис.1. Распределение мощности стационарных электростанций малой мощности по федеральным округам РФ

Четверть мощности стационарных малых электростанций приходится на регионы Сибири и Дальнего Востока. В Сибирском ФО более 80 % мощности расположено на территории Таймырского и Эвенкийского округов, в северных районах Томской, Омской и Иркутской областей; в Дальневосточном ФО – на территории Республики Саха (Якутия), Сахалинской области, Камчатского и Хабаровского краев (рисунок 2).

Значительное число стационарных электростанций малой мощности в восточных регионах используется в качестве резервных на объектах здравоохранения, котельных, а также в населённых пунктах, расположенных на концах дальних распределительных линий электропередачи.

Однако основная их часть функционирует в качестве локального энергоисточника в зоне автономного электроснабжения в малоосвоенных северных и удалённых районах. Средняя мощность таких электростанций составляет не более 400-500 кВт. При этом максимальные значения установленной

И.Ю. Иванова, Т.Ф. Тугузова, А.К. Ижбулдин Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: nord@isem.irk.ru).
Исследование выполнено в рамках проекта IX.88.2.3 Программы фундаментальных исследований СО РАН

мощности могут достигать 10-15 МВт, минимальные – 30-60 кВт. Максимум нагрузки потребителей в зонах автономного электроснабжения в 2-4 раза ниже установленной мощности энергоисточников.

Значительная часть мощности локальных электростанций восточных регионов приходится на арктическую зону – территорию Таймырского АО, северных районов Республики Саха (Якутия) и Чукотского АО.

ТАБЛИЦА 1. УСТАНОВЛЕННАЯ МОЩНОСТЬ МАЛЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, МВт (СОСТОЯНИЕ 2012 г.)

Федеральный округ	Малые электростанции, всего	В том числе:	
		Стационарные	Передвижные
Россия, всего	8707	7030	1677
в том числе:			
Центральный	443	404	39
Северо-Западный	906	713	194
Приволжский	570	413	157
Южный	462	328	134
Северо-Кавказский	50	39	11
Уральский	3936	3374	562
Сибирский	1071	768	303
Дальневосточный	1269	991	278

Примечание – составлено по формам Росстата «Электробаланс» и «Сведения о работе электростанций» за 2012 г.

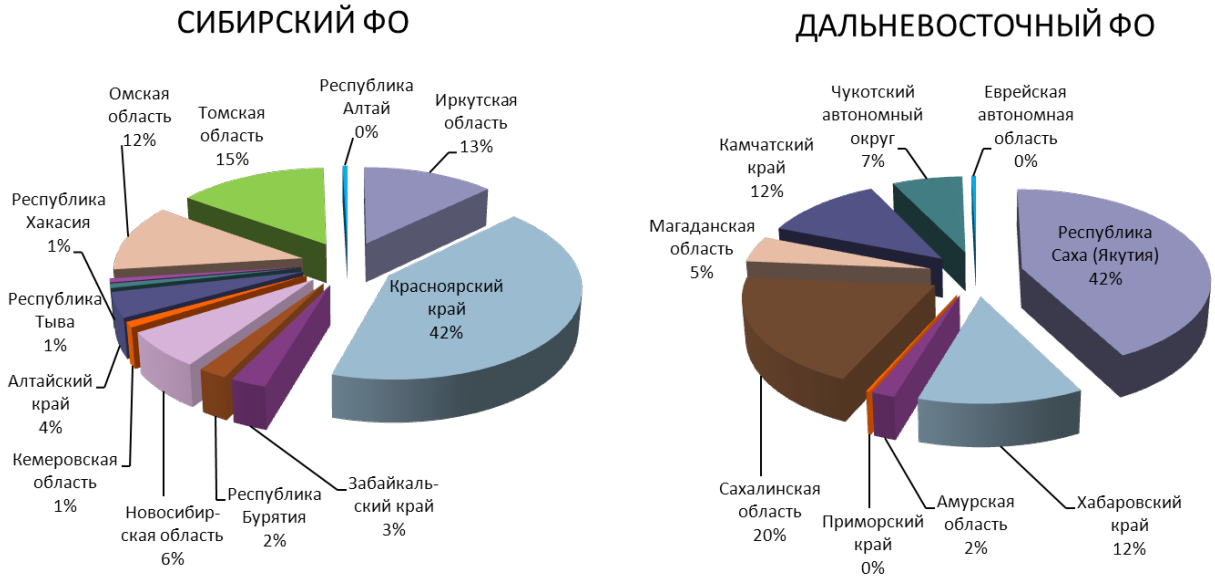


Рис. 2. Распределение мощности малых электростанций в регионах Сибири и Дальнего Востока

Технологическая изолированность автономных электростанций обусловливает возникновение проблем надёжности электроснабжения и энергетической безопасности потребителей восточного арктического сектора. Рассредоточенность по территории, слабое развитие транспортной инфраструктуры, сложность доставки топлива приводят к значительному увеличению его стоимости. Эти факторы и низкая эффективность энергоисточников являются причиной высоких показателей себестоимости производства энергии.

Экономически обоснованные затраты на производство энергии в зонах автономного энергоснабжения значительно превышают установленные тарифы для населения, в связи с чем часть затрат подлежит компенсации из средств бюджета или за счёт перекрестного межтерриториального и межотраслевого субсидирования [2].

Рост нагрузок в восточном арктическом секторе возможен за счет расширения существующих и строительства новых предприятий по освоению месторождений минерально-сырьевых ресурсов. В стратегических документах восточных регионов прогнозируется существенный рост электропотребления: даже по умеренному сценарию развития экономики к 2030 г. предусматривается двукратное увеличение. Наибольший рост предполагается в Республике Саха (Якутия) и Чукотском АО, что связано с освоением новых перспективных месторождений золота, серебра, олова, свинца и цинка, ниобий-редкоземельных металлов, медных и железных руд, угля и углеводородов.

Некоторые перспективные месторождения восточного арктического сектора с указанием электрической и тепловой нагрузки предприятий по их освоению приведены в таблице 2.

ТАБЛИЦА 2 ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ ПРЕДПРИЯТИЙ ПО ОСВОЕНИЮ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ НА ВОСТОКЕ РФ

Субъект РФ	**Месторождение**	**Нагрузка**	
		Электрическая, МВт	**Тепловая, Гкал/ч**
Республика Саха (Якутия)	Томтор	27	7
	Кючус	22	10
	Верхняя Муна	21	58
	Накын	13	23
Чукотский АО	Двойное	6	3,6
	Эльвенейское	6	2,6
	Песчанка	205	82
	Кекура	10	7,6
	Пыркакайское	24	34,4
	Утэвеемское	10	7,6

При выборе рационального варианта энерго- и топливоснабжения нового предприятия решается вопрос о предпочтении между централизованной и автономной схемой электроснабжения.

Наиболее значимыми показателями при этом выступают электрическая и тепловая нагрузка потребителя, наличие в энергосистеме свободных мощностей, длина линии электропередачи для подключения к энергосистеме и стоимость автономного энергоисточника.

Подключение новых промышленных потребителей арктической зоны Республики Саха (Якутия) к энергосистеме нецелесообразно вследствие протяженных расстояний и величины нагрузки.

Большинство новых промышленных потребителей арктической зоны Чукотского АО расположены в зоне централизованного электроснабжения Чаун-Билибинского энергоузла, основой которого является системообразующая одноцепная линия электропередачи, работающая на напряжении 110 кВ. Их электрические нагрузки составляют 6-24 МВт. В перспективе предполагается сохранение и развитие этой линии электропередачи с возможностью перехода на более высокий класс напряжения, строительства дополнительных цепей для повышения пропускной способности и надежности электроснабжения. Учитывая размещение по территории энергоузла, подключение к энергосистеме целесообразно только новых предприятий на месторождениях Эльвенейское и Пыркакайское.

Кроме того в Чаун-Билибинском энергоузле возможно появление потребителя с нагрузкой более 200 МВт – горнообогатительного комбината на полиметалическом месторождении Песчанка, которое является разведанной частью с утвержденными запасами Баимской площади. Наличие в перспективе такого потребителя значительно повышает требования к надежности электроснабжения и необходимости поддержания в энергоузле резервных мощностей в размере не менее единичной мощности крупнейшего агрегата.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исследования, проводимые а рамках разработки региональных энергопрограмм для субъектов РФ восточных регионов, на основе имеющихся у авторов методических подходов и модельного инструментария [1,3], позволили определить приоритетные направления развития локальной энергетики в восточном арктическом секторе и обозначить условия их конкурентоспособности по сравнению с традиционной схемой ДЭС+котельная.

2.1. Мини-ТЭЦ на местных видах угля

Для потребителей восточного арктического сектора, как существующих, так и новых, ориентированных на автономное электроснабжение, более целесообразно использовать когенерационную схему на местных видах топлива.

На рисунке 3 приведены результаты исследований по оценке влияния ценовых факторов на эффективность комбинированной и раздельной схем энергоснабжения. Получены граничные конкурентные значения стоимостных показателей когенерационных установок на угле по сравнению с раздельной схемой. На конкурентоспособность мини-ТЭЦ в большей степени оказывает влияние изменение цен дизельного топлива, чем цен угля. Учитывая, что при увеличении расстояния транспортировки угля растут не только количественные потери угля, но и ухудшаются его качественные характеристики, использование когенерации целесообразно у потребителей, расположенных вблизи месторождений угля и имеющих сложную схему доставки дизельного топлива [4].

Эти результаты коррелируются с выводами и других авторов по данному направлению: например, в [5] показана эффективность строительства мини-ТЭЦ на угле в арктических районах Республик Саха (Якутия).

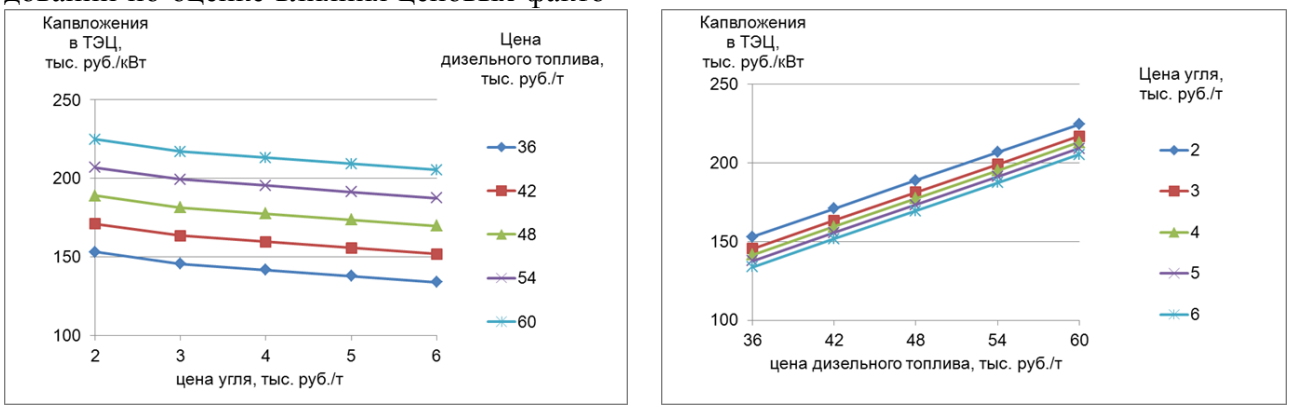


Рис. 3. Границы равноэкономичности раздельной и когенерационной схем энергоснабжения на угле

2.2. Использование газа

Авторами ранее определены условия эффективности перевода на газ автономных энергоисточников восточных регионов в зонах прохождения магистральных газопроводов [6]. Требуют дополнительной проработки условия эффективности использования газа в восточном арктическом секторе, учитывая ресурсную обеспеченность и возможность его транспортировки в сжиженном виде. Сжиженный природный газ (СПГ) может быть привлекательной альтернативой привозному дизельному топливу в труднодоступных территориях со сложной логистической схемой. По мнению авторов, затраты на производство СПГ в Западной Якутии на малотоннажных установках оцениваются в 15-16 тыс. руб./т, стоимость у потребителей будет определяться условиями логистики.

2.3. Атомные станции малой мощности

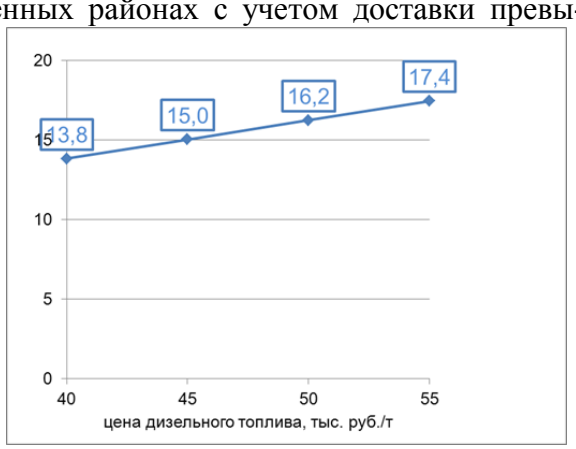
Для перспективных горнодобывающих и горнообогатительных предприятий, расположенных в арктической зоне, где отсутствует энергетическая инфраструктура, в качестве альтернативного традиционному

следует рассматривать вариант строительства атомной станции малой мощности (АС ММ). Полученные авторами условия эффективности АС ММ по сравнению с традиционной схемой ДЭС+котельная приведены в [6].

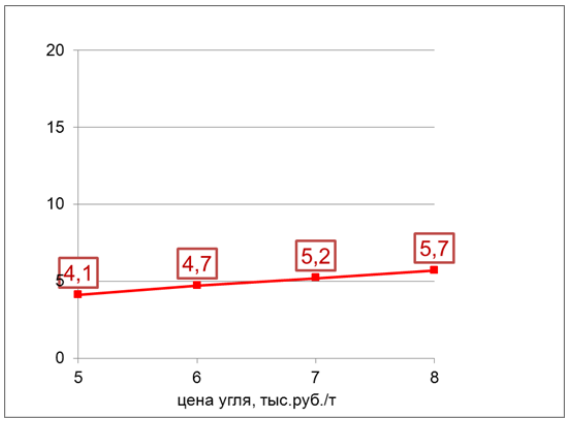
Исходя из анализа электрических нагрузок новых предприятий в арктической зоне восточных регионов РФ, можно выделить два диапазона требуемой единичной мощности атомных блоков: 6-12 МВт для электроснабжения изолированных потребителей с уровнем нагрузки 6-30 МВт и 50-100 МВт для организации электроснабжения крупных потребителей и/или для работы в энергосистеме. При этом атомные станции с блоками 6-12 МВт будут конкурировать с автономными дизельными электростанциями, стоимость топлива для которых в отдаленных районах с учетом доставки превышает 50 тыс. руб./т. Альтернативным вариантом для АС ММ с блоками 50-100 МВт при их включении в локальные энергосистемы следует рассматривать новые тепловые электростанции на угле, стоимость которого в северо-восточных регионах составляет 6-8 тыс. руб./т.

Результаты исследований по оценке сравнительной эффективности использования атомных станций малой мощности и энергоисточников на органическом топливе позволили определить граничные значения себестоимости производства электроэнергии для достижения конкурентоспособности АС ММ:

- как автономного энергоисточника 14-17 руб./кВт·ч (рисунок 4а);
- в локальной энергосистеме 4-6 руб./кВт·ч (рисунок 4б).



а) автономный энергоистомник



б) в локальной энергосистеме

Рис. 4. Граничные значения себестоимости производства электроэнергии на АС ММ, руб./кВт·ч

2.4. Возобновляемые источники энергии

Учитывая довольно высокие значения ветропотенциала (коэффициент использования установленной мощности 15-25 %) на территории восточного арктического сектора, для коммунально-бытовых потребителей целесообразно использование ветроэлектростанций в составе ветродизельных энергокомплексов с целью экономии топлива и, как следствие, бюджетных дотаций.

При этом оптимальная мощность ВЭС для таких потребителей [7], вследствие характера внутригодового распределения ветропотенциала в арктической зоне (рисунок 5а), практически соответствует максимуму электрической нагрузки (рисунок 5б).

Также, при условии организации отечественного производства оборудования, целесообразно использование для этой категории потребителей фотоэлектрических станций, несмотря на наличие в арктической зоне полярной ночи [8]. Опыт использования фотоэлектрических станций для автономных потребителей Республики Саха (Якутия) показывает достаточно высокую эффективность этих мероприятий – срок окупаемости, по оценкам авторов, составляет 8-9 лет.

В арктической зоне использование солнечной энергии возможно и на цели теплоснабжения. Однако вследствие высокой капиталоемкости систем солнечного теплоснабжения (ССТ) эффективность этого мероприятия на территории восточных регионов проявляется только по сравнению с котельными на жидких видах топлива. Причем при сезонном использовании на условия эффективности ССТ практически не оказывает влияние изменение показателей потенциала, т.е. широта местности [9].

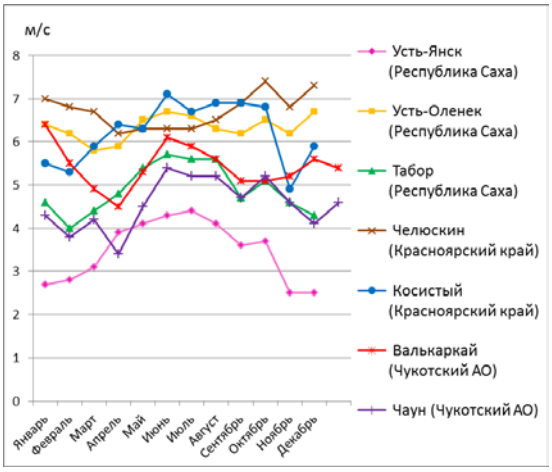


Рис. 5а. Характер внутригодового распределения ветрового потенциала в восточном арктическом секторе

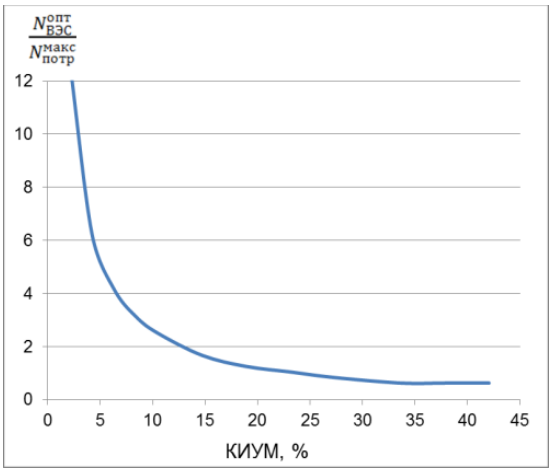


Рис. 5б. Зависимость оптимальной мощности ВЭС от максимума нагрузки потребителя и коэффициента использования установленной мощности

Рис.5. Результаты исследований по оценки эффективности использования ветроустановок

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенные исследования позволили сформировать перечень инновационного оборудования отечественного производства в арктическом исполнении для локальной энергетики:

- модульные нефтеперерабатывающие заводы мощностного ряда 0,5-1 млн. т;
- когенерационные установки на угле и газе мощностью 3-6 МВт;
- емкости для хранения и регазификации СПГ;
- энергоблоки для атомных станций единичной мощностью 6-12 и 50-100 МВт;
- ветроустановки единичной мощностью 50-100 кВт;
- фотоэлектрические модули.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Иванова И.Ю., Петров Н.А., Тугузова Т.Ф. Системная оценка эффективности вариантов энерго- и топливоснабжения децентрализованных потребителей: методические подходы и результаты исследований // Прогнозирование развития мировой и российской энергетики: подходы, проблемы, решения: Сб. научных трудов Седьмых Мелентьевских чтений / Под ред. акад. РАН А.А. Макарова. – М.: ИНЭИ РАН, 2013. – С. 196-205.

[2] Чайка Л.В. Структура электроэнергетического рынка в северных регионах России // Энергетическая политика.– 2012. – Выпуск 4. – С.82-90.

[3] Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ижбулдин А.К., Симоненко А.Н. Освоение минерально-сырьевых ресурсов Севера: варианты энергоснабжения // Регион: экономика и социология. – 2011. – №4. – С.187-199.

[4] Захаров В.Е., Прохоров Д.В., Гаврилов В.Л. Потери энергетической ценности рядового угля при доставке до арктических потребителей Республики Саха (Якутия) // Известия вузов. Проблемы энергетики. - 2013. - № 5/6. - С. 13-22.

[5] Кузьмин А.Н., Михеева Е.Ю., Павлов Н.В. Перспективы развития малой теплофикации в Республике Саха (Якутия). – Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2013. – 101 с.

[6] Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Франк М.И. Роль атомных станций малой мощности в зонах децентрализованного электроснабжения на Востоке России // Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики / Под ред. Акад. РАН А.А. Саркисова; Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики РАН. – М.: Наука, 2011. – С.88-100.

[7] Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А. Определение оптимальной мощности возобнов-

ляемого источника энергии для изолированного от энергосистемы потребителя // Известия РАН. Энергетика, 2014. - №3. – С. 22-28.

[8] Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Ноговицын Д.Д., Шеина З.М., Сергеева Л.П. Обоснование целесообразности использования гелиоустановок в Верхоянском районе республики Саха (Якутия)// «Безопасность жизнедеятельности». – 2014. – №6. – С.34-39.

[9] Санеев Б.Г., Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф., Халгаева Н.А. Гелиоресурсы Байкальского региона: целесообразность использования для энергоснабжения // Энергия: экономика, техника, экология. – 2013. – №1. – С. 20-27.

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Иванова Ирина Юрьевна – зав. лабораторией энергоснабжения децентрализованных потребителей отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики имени Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, кандидат экономических наук. Область научных интересов: проблемы малой энергетики, формирование политики энергоснабжения потребителей северных и удаленных территорий, моделирование. Автор более 100 научных работ, в том числе глав и разделов в 18 коллективных монографиях.



Тугузова Татьяна Федоровна – старший научный сотрудник лаборатории энергоснабжения децентрализованных потребителей отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики имени Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Область научных интересов: обоснование применения возобновляемых источников энергии, моделирование их совместного функционирования с энергоисточниками на органическом топливе. Автор более 100 научных работ, в том числе глав и разделов в 18 коллективных монографиях.



Ижбулдин Александр Константинович – научный сотрудник отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики имени Л.А. Мелентьева СО РАН. В институте работает с 2000 г. Сфера научных интересов: разработка подходов, методов и моделей для оценки эффективности инвестиционных проектов в ТЭК, стратегий развития региональных ТЭК; для оценки эффективности и определения рациональных масштабов использования природного газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

Метасистемный подход к обоснованию направлений развития энергетической системы региона.

В.Е. Захаров

В статье раскрывается основная суть метасистемного подхода и приводится его приложение к анализу возможностей технологического развития энергетической системы региона на примере Республики Саха (Якутия).

Ключевые слова: **система, метасистема, технологический уклад, энергетика, себестоимость энергии, субсидирование региональной энергетики.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Системные исследования были неотъемлемой частью организации директивно-плановой экономики. В современных условиях методология системных исследований энергетики в России, сформировавшаяся на основе классического определения системы «как целостного множества взаимосвязанных элементов, взятого в его единстве и развитии» [1], оказалась не приспособленной. В [2] это связывается с осознанным уходом от системного мировоззрения в экономике и социологии к неоконсервативной идеологии, основанной на тотальной либерализации экономики с отказом от регулирования (особенно государственного) экономической деятельности ради максимальной свободы предпринимателя и свободы действия рынка. Между тем, зависимость структуры энергетики не только от конъюнктурных факторов, но и в большей степени от условий будущего развития страны [3], определяет жизненную необходимость государственного – системного – управления развитием энергетики. Технологическое развитие как неотъемлемая часть развития системы не может идти в рамках только отдельных её частей.

2. МЕТАСИСТЕМНЫЙ ПОДХОД

2.1. Понятие метасистемы.

В.Е. Захаров, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия (e-mail: vasss@mail.ru).

В [4] дается следующее определение системы: «Система – это группа целенаправленно взаимодействующих элементов». Данное определение принципиально отличается от приведенного выше, где целенаправленность выделялась только как одна из свойств системы.

Из данного определения следует, что система образуется только при наличии цели или объект можно рассматривать как систему, если в нашем понимании он имеет определенное предназначение. Эффективность системы определяется качеством достижения поставленной генеральной (основной, первичной) цели. Структура и свойства системы при этом зависят от генеральной цели и условий среды, где эта цель должна быть достигнута. Природа генеральной цели может быть разнообразной. При этом структура любой системы формируется двумя ключевыми механизмами: 1) с формированием собственных функциональных элементов; 2) привлечением других самостоятельных систем. Система, образованная вторым способом согласуется с определением метасистемы в [5]. Систему сформированную первым способом условно обозначим как моносистема.

Ключевым отличием моно и метасистем являются критерии их оптимизации, и соответственно законы их развития. В отличие от моносистемы, где процесс оптимизации основывается в поиске экстремумов ресурсных функций (минимум потребления ресурсов при максимуме выходного результата), в метасистеме оптимальным условием существования является такие условия, при которых она максимально устойчива - сбалансирована [6] (табл.1).

ТАБЛИЦА 1. СВОЙСТВА СИСТЕМ.

	«Моносистема»	«Метасистема»
Системо-образующий фактор	Генеральная цель	Генеральная цель

Критерии оптимизации	Экстремальные	Балансовые

Данное свойство обусловлено конкуренцией подсистем, изначально являющихся самостоятельными системами, за отдельные ограниченные ресурсы.

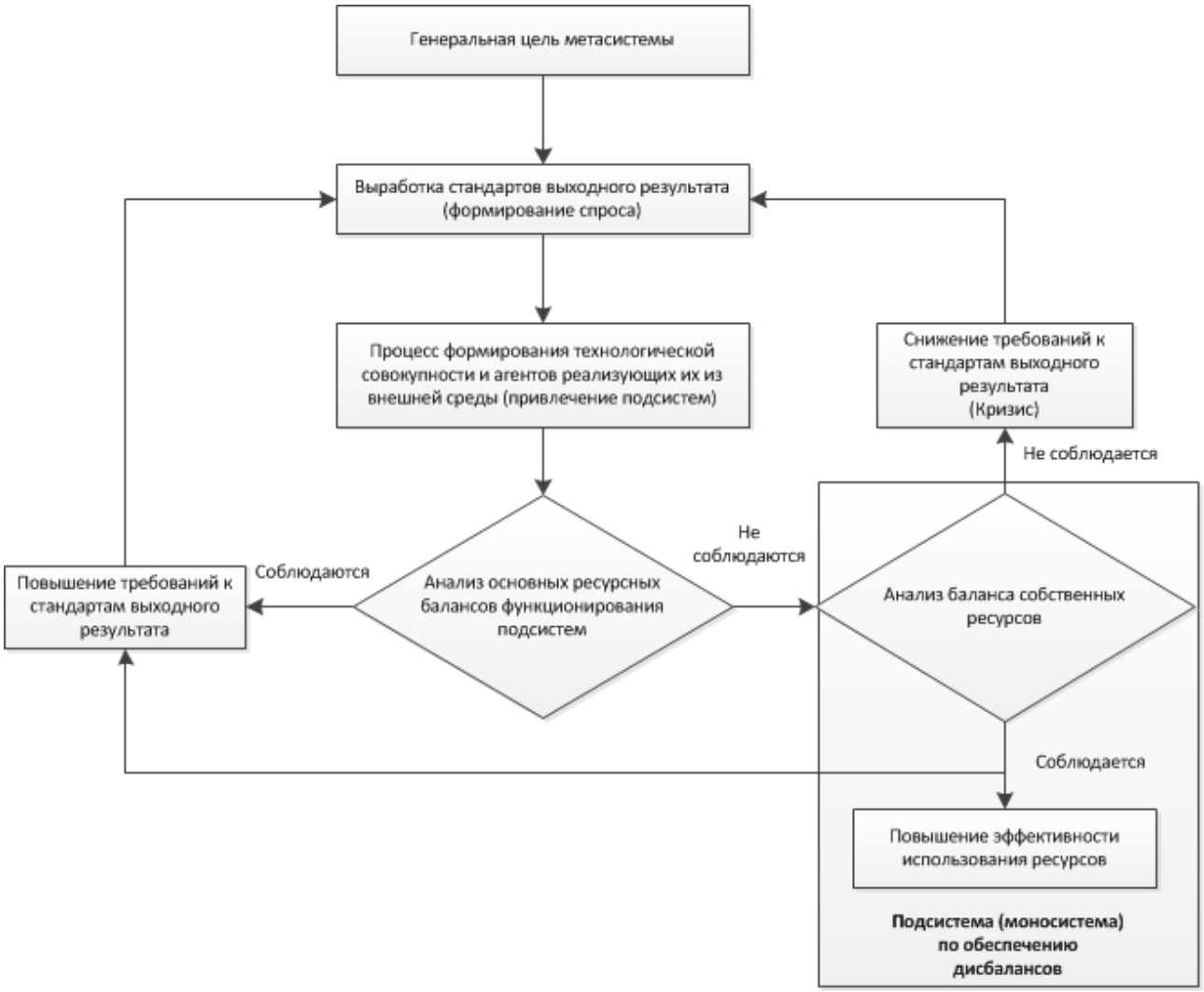


Рис. 1. Принципиальная схема функционирования метасистемы.

На рисунке 1 приведена принципиальная схема функционирования метасистемы. Стандарты выходного результата представляют собой параметры системообразующей цели. Данные параметры в зависимости от ситуации могут быть изменены. Но их изменение должно быть согласовано с силой задавшей генеральную цель системы. Данная сила всегда является внешней относительно самой системы [4] и процесс установки стандартов является высшим уровнем управления метасистемой. Важнейшим элементом функционирования метасистемы (в рамках технико-экономических метасистем) является формирование технологической совокупности (ТС) [7] достижения цели и на его основе привлечение соответствующих самостоятельных систем. На уровне национальной экономики он представляет собой установку технологического уклада и формирование в экономической системе соответствующих агентов. Анализ основных ресурсных балансов функционирования подсистем представляет собой поиск возможностей «справедливого» распределения ресурсов внутри элементов системы. Под соб-

ственными ресурсами метасистемы понимаются ресурсы, направляемые на функционирование метасистемы силой, её создавшей.

2.2. Технологическое развитие метасистемы.

В приведенной схеме, интересен процесс смены ТС метасистемы. К смене ТС ведет исчерпание возможностей балансирования метасистемы – рост дисбаланса – снижение доступности отдельных (или отдельного) ресурса. При этом подсистемы испытывающие снижение доступности ресурсов начинают искать пути сокращения потребления дефицитного ресурса, при наличии возможностей, заменяя её сперва частично, затем полностью на другой более доступный ресурс. Соответственно, из окружающей среды в структуру метасистемы начинают втягиваться новые подсистемы, участвующие в цикле производства данного ресурса, вытесняя соответствующие структурные элементы старого ресурса. В экономической среде снижение доступности ресурса производства всегда сопровождается снижением рентабельности, который в свою очередь обуславливает отток капитала и, если его невозможно преодолеть, приводит либо к ликвидации данного технологического процесса, либо к росту затрат собственных ресурсов метасистемы, куда он входит. Длительность и глубина кризиса, обусловленной снижением доступности какого-либо ресурса, зависит от скорости смены ТС.

Роль централизованного (системного) управления технологическим развитием метасистемы заключается в стимулировании своевременного перехода к новой ТС, формировании безболезненных механизмов перехода, оптимизации затрат собственных ресурсов на долгосрочную перспективу. Реализация данного подхода требует решения следующих задач:

1. Прогнозирование кризисов;
2. Формирование приоритетных направлений развития ТС и их стимулирование;
3. Оптимизация затрат собственных ресурсов;

Согласно вышеописанной логике функционирования метасистемы, снижение доступности какого-либо ресурса (ресурсов) должно проявляться в виде устойчивого тренда роста затрат собственных ресурсов. Если темп роста затрат превышает темпы роста собственных ресурсов метасистемы, можно спрогнозировать наступление системного кризиса, проявляющегося прежде всего вынужденным снижением стандартов выходного результата (Рис.1).

По мнению ряда авторов, в том числе Глазьева [7,8], развитие ТС в экономике идет по пути совершенствования текущего ТС, до тех пор, пока инвестиции в технологии, составляющие ТС, приносят прибыль. С момента когда эффект от инвестиций перестает расти и начинает снижаться, ТС считается зрелой и капитал постепенно начинает уходить к альтернативным находящимся в «эмбриональном» состоянии конкурирующим друг с другом технологиям, которые могут сформировать в будущем новую ТС. Данный взгляд пока не совсем точно объясняет сосуществование разных технологических укладов (ТУ) и составляющих их ТС в достаточно длительный период. Если дополнить теорию длинных волн [9] предлагаемым [5,6] метасистемным подходом, указанное явление объясняется компенсацией снижения рентабельности старого ТУ (и составляющих его ТС) собственными ресурсами крупных метасистем. Тем самым происходит удлинение жизненного цикла старого ТУ. Данное свойство метасистемы усугублять системный кризис является ключевой проблемой её блока управления. Продление удорожает цену неизбежной необходимости перехода к новому ТУ, а на ранних стадиях существуют высокие риски, связанные с неясностью контуров нового ТУ. Блок управления метасистемы может снизить риски неопределенности и успеть сменить ТС в рамках располагаемых ресурсов (до наступления системного кризиса) только анализируя все возможные альтернативные варианты технологического развития и формируя узкий круг приоритетных и в дальнейшем подлежащих к стимулированию направлений.

Динамичность и неопределенность внешней среды определяет необходимый объем собственных ресурсов метасистемы. Оптимизация расхода собственных ресурсов не-

обходимое условие выживания. Собственные ресурсы необходимы не только для компенсации дисбалансов обусловленных возмущениями внешней среды, стимулирования приоритетных направлений технологического развития, но и для функционирования собственного блока управления и его развития.

3. АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ).

3.1. *Оценка затрат регионального бюджета на энергоснабжение.*

Обеспечение энергетической безопасности – генеральной цели энергетической системы – обуславливает формирование в Республике, при современном уровне развития энергетических технологий и социально-экономической системы, значительного дисбаланса цены и себестоимости конечных видов энергии (далее дисбаланс), субсидируемого из государственного бюджета.

Кризис в метасистеме, как было сказано выше, возникает при несоответствии имеющихся собственных ресурсов и дефицита ресурсов у подсистем формирующих ТС. Определение дефицита ресурсов подсистем имеет объективные сложности, обусловленные возможностью не полного использования их выходного результата для достижения генеральной цели рассматриваемой метасистемы. Другими словами, эффект от выделения дополнительных ресурсов привлеченной системе распределяется между всеми метасистемами куда эта система входит, и наоборот, дефицит подсистемы может быть последствием участия данной подсистемы в другой метасистеме. Основными механизмами смягчения данных негативных для метасистемы факторов являются организация конкурентной среды, либо обеспечение полной прозрачности потоков ресурсов в деятельности подсистем.

Если допустить, что рынки топлива и его транспорта полностью либерализованы и данные части ТС самодостаточны (бездифицитны), то дисбаланс будет соответствовать сумме бюджетных ассигнований энергоснабжающим организациям и потребителям.

ТАБЛИЦА 2. ЗАТРАТЫ НА ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ РС(Я) ИЗ ГОСУДАРСТВЕННОГО БЮДЖЕТА РС(Я).

	2011	2012	2013	2014
Субсидирование граждан, млн.руб. [10]	301,6	657,0	657,5	773,8
Субсидирование энергоснабжающих организаций, млн.руб. [10]	6725,3	10712,8	12812,8	15826,4
Итого, млн.руб.	7027,0	11369,8	13470,3	16600,2
темпы роста, %		161,8	118,5	123,2
Расходы государственного бюджета РС(Я), млрд.руб. [11]	111,4	130,3	148,9	155,2
темпы роста, %		117,0	114,2	104,3
Доля затрат на энергоснабжение из гос. бюджета РС(Я), %	6,3	8,7	9,1	10,7

С 2011 года в связи с централизацией расходов на ЖКХ через ГКУ РС(Я) «Агентство субсидий» значительно упростилась оценка затрат на энергоснабжение из государственного бюджета РС(Я). Из табл. 2 виден стабильный рост доли затрат на энергоснабжение из государственного бюджета РС(Я). Дисбаланс по итогам 2014 г. составил 16,6 млрд. рублей увеличившись относительно 2011 года более чем в 2 раза. Прогнозирование системного кризиса требует отдельных научных исследований и прогнозов по всем направлениям бюджетных затрат и формирование на основе синтеза прогнозов максимально допустимую долю затрат на энергоснабжение. Разработка методов прогнозирования баланса собственных ресурсов является одним из основных задач предлагаемого подхода.

3.2. *Анализ факторов роста дисбаланса.*

Факторами роста дисбаланса могут быть:

1. рост себестоимости конечных видов энергии;
2. снижение уровня благосостояния населения.

Для оценки темпов роста себестоимости рассмотрим крупнейших получателей государственных субсидий на возмещение недополученных доходов в связи с государственным регулированием тарифов: ГУП

«Жилищно-коммунальное хозяйство Республики Саха (Якутия)» и ОАО «Сахаэнерго». ГУП «ЖКХ РС(Я)» предоставляет коммунальные услуги на территории 28 муниципальных районов и в 389 населенных пунктах. Обслуживает около 20% населения республики. ОАО «Сахаэнерго» обеспечивает электроэнергией всю децентрализованную зону республики. Укрупненная калькуляция себестоимости предприятий показана в таблицах 3 и 6. В структуре затрат предприятий наибольшую долю имеют приобретение и доставка топлива: 69% у ГУП «РС(Я)» и 55% у ОАО «Сахаэнерго» (табл. 4, 7). При этом, темпы роста на транспорт и хранение топлива превышают темпы роста топлива.

ТАБЛИЦА 3. СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОДУКЦИИ ГУП «ЖКХ РС(Я)», млн.руб. [12]

	2010	2011	2012	2013	2014
Себестоимость	8391,0	8288,4	8735,5	11539,2	12804,0
в т.ч.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Валовая прибыль	73,7	239,3	279,2	434,3	247,1
Приобретение топлива	3925,4	3925,6	4084,2	5400,1	6106,1
Транспорт и хранение топлива	1668,6	1673,6	1827,3	2221,7	2734,1
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	705,5	617,8	675,5	668,1	1018,4
Общехозяйственные нужды	613,6	667,8	719,3	909,8	925,6
Прочие расходы	1404,1	1164,5	1150,0	1905,2	1772,6

ТАБЛИЦА 4. СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ГУП «ЖКХ РС(Я)», %

	2010	2011	2012	2013	2014
Себестоимость	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
в т.ч.					
Валовая прибыль	0,9	2,9	3,2	3,8	1,9
Приобретение топлива	**46,8**	**47,4**	**46,8**	**46,8**	**47,7**
Транспорт и хранение топлива	**19,9**	**20,2**	**20,9**	**19,3**	**21,4**
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	8,4	7,5	7,7	5,8	8,0
Общехозяйственные нужды	7,3	8,1	8,2	7,9	7,2
Прочие расходы	16,7	14,0	13,2	16,5	13,8

ТАБЛИЦА 5. ТЕМПЫ ПРИРОСТА СЕБЕСТОИМОСТИ ГУП «ЖКХ РС(Я)» И ЕЁ СОСТАВЛЯЮЩИХ, %

	2011	2012	2013	2014
Себестоимость	-1,2	5,4	32,1	11,0
в т.ч.				
Валовая прибыль	224,5	16,7	55,5	-43,1
Приобретение топлива	**0,0**	**4,0**	**32,2**	**13,1**
Транспорт и хранение топлива	**0,3**	**9,2**	**21,6**	**23,1**
Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования	-12,4	9,3	-1,1	52,4
Общехозяйственные нужды	8,8	7,7	26,5	1,7
Прочие расходы	-17,1	-1,2	65,7	-7,0

ТАБЛИЦА 6. СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ПРОДУКЦИИ ОАО «САХАЭНЕРГО», млн.руб. [12]

	2010	2011	2012	2013	2014
Себестоимость	3381,0	4016,9	4301,8	5214,8	5693,7
в т.ч.					
Топливо с доставкой	1888,9	2064,9	2146,0	2801,5	3102,1
Ремонтная программа	137,3	154,3	189,1	240,2	287,8
Затраты на материально-технические ресурсы	233,4	259,7	255,4	365,8	355,3
Прочие затраты	1121,3	1538,0	1711,3	1807,3	1948,5

ТАБЛИЦА 7. СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ОАО «САХАЭНЕРГО», %

	2010	2011	2012	2013	2014
Себестоимость	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
в т.ч.					
Топливо с доставкой	**55,9**	**51,4**	**49,9**	**53,7**	**54,5**
Ремонтная программа	4,1	3,8	4,4	4,6	5,1
Затраты на материально-технические ресурсы	6,9	6,5	5,9	7,0	6,2
Прочие затраты	33,2	38,3	39,8	34,7	34,2

ТАБЛИЦА 8. ТЕМПЫ ПРИРОСТА СЕБЕСТОИМОСТИ ОАО «САХАЭНЕРГО» И ЕЁ СОСТАВЛЯЮЩИХ, %

	2011	2012	2013	2014
Себестоимость	18,8	7,1	21,2	9,2

в т.ч.				
Топливо с доставкой	**9,3**	**3,9**	**30,5**	**10,7**
Ремонтная программа	**12,3**	**22,5**	**27,0**	**19,8**
Затраты на материально-технические ресурсы	11,3	-1,7	43,2	-2,9
Прочие затраты	37,2	11,3	5,6	7,8

Динамику уровня благосостояния населения можно оценить через отношение среднедушевого денежного дохода населения к величине прожиточного минимума (табл. 9). Из таблицы 9 видно, что темпы прироста благосостояния населения в 2011-2012 гг. ниже темпов прироста себестоимости ОАО «Сахаэнерго» не превышают темпов прироста ГУП «ЖКХ РС(Я)». За 2013-2014 гг. наблюдается 2-3% снижение, на фоне ускорения роста себестоимости энергоснабжающих организаций. Если учесть заниженность прожиточного минимума и неоднородность распределения доходов (коэффициент Джинни 0,40-0,45) среди населения, темп роста благосостояния существенно отстает от темпа роста себестоимости энергоснабжения.

ТАБЛИЦА 9. ОЦЕНКА ПРИРОСТА БЛАГОСОСТОЯНИЯ НАСЕЛЕНИЯ РС(Я) [13,14].

	2011	2012	2013	2014
Среднедушевые денежные доходы населения (в месяц), руб.	25617	28457	31528	34206
Величина прожиточного минимума (в среднем на душу населения в месяц), руб.	9991	10486	11923	13332
Отношение прожиточного минимума к среднедушевому доходу населения	2,56	2,71	2,64	2,57
темп прироста, %	**1,56**	**5,84**	**-2,56**	**-2,97**

Таким образом, можно констатировать, наличие негативной динамики в энергетической системе Республики Саха (Якутия), обусловленной снижением благосостояния населения на фоне удорожания энергоснабжения. Оценка уровня угрозы выявленной негативной динамики требует долгосрочного прогнозирования затрат государственного бюджета региона.

3.3. *Анализ приоритетных направлений технологического развития энергетики региона.*

На протяжении нескольких последних лет в республике проводится политика снижения объемов потребления топлива. Наиболее интенсивно она проводится у ОАО «Сахаэнерго», чьи гарантирующие генерирующие мощности целиком представлены дизельными установками. Так, в целях экономии дизельного топлива, строится солнечная генерация, внедряются установки на отработавшем масле и сырой нефти, а также широкий спектр мероприятий по снижению удельного расхода топлива. Не смотря на высокие расходы на совершенствование основных фондов себестоимость производства электроэнергии в децентрализованной зоне республики выросла в текущих ценах за последние 5 лет в 1,7 раз (табл. 8). В ГУП «ЖКХ РС(Я)» в последние годы в целях ухода от быстродорожащего жидкого углеводородного топлива (сырой нефти и газоконденсата) проведена программа перевода котельных на угольное топливо. В настоящее время в предприятии реализуется масштабная инвестиционная программа, в рамках которой за 2012-2014 гг. построено и реконструировано 143 котельных. Всего по программе до 2017 года планируется ввести 239 и реконструировать 135 котельных. Тем не менее, стабилизировать темпы роста себестоимости не удается (табл.5). Причину низкой эффективности мероприятий по совершенствованию генерации по теории длинных волн развития экономики [7] можно объяснить «зрелостью» ТС энергетической системы региона. В данном ключе необходимо подчеркнуть перспективность усилий ОАО «Сахаэнерго» по развитию солнечной генерации.

Между тем, «зрелость» генерации достигнута при практическом отсутствии технологического развития подготовки, транспорта и хранения топлива – особенно твердых видов. Так, весь уголь на котельные региона поставляется в рядовом виде, что не позволяет внедрить передовые методы сжигания и автоматизации процесса. Проведенная ИФТПС СО РАН в 2011-2012 гг. НИР по государственному заказу Комитета по инновационной политике и науке РС(Я) выявила существенные количественные и качественные потери рядового угля при транспортировке до удаленных труднодо-

ступных потребителей. Также росту дисбаланса способствует слабая активность основных потребителей – населения – к энергосбережению. Отсутствие мотивации обусловлено относительной комфортностью тарифов, субсидируемых государством. При этом, повышение тарифов, на фоне снижения благосостояния, скорее вызовет снижение качества жизни населения.

Таким образом, развитие ТС энергетики республики в настоящий момент перспективнее искать во вне сферы деятельности энергоснабжающих организаций:

1. подготовке, транспортировке и хранении топлива;
2. энергосбережении.

Решение данных задач возможно только при централизованном управлении, долгосрочном прогнозировании ресурсных балансов и государственных инвестициях.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Метасистемный подход является закономерным развитием (расширением) системного подхода сформированного в рамках директивно-плановой экономики. Он позволяет расширить инструменты управления экономическими системами, представляющих собой в современном мире большое многообразие технологических процессов объединенных на достижение системообразующей цели экономическими механизмами. Метасистема не стремится к ресурсной оптимизации, она стремится к точке максимальной устойчивости. Управление её развитием заключается в непрерывном мониторинге ресурсных балансов подсистем, баланса собственных ресурсов и долгосрочному проектированию технологической основы собственной структуры.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Мелентьев Л.А., О главных свойствах больших систем энергетики, Известия АН СССР. Энергетика и транспорт, 1977, №1.

[2] Макаров А.А., Системные исследования энергетики: 50-летие надежд и 20 лет в тени. Известия РАН, 2014, №2.

[3] Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Агафонов Г.В. и др., Методы и модели разработки региональных энергетических программ, Новосибирск: Наука, 2003. – 140 с.

[4] Гайдес М.А. Общая теория систем. (Системы и системный анализ). Издание 2-е исправленное. – М.: «ГЛОБУС-ПРЕСС», 2005.

[5] Бушуев В.В., Каменев А.С., Кобец Б.Б. Энергетика как «система систем». Открытый семинар «Экономические проблемы энергетического комплекса» (семинар А.С. Некрасова), 136-е заседание от 29 января 2013г. – М., Издательство ИНП РАН, 2013.

[6] Захаров В.Е. Подход к организации централизованного управления развитием региональной энергетической системы // «Энергетическая политика». – 2015. – Вып. 3. С.

[7] Глазьев С.Ю. Теория долгосрочного технико-экономического развития. – М.: «ВлаДар», 1993.

[8] Клайнкхет Альфред. Циклы нововведений: вопросы теории. – М.: Экономика, 1990.

[9] Глазьев С.Ю. Современная теория длинных волн в развитии экономики // «Экономическая наука современной России» – 2007, №3

[10] Ответ ГКУ РС(Я) «Агентство субсидий» №07-13-660 от 05.05.15 на запрос №07-06/206 от 12.0315.

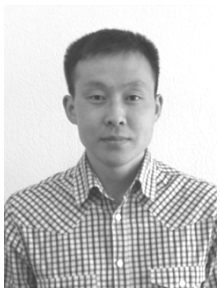
[11] Отчеты об исполнении консолидированного бюджета субъекта российской федерации и бюджета территориального государственного внебюджетного фонда Министерства финансов РС(Я).

[12] Ответ ГКЦ-РЭК РС(Я) №03-02АН-1783 от 10.06.15 на запрос №15632/602115/1 от 12.03.15.

[13] Статистический ежегодник Республики Саха (Якутия) : стат.сб. / Федер. служба гос. статистики, Территор. орган Федерал. службы гос. статистики по Респ. Саха (Якутия) ; [редкол.: Т.А. Торговкина (пред) и др.] – Якутск, 2001-2012. – Якутск : Якутский край, 2013.

[14] Официальная статистика по ценам и тарифам. http://sakha.gks.ru/wps/wcm/connect/rosstat_ts/sakha/ru/statistics/prices/

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Захаров Василий Егорович – младший научный сотрудник Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия. Основные научные интересы: общая теория систем, методы и модели выбора приоритетов развития технологических совокупностей в энергетике.

КЛИМАТ И ЭКОНОМИКА

В.И. Зоркальцев, И.И. Хажеев

В статье рассматриваются климатические особенности стран северного полушария. Исследуются взаимосвязи среднегодовых температур в столицах этих государств с диапазонами сезонных колебаний температур, с продолжительностью расчетных отопительных периодов, с плотностью населения и размерами среднедушевого ВВП. Обсуждается необходимость разработки особого подхода к организации функционирования и развития российской экономики, ввиду суровых климатических условий нашей страны.[1]

Ключевые слова: **суровый климат, низкая плотность населения, средние температуры, диапазон сезонных колебаний температур**

1. ВЕДЕНИЕ

Очевидно, что после 2014 г. российская внутриэкономическая политика должна существенно измениться. Необходимо проанализировать, в чем причины наших неудач в реализации рыночных преобразований экономики, почему европейские и североамериканские страны с развитой рыночной экономикой заняли конфронтационную позицию по отношению к России.

В чем мы другие?

Одно из возможных объяснений было дано в книге А.П. Паршева «Почему Россия не Америка»: Россия расположена на территории с суровыми климатическими условиями, поэтому в ней объективно необходимы иной уклад жизни, иные формы организации экономики, чем в западноевропейских странах. Основная цель данной статьи состоит в попытке (не претендующей на полноту) рассмотреть различия климатических условий в разных странах и их взаимосвязь с развитием экономики. Насколько существен этот фактор?

2. ДВЕ ОСОБЕННОСТИ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ

Можно выделить много исторически устойчиво сложившихся особенностей у России (или более широко – у «евразийского пространства», основную часть которого составляет современная Россия). Одной из них является, по всей видимости, высокая концентрация власти, большая роль столицы при довольно пассивном участии в организации экономической жизни страны жителей обширных российских пространств. Это касается и политической, и судебной, и экономической властей. Можно ли считать такого рода факты случайными? Нет ли каких-то глубинных объективных причин в особой организации российской экономической и политической жизни?

Условия функционирования российской экономики в большой мере складываются под влиянием сурового климата и низкой плотность населения при обширных российских пространствах, сильно влияющих на ее организацию и эффективность.

Данные особенности обусловливают огромное инфраструктурное значение для всей экономики двух ее секторов – энергетики и транспорта. Из истории России можем видеть, что часто именно успехи в развитии этих сфер, в том числе в создании новых энергетических баз и новых транспортных магистралей, давали импульс для развития страны.

Между этими двумя факторами существует взаимосвязь. Плотность населения можно рассматривать как функцию от климатических условий. В таблице 1 приведены данные о среднегодовых температурах в столицах отдельных стран и плотность населения этих стран. Данные по плотности населения в табл. 1 были взяты из географического веб-справочника «О странах», раздел

[1] В.И. Зоркальцев, доктор технических наук, (e-mail: vizork@mail.ru), И.И. Хажеев, Институт систем энергетики им. Мелентьева СО РАН, Иркутс,. (e-mail: ivan-khazheev@yandex.ru).

ТАБЛИЦА 1.СРЕДНЕГОДОВЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В СТОЛИЦАХ И ПЛОТНОСТЬ НАСЕЛЕНИЯ НЕКОТОРЫХ СТРАН

Страна	Среднегодовые температуры,t°C	Плотность населения, чел./км^2
Монголия	-2,4	1,77
Казахстан	3,2	5,96
Финляндия	4,5	15,87
РФ	5,0	8,39
Белоруссия	5,8	45,61
Канада	6,2	3,43
Украина	7,7	75,98
Великобритания	9,5	254,03
Германия	9,9	229,12
Италия	10,5	200,52
Франция	10,7	119,64
Китай	12,5	139,57
США	14,5	33,10
Япония	16,3	337,16

«Плотность населения стран мира» [1] по состоянию на июль 2009 г. В качестве данных для расчета среднегодовых температур столиц выбранных стран были использованы посуточные температуры атмосферного воздуха за 1900-2014 гг., предоставленные электронным ресурсом метеоклиматического и гидрологического мониторинга «Температурные данные» [2].

Страны в этой и в последующих таблицах упорядочены в порядке возрастания среднегодовых температур в их столицах.

Из данных этой таблицы видно, что повышение среднегодовой температуры сопровождается, как правило, ростом плотности населения. Имеющиеся исключения объясняются другими, дополнительными факторами. В том числе - степенью «континентальности» страны, а также тем, что среднегодовые температуры столицы отличаются от климатических условий всего государства. Указанную выше связь наглядно иллюстрирует рис. 1, на котором графически представлена полученная положительная регрессионную зависимость плотности населения от среднегодовых температур.

Ряд стран существенно отклоняются от построенной линейной зависимости. Причем отклонения некоторых из них образуют ортогональную прямую к исходной общей зависимости.

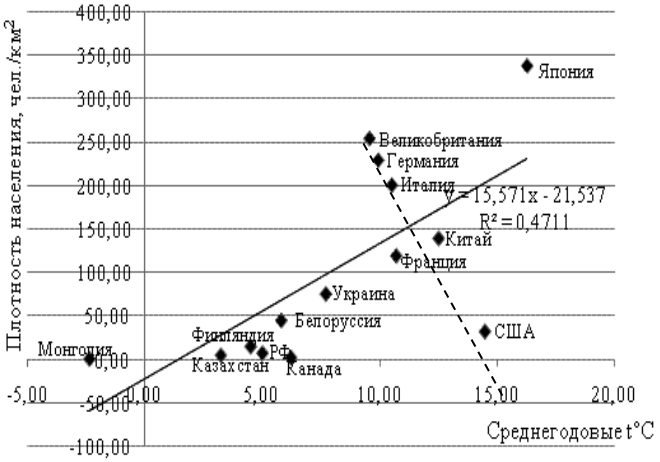


Рис. 1.Распределение стран по плотности населения (чел./км^2) и среднегодовым температурам в столицах (t°C)

Это Великобритания, Германия, Италия, Китай и США. Эта ортогональная зависимость представлена на рис. 1 пунктирной линией. Выявленное отклонение означает, что связь плотности населения и среднегодовых температур не строго функциональная. На плотность населения в разных странах сказываются и другие факторы.

В качестве одного из таких факторов можно рассматривать степень континентальности государств. Сильное отклонение от регрессионной зависимости Японии, Великобритании и Италии объясняется островным и полуостровным характером этих государств, близостью основной массы населения этих государств к морским портам.

Другим фактором, оказывающим влияние на указанную зависимость, является неоднородность природно-климатических условий внутри стран. Например, сильное «выпадение» из приводимой линейной зависимости США отражает, в том числе, и тот факт, что 20% ее территории занимает Аляска, где практически не живут американцы, а также большой удельный вес на остальной территории США пустынь, полупустынь, горной местности.

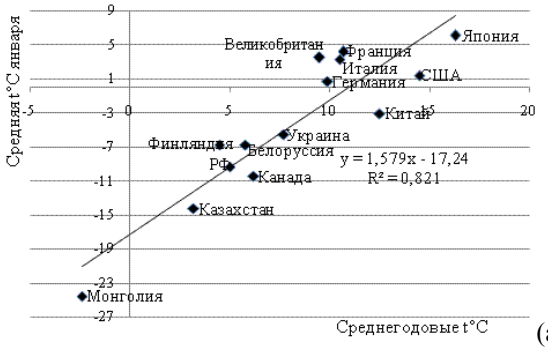
3. КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Кроме среднегодовых температур могут использоваться и другие показатели степени «суровости-мягкости» климата, в том числе средние температуры самого холодного месяца – января и самого теплого – июля, а также диапазоны сезонных колебаний температур. Как видно из данных таблицы 2,все три показателя по разным странам тесно связаны с показателем среднегодовой температуры. Эти взаимосвязи наглядно представлены на рис. 2 и 3.

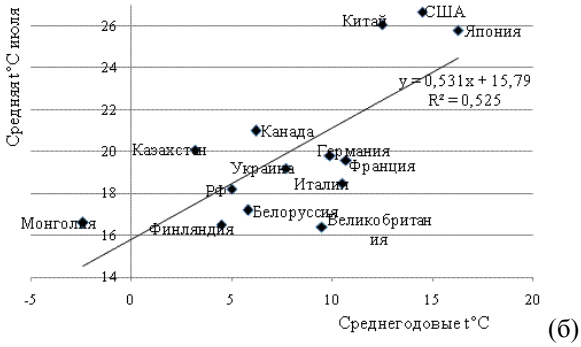
В странах с более низкой среднегодовой температурой, как правило, существенно ниже температуры и января, и июля. При этом понижение температуры июля оказывается меньшим, чем января. Если понижение на 1 градус среднегодовой температуры соответствует понижению температуры января на 1,6 градуса, то понижение температуры июля, согласно полученным регрессионным зависимостям, равно всего 0,5 градуса (с. рис.2). В итоге при переходе от стран с холодным к более теплому климату диапазон сезонных колебаний температур (разница между средней температурой июля и января) сокращается. Это хорошо видно на рис.3. Причем диапазон сезонных колебаний температур сокращается примерно на 1 градус при увеличении среднегодовой температуры на 1 градус, как это можно было ожидать из данных рис.2.

На рисунке 2анаглядно показана положительная корреляционная зависимость между средней температурой января и средней годовой температура, на рис. 2б между средней температурой июля и средней годовой. Коэффициент детерминации в первом случае равен 82,18%, во втором он существенно меньший – 52,51%. Это позволяет утверждать, что показатель «средняя температура января» является вполне объективным для оценки степени «суровости-мягкости» климата и может быть использован вместо среднегодовых температур. Летние температуры в меньшей мере могут служить характеристиками суровости климата

Рисунок 3 иллюстрирует отрицательную корреляционную зависимость диапазонов сезонных колебаний от среднегодовых температур. Чем более холодная страна, тем, как правило, шире диапазон сезонных колебаний температур. Хотя эта связь проявляется не очень сильно (коэффициент детерминации – 42,03%). Диапазон сезонных колебаний температур в большей степени служит характеристикой степени «континентальности» климата. Именно этим фактором объясняется то, что по диапазону колебаний внутригодовых температур первые места занимают такие страны, как Монголия, Казахстан, Китай, Россия



(а)



(б)

Рис. 2.Распределение стран по средней температуре января (а), июля (б) и среднегодовым температурам

ТАБЛИЦА 2.ОСНОВНЫЕ ТЕМПЕРАТУРНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПО СТРАНАМ

Страна	Город	Средняя t°C		Среднегодовые t°C	Диапазон сезонных колебаний
		января	июля		
Монголия	Улан-Батор	-24,6	16,6	-2,4	41,2
Казахстан	Астана	-14,2	20,1	3,2	34,3
Финляндия	Хельсинки	-6,8	16,5	4,5	23,3
РФ	Москва	-9,3	18,2	5,0	27,5
Белоруссия	Минск	-6,8	17,2	5,8	24,0
Канада	Оттава	-10,4	21,0	6,2	31,4
Украина	Киев	-5,5	19,2	7,7	24,7
Великобритания	Лондон	3,5	16,4	9,5	12,9
Германия	Берлин	0,7	19,8	9,9	19,1
Италия	Рим	3,3	18,5	10,5	15,2
Франция	Париж	4,2	19,6	10,7	15,4
Китай	Пекин	-3,1	26,1	12,5	29,2
США	Вашингтон	1,4	26,7	14,5	25,3
Япония	Токио	6,1	25,8	16,3	19,7

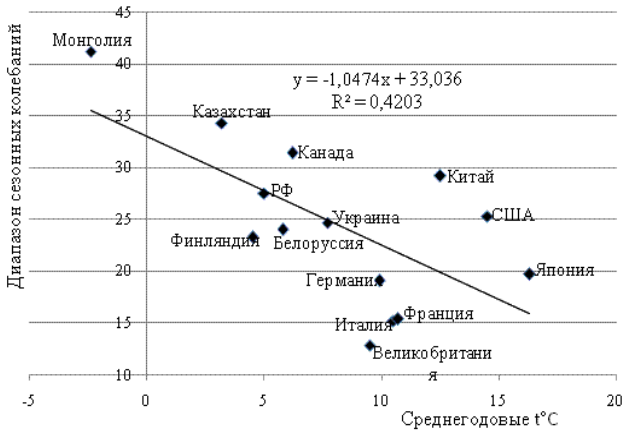


Рис. 3.Распределение стран по диапазону сезонных колебаний и среднегодовым температурам

4. ИЗМЕРИТЕЛИ СТЕПЕНИ СУРОВОСТИ КЛИМАТА: ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ ОТОПИТЕЛЬНОГО ПЕРИОДА, СРЕДНЕЗИМНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ, «ГРАДУСОДНИ»

В табл.3 приведены рассматривавшиеся нами ранее [3,4] применительно к экономическим районам СССР три среднемноголетние природно-климатических показателя, связанные с условиями отопления зданий и сооружений в зимнем периоде. Одна из них – продолжительность отопительного периода. Для определения продолжительности отопительного периода использовалось формализованное правило: если в течение 5 суток температура атмосферного воздуха будет ниже 8 °С, то считается, что отопительный период начинается, если же в течение 5 суток температура будет выше 8 °С, то отопительный сезон заканчивается.

Вторая характеристика – средняя за отопительный период температура наружного воздуха. Она в табл. 3 определялась как среднемноголетняя от среднесуточных температур за все, рассматривавшиеся отопительные периоды (зимы).

Третья характеристика (в табл. 3 она расположена в первом столбце) – средняя интегральная разность температур (измеряемая в градусоднях) внутри и вне зданий за отопительный период. Она определяется путем усреднения результатов расчета интегральной разности температур за каждый из рассматривавшихся отопительных периодов. Интегральная разность температур в отдельном отопительном периоде определяется путем суммирования разницы температур внутри и вне здания по всем дням отопительного периода. Нормативное значение температуры внутри здания в представленных здесь расчетах было принято равным 18 °С. Таким образом, если от 18 °С отнять среднезимнюю температуру и умножить полученное число на продолжительность отопительного периода, то получим показатель интегральной разности температур.

Отношения значения показателя интегральной разности температур в разных регионах могут служить для сопоставления потребностей в теплоэнергии и в топливе для отопления одного и того же по конструкции помещения. Как мы видим из данных табл.3 рассматриваемые нами страны сильно различаются по всем трем указанным характеристикам. Так для отопления одного и того же здания в Монголии требуется примерно в 10 раз больше теплоэнергии, чем в Японии. Продолжительность отопительного периода в Монголии примерно в 6 раз длиннее, чем в самой теплой из рассматриваемых стран – Японии. При этом если средние температуры за длительные отопительные периоды в Монголии, Казахстане, Финляндии, России отрицательные, то в Японии, США и других странах с относительно коротким отопительным периодом и средние температуры за этот отопительный период положительные.

Приведенные в табл.4 указанные три среднемноголетние характеристики для некоторых экономических районов России показывают, что по всем им Москва имеет средние метеорологические условия и даже может считаться относительно более теплым по этим характеристикам пунктом наблюдения. Только Северо-Кавказский район, из приведенных в данной таблице, имеет меньшую интегральную разность температур, меньшую продолжительность отопительного периода и более теплую в среднем с зиму, чем Москва. Эти характеристики Москвы близки к характеристикам Центрально-Черноземного района.

ТАБЛИЦА 3. СРЕДНИЕ ЗА МНОГОЛЕТНИЙ ПЕРИОД КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СТРАН

Страна	Интегральная разность температур, °С*дни	Продолжительность отопительного периода, дни	Среднезимние t°C
Монголия	7060,2	243	-11,05
Казахстан	5533,6	212	-8,10
Финляндия	4983,7	273	-0,26
РФ	4058,7	212	-1,14
Белоруссия	3475,5	197	0,36
Канада	3554,6	181	-1,64
Украина	2876,6	151	-1,05
Великобритания	2960,1	165	0,06
Германия	2100,2	142	3,21
Италия	958,7	58	1,47
Франция	1543,4	118	4,92
Китай	2269,1	149	2,77
США	1309,3	90	3,45
Япония	690,9	59	6,29

ТАБЛИЦА 4. СРЕДНИЕ ЗА МНОГОЛЕТНИЙ ПЕРИОД КЛИМАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАЙОНОВ РОССИИ

Экономический район	Интегральная разность температур, °С*дни	Продолжительность отопительного периода, дни	Среднезимние t°C
Восточно-Сибирский	7855	269	-11,20
Северо-Западный	6169	265	-5,28
Уральский	5763	228	-7,28
Центральный	4802	220	-3,83
Центрально-Черноземный	4200	198	-3,21
Северо-Кавказский	3269	177	-0,47

То есть, можно утверждать, что данные по Москве дают несколько завышенные характеристики природно-климатических факторов, чем в усредненные их значения по России. Особенно, если это усреднение осуществлять пропорционально площадям регионов России.

Многие обширные регионы России (Дальний Восток, Восточная Сибирь, Западная Сибирь, Северо-Западный район и даже Урал) находятся в более холодных условиях (по рассматриваемым трем природно-климатическим характеристикам), чем Финляндия и даже Казахстан. Расходы теплоэнергии и топлива на отопление не только зданий, но и, конечно на работающие машины и механизмы, на подогрев сырья, полуфабрикатов в различных производствах и даже на подогрев самого топлива перед его сжиганием во многих регионах России на много выше, чем в иных рассматриваемых здесь странах.

5. КЛИМАТ И УРОВЕНЬ ЖИЗНИ

В таблице 5 представлены данные о среднегодовых температурах и душевом валовом внутреннем продукте (ВВП) в рассматриваемых странах, на основе которых была построена регрессионная зависимость (рис.4).

Полученная зависимость отражает ожидаемый факт, что страны с более благоприятными природными условиями имеют, как правило, и более высокие уровни жизни и развития экономики. Правда, эта зависимость проявляется не столь уж однозначно. Имеются многие существенные отклонения от регрессионной прямой. Эти отклонения отражают отчасти несовершенство рассматриваемых показателей, в том числе показателя валового внутреннего продукта. Например, Монголия имеет совершенно особый уклад жизни населения, для которого неприменимы стандарты и показатели уровня жизни жителей европейских стран.

ТАБЛИЦА 5. СРЕДНЕГОДОВЫЕ ТЕМПЕРАТУРЫ В СТОЛИЦАХ, ВАЛОВЫЙ ВНУТРЕННИЙ ПРОДУКТ И ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ НА ДУШУ НАСЕЛЕНИЯ СТРАН СЕВЕРНОГО ПОЛУШАРИЯ

Страна	Среднегодовая температура	ВВП на душу населения, долл. США*	Электропотребление на душу населения, кВт*ч/чел
Монголия	-2,4	5462	1,577
Казахстан	3,2	20772	4,893
Финляндия	4,5	38611	15,738
РФ	5,0	22502	6,486
Белоруссия	5,8	16577	3,628
Канада	6,2	52219	16,473
Украина	7,7	8295	3,662
Великобритания	9,5	38514	5,472
Германия	9,9	41514	7,081
Италия	10,5	32522	5,515
Франция	10,7	39772	7,292
Китай	12,5	6569	3,298
США	14,5	49965	13,246
Япония	16,3	46720	7,848

5.1. Источник

Материалы по душевым ВВП (долл. США) и электропотреблению (кВт*ч/чел) взяты с официального сайта Всемирного банка, раздел «ВВП на душу населения» [5] по состоянию на 2012 г.и раздел «Электропотребление на душу населения» по состоянию на 2011 г. [6].

Существенное значение имеют и исторические особенности отдельных стран. Например, Украина в 1980-х годах была наиболее развитой республикой СССР – по промышленному, сельскохозяйственному производству, а также по уровню жизни населения. Крайне неудачное реформирование эконо-

мики Украины после распада Советского Союза привело к тому, что в настоящее время средний уровень доходов граждан этой страны стал примерно в 2,5 раза ниже, чем в России, Казахстане и Беларуси. Особенно важно здесь сопоставление с Беларусь, которая, в отличие от России и Казахстана, не обладает крупными запасами дорогих природных ресурсов.

Согласно данным, приведенным на рисунке 4, положительная связь между «теплотой» климата и уровнем жизни в разных странах не является тесной. Коэффициент детерминации составляет всего лишь 25%. Даже чисто визуально на этом рисунке можно заметить сильные отклонения от линейной зависимости некоторых стран, особенно Канады, Китая, Украины, Финляндии.

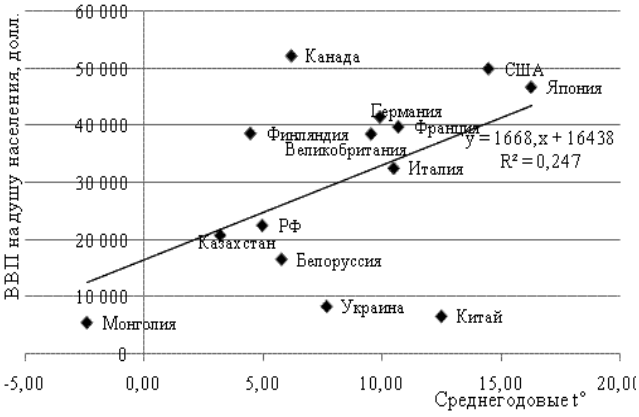


Рис. 4.Распределение стран по душевому ВВП и среднегодовым температурам

Обратим особое внимание на высокий уровень жизни в Финляндии, расположенной заведомо в более неблагоприятных климатических условиях, чем большая часть России. Причем высокий уровень экономического развития этой страны, в отличие от Германии, Японии или Англии, нельзя объяснить какими-то национальными особенностями. Как известно, финны превосходят среднестатистических россиян по многим параметрам, которые обычно относят к «национальным особенностям» русских (и это не только любовь к баням). Тем более, что финно-угорские народы – это один из трех «базовых», наиболее многочисленных составляющих населения России (наряду со славянскими и тюркоязычными народами). Почему финно-угорские народы, живущие на территории России, более богатой природными ресурсами, чем Финляндия (карелы, мордва, марийцы, удмурты, коми, ханты, манси и др.), не достигают столь же высокого уровня жизни, как финны? Представляется, что финский экономический феномен нуждается в специальном изучении.

Одной из характеристик уровня жизни и степени развитости экономики разных стран является потребление электроэнергии на душу населения. На рис. 5 представлены распределения стран по душевому электропотреблению и среднегодовым температурам в рассматриваемых странах. Прямая сплошная линия представляет рассчитанное методом наименьших квадратов уравнение линейной регрессии между среднегодовыми температурами и электропотреблением на душу населения в разных странах. Как видим, страны с более теплым климатом, как правило, потребляют на душу населения больше электроэнергии. Конечно, страны с более холодным климатом при прочих равных условиях нуждаются в большем энергопотреблении. Однако потребление электроэнергии в данном случае отражает в большей мере здесь боле высокий уровень жизни в странах с более теплым климатом. При этом, коэффициент тесноты связи, равный 3,38%, позволяет судить об очень слабой зависимости.

Следует заметить, что Финляндия, Канада и США оказались далеко отстоящими от выявленной линии регрессии. В этих странах электропотребление на душу значительно выше, чем в других рассматриваемых в данной статье странах. Если построить линию регрессии только для этих трех стран, то она формируют иную, указанную как априори ожидавшуюся зависимость – рост душевого энергопотребления при переходе от стран с более теплым климатом к странам с более холодным климатом. Если исключить из рассмотрения страны с высоким уровнем жизни, к которым относятся Финляндия, Канада и США, то положительная зависимость между среднегодовы-

ми температурами и душевым электропотреблением у оставшихся стран будет, очевидно, более тесной.

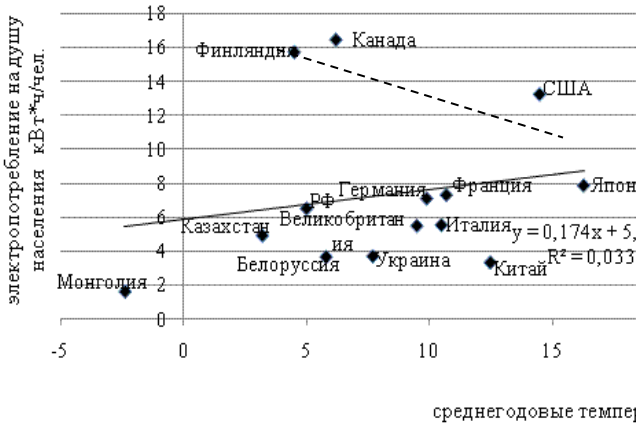


Рис.5. Распределение стран по душевому электропотреблению и среднегодовым температурам

6. ОБСУЖДЕНИЕ

Кроме приведенных в начале статьи, можно отметить еще и ряд других особенностей российского (евразийского) пространства.

1. Мирное (неистребительное) длительное сосуществование многих народов, многообразие вероисповеданий, укладов, широкий генофонд.

2. Многовековое существование обширных государственных образований: Биармия, гунны, скифы, Хазария, Булгария, Монгольская империя, Княжество Литовское, Джунгария, Российская империя, СССР.

3. Периодическое «отставание» в экономическом развитии и переход на «передовые позиции» при сильной государственной власти за счет концентрации ресурсов на решение задач усиления военной и экономической мощи государства.

Представляется, что и эти особенности, также как и низкую плотность населения, можно рассматривать как следствия особых природных условий.

Суровые климатические условия большинства регионов России, их континентальное расположение (удаленность от морских портов) обусловливают необходимость выбора особых путей в организации экономики, о чем было ярко написано в книге А.П. Паршева [7]. В качестве способов «противодействия» рассматриваемым негативным факторам можно назвать использование планового опережающего развития инфраструктурных секторов экономики (прежде всего энергетики и транспорта), концентрацию единичных мощностей в целях снижения удельных затрат, использование нестандартных технических решений. Например, нет смысла надеяться, что на просторах малозаселенной России когда-либо будет создана и успешно функционировать столь же плотная и эффективная сеть автомобильных или железных дорог, как в европейских странах. Поэтому очень актуальна разработка и использование специальных, приспособленных к условиям России транспортных средств - снегоходов, экранопланов, дирижаблей.

Как отмечалось [7], в России из-за суровых природных условий объективно значительно дороже, чем в Западной Европе, Америке, ЮВА, Австралии:

- строительство;
- энергообеспечение;
- одежда;
- питание.

При этом российские предприятия несут повышенные транспортные затраты в силу большой рассредоточенности по территории страны предприятий-смежников, невозможности широкого использования водного транспорта. Как известно, водные перевозки (речным и морским транспортом) в десятки раз дешевле, чем по железной дороге, и в сотни раз дешевле (скажем, на тонно-километр перевозимых грузов), чем перевозки автомобильным транспортом.

Поэтому даже при относительно дешевых природных ресурсах каждый следующий этап «передела» сильно удорожает продукцию. Необходимо смириться с тем, что Россия - объективно ресурсная страна. Использование природных ресурсов вполне закономерно является основным источником доходов экономики России. В этой связи особенно актуально исследование проблем изъятия и эффективного использования рентных доходов с природных ресурсов [8].

Объективно в экономике России должна присутствовать высокая степень монополизации экономической деятельности. В силу низкой плотности населения, удаленности многих поселков и городов от транспортных магистралей многие сферы экономической деятельности имеют характер рынков несовершенной конкуренции – монопольных, монопсонных или олигопольных и олигопсонных рынков. Сюда же относится очень актуальная для России проблема моногородов. Как известно, развитие промышленности на базе уникальных ресурсов путем создания моногородов, экономия на инфраструктурных затратах путем увеличения единичных мощностей предприятий, концентрация производства в крупных городах, экономия за счет отказа от создания конкурирующих предприятий – все это обусловливает необходимость активного государственного регулирования развития и функционирования экономики [9].

7. ЛИТЕРАТУРА

1. Географический справочник «О странах». Плотность населения стран мира. [Электронный ресурс]. URL: http://ostranah.ru/_lists/population_density.php (дата обращения: 30.03.2015).
2. Архив метеоданных Всемирной метеорологической организации (World Meteorological Organization, WMO). [Электронный ресурс]. URL: ftp://ftp.ncdc.noaa.gov/pub/data/gsod/ (дата обращения: 30.03.2015).
3. Зоркальцев В.И. Хорошо бы знать заранее // ЭКО. – 2010. - № 5. – С.76-89.
4. Зоркальцев В.И. Серии холодных зим. // ЭКО. – 2010. - № 6. – С. 115-120.
5. Официальный сайт Всемирного банка (The World Bank). ВВП на душу населения. [Электронный ресурс]. URL: http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.CD (дата обращения: 31.03.2015).
6. Официальный сайт Всемирного банка (The World Bank). Энергопотребление на душу населения. [Электронный ресурс]. URL: http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC (дата обращения: 07.04.2015).
7. Паршев А.П. Почему Россия не Америка / А.П. Паршев. - М.: Крымский мост, 2000. – 415 с.
8. Суслов Н.И. Рента – это наше все // ЭКО. -2012. -№6.- С.81-93.
9. Зоркальцев В.И. Хажеев И.И. Как климат влияет на экономику // ЭКО. – 2015. - № 7-С. 147-162.

Моделирование потенциальных гидроэнергоресурсов Сибири и Дальнего Востока

Н.В. Абасов, Е.Н. Осипчук, Т.В. Бережных

Обосновывается необходимость моделирования потенциальных гидроэнергетических ресурсов Сибири и Дальнего Востока в связи с долгосрочными колебаниями водности рек и, соответственно, гидроэнергетического потенциала, вызванных глобальными климатическими изменениями.

Ключевые слова: **гидроэнергетический потенциал, проектируемые и потенциальные ГЭС, бассейны водосбора, моделирование режимов ГЭС.**

1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ГИДРОЭНЕРГОРЕСУРСОВ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Фундаментальные исследования гидроэнергетических ресурсов страны проведены в середине XX века [1], а некоторые уточнения перспектив развития гидроэнергетики в условиях перехода к рыночной экономике рассмотрены в работе [2]. Несмотря на то, что на реках Енисей и Ангара построены крупные ГЭС, доля освоения гидроэнергетического потенциала (ГП) остается в пределах 25% для Сибирского ФО (рис.1) и 5-6% для Дальневосточного ФО.

Гидроэнергетические ресурсы рассматриваются в виде: ГЭС (большой, средней и малой мощности), ГАЭС, приливных и геотермальных электростанций. Для Дальневосточного региона возможно строительство многих геотермальных электростанций (на Камчатке, Сахалине и др.), а также мощных приливных электростанций: Пенжинской, Тугурской и др.

В настоящее время для основных рек Сибири и Дальнего Востока: Енисей, Ангара, Лена, Обь, Амур, Зея, Бурея, Индигирка, Хатанга, Колыма, Селенга, Витим, Вилюй, Катунь, Иртыш и других рек с притоками первого и второго порядка, экономически эффективных потенциальных створов ГЭС большой и средней мощности насчитывается более 100 для

Мощность N потенциальной ГЭС в зависимости от времени оценивается формулой:

$$N(t) = 9.81 \cdot \eta \cdot Q(t) \cdot H(t),$$

Где η – КПД турбин (коэффициент полезного действия); Q, H – расход через турбины и эффективный напор соответственно.

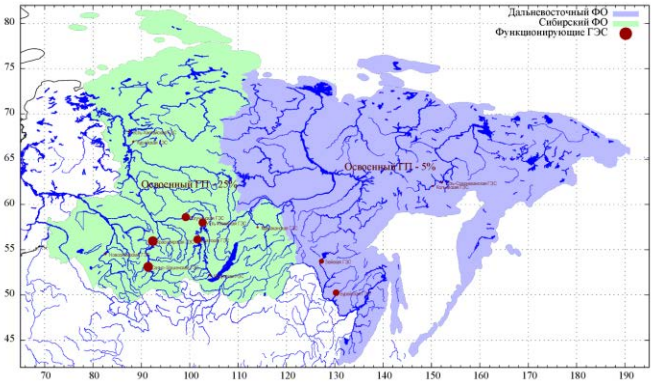


Рис. 1. Схема функционирующих ГЭС (Сибирский и Дальневосточный федеральные округа).

В связи с тем, что основные оценки по характеристикам створов получены более 50 лет назад, современные подходы существенно ужесточают экологические требования к режимам ГЭС (часто связано с уменьшением высоты плотины, увеличением минимально допустимого участка свободного течения в нижнем бьефе ГЭС и др.), а также изменяются показатели притоков воды в водохранилища с соответственными изменениями показателей расходов $Q(t)$ в условиях заметного изменения глобального климата.

Современный уровень развития информационно-вычислительных технологий, ГИС-систем различного уровня, глобального мониторинга состояния атмосферы с создани-

Н.В. Абасов, Е.Н. Осипчук, Т.В. Бережных, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: berejn@isem.irk.ru).
Работа частично поддержана грантом РФФИ №14-47-04155.

ем и развитием глобальных климатических моделей позволяет создавать информационные системы с оперативными оценками ГП для различных схем размещения потенциальных ГЭС.

2. ГИС-ПОДДЕРЖКА ОЦЕНКИ ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА

Современные цифровые модели рельефа местности всего земного шара позволяют оперативно их использовать, как для выбора наиболее подходящих створов потенциальных ГЭС, так и моделирования уровенного режима проектируемых водохранилищ, важнейшей характеристикой которого является калибровочная зависимость его объема от высоты верхнего бьефа $V(H)$.

Широко распространены открытые цифровые данные рельефа от NASA с точностью три угловых секунды (примерно 90х90м) и одной - для ASTER (примерно 30х30м). В настоящее время многие спутники позволяют формировать рельеф местности с точностью менее одного метра. Множество ГИС-серверов предоставляют и постоянно уточняют данные рельефа в виде набора изолиний различного разрешения и береговых линий озер и рек.

На основе обработки множества ГИС-данных по рельефу местности разного разрешения в ИСЭМ СО РАН разработан специализированный пакет программных компонентов для исследования бассейнов водосбора отдельных створов рек. В качестве примера на рис. 2 представлены конфигурации бассейнов водосбора проектируемых ГЭС на р. Витим.

Границы бассейна водосбора бокового притока между двумя створами реки определяются как автоматически по цифровому рельефу, так и в автоматизированном режиме через уточнение границ по различным картам и спутниковым снимкам.

С помощью специальных программных компонентов объединения и декомпозиции бассейнов формируются необходимые их конфигурации для дальнейших исследований.

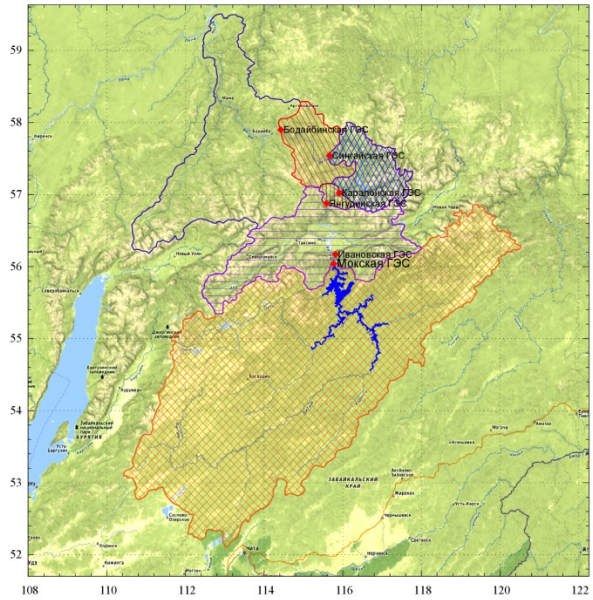


Рис. 2. Конфигурации бассейнов водосбора проектируемого каскада ГЭС на р. Витим.

Для визуализации карт используются в качестве подложки спутниковые снимки или карты местности от разных источников (Yandex, Google и др.) с добавлением множества слоев по границам бассейнов водосбора, конфигураций водохранилищ, рек, расположений ГЭС и других объектов.

3. МЕТОДИКА УТОЧНЕНИЯ СТОКА

На основе разработанной в ИСЭМ СО РАН методологии долгосрочного прогнозирования природообусловленных факторов энергетики [3] создана система ГеоГИПСАР [4], позволяющая комплексно проводить пространственно-временной анализ статистики по метео- и гидрологическим данным с формированием прогностических сценариев водности на водохранилищах, используя собственные вероятностные и нейросетевые методы с дополнительной обработкой ансамблей прогностических траекторий, формируемых глобальными климатическими моделями на несколько месяцев.

В качестве примера на рис.3 приведены аномалии летних осадков в бассейне р. Витим, формируемых оперативно с разной степенью агрегирования и сопоставления с другими периодами. Распределения показателей приземных температур, относительной влажности, состояния изобарических поверхностей на разных высотах, а также различных производных индексов могут фор-

мироваться в системе в аналогичном и других видах.

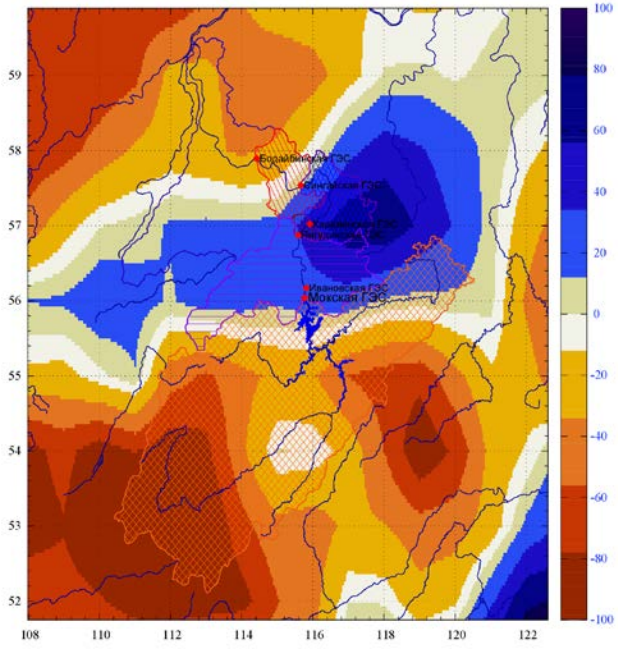


Рис. 3. Пример распределения аномалий летних осадков в бассейне р. Витим в 2014г.

Учитывая значительные успехи в создании и развитии глобальных климатических моделей, перспективной представляется задача моделирования притока воды в водохранилища на основе прогнозов осадков, температур и увлажнения почвы, распределенных по бассейнам водосбора.

Полезный приток воды $\overline{P}(t,\tau)$ в водохранилище за период времени $(t,t+\tau)$ можно определить следующей моделью:

$$\begin{cases} \Delta U(t,\tau) = R(t,\tau) - S(t,\tau) - \overline{P}(t,\tau) \\ Z(t+\tau) = \psi(Z(t), \Delta U(t,\tau)) \\ P(t) = \varphi(Z(t)) \end{cases} \quad (1)$$

где ΔU – изменение водности подземной составляющей бассейна; R – осадки в бассейне; S – испарение; $\overline{P}$ – сток за период времени $(t,t+\tau)$; P – мгновенный сток; φ, ψ – эвристические функциональные зависимости; Z – состояние распределения водности по бассейну.

Таким образом, кроме обработки статистических показателей притока по различным створам реки, представленная модель (1) может внести существенные коррективы для уточнения различных статистических показателей стока.

4. МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ГЭС

Несмотря на то, что к настоящему времени исследовано достаточно большое количество створов ГЭС различных мощностей, выбор нового створа для исследования должен также включаться в методику моделирования потенциальных ГЭС.

Основными этапами моделирования потенциальных ГЭС в условиях изменяющегося климата являются:

1. Выбор створа потенциальной ГЭС на реке с помощью визуализации карты местности высокого разрешения с определением минимальной длины плотины?;

2. Определение высоты плотины и эффективного напора для выбранного створа с уточнением длины плотины;

3. Моделирование потенциального водохранилища с определением границ зон затопления и определением основных его характеристик УМО, НПУ, ФПУ;

4. Построение границ бассейна водосбора для выбранного створа ГЭС в согласовании с другими бассейнами водосбора реки и с определением склонов разных участков бассейна. В случае каскада ГЭС определить бассейн водосбора бокового притока;

5. На основе статистических сеточных данных глобального мониторинга определить характеристики распределений осадков, температур, влажности, геопотенциала на различных изобарических поверхностях атмосферы, а также изменение полей скоростей циркуляции атмосферы в районе исследуемого бассейна водосбора;

6. Стандартная обработка накопленной статистики по стоку реки в исследуемом створе, включая технологию восстановления пропущенных данных (лакун);

7. Построение модели стока реки с использованием уравнений (1) в виде $Q = Q(OS, T, R, G, \{D\})$, где OS, T, R, G, D -

осадки, температуры, влажность, геопотенциал и дополнительный список параметров;

8. Формирование зависимостей объема водохранилища от высоты уровня воды в верхнем бьефе ГЭС $V(H)$;

9. Построение зависимости высоты уровня воды в нижнем бьефе ГЭС в зависимости от расхода через ее створы $h(Q)$;

10. Синтез моделей регулирования режимов ГЭС для различных сезонов и разной обеспеченности притока по методике метамоделирования [5] (объединения набора разнородных моделей в одну систему);

11. Выявление и анализ потенциальных энергетических, водохозяйственных и экологических рисков функционирования ГЭС в условиях экстремальной водности;

12. Разработка схемы включения потенциальной ГЭС в локальную или объединенную энергосистему;

12. Формирование экономических оценок стоимости и окупаемости проекта.

Для учета каскадного регулирования, как правило, необходимо совместное моделирование исследуемой и всех вышестоящих ступеней ГЭС каскада.

Следует отметить, что представленная методика определяет только предварительные характеристики ГЭС. Для более детальных исследований требуется привлечение некоторых натурных измерений, значительно более дорогостоящих.

5. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПОСТРОЕНИЮ ГИС

В связи с изменяющимся климатом, не достаточно опираться на статистические гидрологические показатели стока, что, как правило, связано с наличием нескольких эпох по водностям рек, и, тем более, существенным изменениям многих статистических зависимостей в настоящем и ближайшем будущем.

В этой связи желательно иметь ГИС-систему с различным набором потенциальных ГЭС и каскадов для исследования перспектив освоения регионального и объединенного ГП для отдельных федеральных округов и страны в целом.

Основными требованиями к созданию ГИС исследования перспектив освоения ГП Сибирского и Дальневосточного регионов являются:

1. Создание базы данных потенциальных створов с оценками их энергетических характеристик, перспектив освоения и предварительной стоимости;

2. Создание структуры рек рассматриваемых регионов с включением притоков до третьего порядка с отображением конфигураций размещения на них потенциальных ГЭС;

3. Создание базы данных вариантов освоения ГП с учетом различных потребностей и приоритетов освоения;

4. Визуализация гидроэнергетических схем в разных масштабах, в том числе, для исследования отдельной ГЭС и определением границ водохранилища для нескольких различных уровней верхнего бьефа;

5. Возможности построения моделей стока для выбранных створов ГЭС в зависимости от изменяемых геоклиматических показателей осадков, температур, влажности и других с оперативным пересчетом гидроэнергетических показателей ГЭС;

6. Организация эффективного обмена ГИС-данными с другими информационными и ГИС-системами;

7. Возможности организации локальных и специализированных ГИС-сервисов в сети Интернет.

С помощью ГИС, удовлетворяющей вышеуказанным требованиям, можно исследовать не только тактические, но и стратегические варианты развития гидроэнергетики в Сибири и на Дальнем Востоке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная в работе методика исследования вариантов освоения ГП Сибири и Дальнего Востока характеризуется достаточно высокой информативностью для при-

нятия стратегических управленческих решений, с привлечением современных технологий и информации.

Включение дополнительных подсистем освоения приливных и геотермальных электростанций, перспективных для Дальнего Востока, позволит поднять на новый уровень исследования по развитию гидроэнергетики.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Энергетические ресурсы СССР. Гидроэнергетические ресурсы. – М.: Наука, 1967. – 600с.

[2] *Савельев В.А.* Современные проблемы и будущее гидроэнергетики Сибири / В.А.Савельев. - Новосибирск: Наука, 2000. - 200 с.

[3] *Абасов Н.В., Бережных Т.В., Ветрова В.В.* Долгосрочное прогнозирование гидроэнергетического потенциала каскада ГЭС в условиях изменения климата // Известия РАН, Энергетика, 2012, №1. С. 49-57.

[4] *Абасов Н.В.* Система долгосрочного прогнозирования и анализа природообусловленных факторов энергетики ГеоГИПСАР // Мат. межд. совещания APN (MAIRS/NEESP/SIRS) “Экстремальные проявления глобального изменения климата на территории Северной Азии”: Enviromis-2012. С.63-66.

[5] *Осипчук Е.Н., Абасов Н.В.* Технология метамоделирования для исследования режимов ГЭС // Тр. XVIII Байкальской Всероссийской конференции "Информационные и математические технологии в науке и управлении". Часть III. - Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2013. С. 274-280.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Абасов Николай Викторович – ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат технических наук. Основные научные интересы: методы и технологии для моделирования режимов ГЭС с учетом долгосрочных прогнозов водности и климата.

Осипчук Евгений Николаевич – научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат технических наук. Основные научные интересы: ГИС-поддержка в энергетике, оптимизация режимов ГЭС, разработка прикладных программных систем.

Бережных Тамара Васильевна – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат географических наук. Основные научные интересы: выявление пространственно-временных закономерностей колебаний речного стока и установление климатических и геофизических причин формирования стока.

Оценка энергоэффективности экономики Байкальского региона

А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук

Показана энергоэффективность экономики Байкальского региона (БР) на фоне России и Сибирского федерального округа (СФО). Показана роль топливно-энергетического баланса (ТЭБ) как инструмента системного анализа топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Выполнен анализ ТЭБ БР за 2013 г. и показаны основные направления совершенствования его структуры для повышения энергоэффективности экономики региона.

Ключевые слова: **энергоэффективность, экономика, топливно-энергетический комплекс, Байкальский регион, топливно-энергетический баланс, системный анализ.**

1. ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время повышение энергоэффективности российской экономики и ее регионов является одной из наиболее важных государственных задач. Энергоэффективность российской экономики находится на довольно низком уровне, энергоемкость валового внутреннего продукта (ВВП) в Российской федерации (РФ) в 2,5–3,5 раза превышает показатели США и Европейских стран [1]. Около 35% топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в стране ежегодно теряется [2], что приводит к снижению темпов экономического развития и ухудшению конкурентоспособности российской экспортной продукции на мировых рынках.

Настоящее исследование в качестве основного метода анализа энергоэффективности экономики и состояния ТЭК опирается на балансовый метод, основанный на разработке обобщающих ТЭБ - от производства всех видов ТЭР, до их полезного, конечного потребления.

В ИСЭМ СО РАН разработан методический подход к системной оценке показателей энергоэффективности экономики региона на основе ТЭБ [3].

Основная задача при разработке отчетных ТЭБ – показать реальную структуру наличия и использования ТЭР на изучаемой территории. На основе ТЭБ определяются показатели энергоэффективности экономики, выявляется степень влияния различных факторов на эти показатели.

Объектом настоящих исследований является ТЭК Байкальского региона и оценка влияния изменения структуры ТЭБ на энергоэффективность его экономики в перспективе. Три субъекта РФ – Республика Бурятия, Забайкальский край и Иркутская область, находящихся в границах Байкальской природной территории, образуют Байкальский регион (БР) [4].

Топливно-энергетический комплекс, как основа экономики, играет важнейшую роль в обеспечении необходимых условий для осуществления хозяйственной деятельности на Байкальской природной территории. Однако, показатели энергоэффективности экономики региона в настоящее время находятся на низком уровне и для того, чтобы их улучшить необходимо значительно изменить структуру его топливно-энергетического баланса, ориентированного в основном на уголь.

В перспективе, структурные изменения ТЭБ, происходящие при развитии ТЭК БР будут направлены:

- на увеличение доли нефти и газа в приходной части баланса;
- на снижение доли угля, нефтепродуктов и

увеличение доли газа в расходной части баланса;

- на увеличение объемов переработки угля, нефти, газа.

А.Д. Соколов, С.Ю. Музычук, Р.И. Музычук, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: sokolov@isem.irk.ru; muz@isem.irk.ru; rmuz@isem.irk.ru)

2. РОЛЬ ТЭК БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА В РОССИИ И СФО

В регионе создана крупная топливно-энергетическая база страны. Здесь добывается уголь, нефть, природный газ производится электроэнергия, перерабатывается нефть. В 2013 г. в регионе было добыто 10,8 % угля России, произведено 6,6 % электроэнергии, переработано 3,8 % нефти (таблица 1). Удельный вес БР в Сибирском федеральном округе (СФО) значительно выше – 33,4 % от производства электроэнергии, 26 % от переработки нефти, 12,8 % от добычи угля округа.

ТАБЛИЦА 1 – ДОБЫЧА (ПРОИЗВОДСТВО) ТЭР В 2013 Г.

Показатель	РФ	СФО	БР	БР % от РФ/СФО
Добыча угля, млн т	352,0	297,0	38,1	10,8/12,8
Производство электроэнергии, млрд кВт.ч	1059,1	209,3	69,9	6,6/33,4
Производство теплоэнергии, млн Гкал	1292,8	221,4	55,0	4,3/24,8
Переработка нефти, млн т	280,6	41,6	10,8	3,8/26,0
Добыча газа, млрд $м^3$	667,6	10,2	1,6	0,2/15,7
Добыча нефти, млн т	521,7	45,9	11,4	2,2/24,8

В последнее время ТЭК региона является одним из наиболее динамично развивающихся секторов промышленного производства. Этому способствуют увеличение добычи сырьевых отраслей, в первую очередь, нефтяной, рост производства энергоносителей (электро-, теплоэнергии) и объемов переработки углеводородов. Добыча нефти возросла с 0,5 в 2008 г. до 11,4 млн т в 2013 г., добыча газа – с 0,2 до 1,6 млрд. $м^3$.

В регионе в 2013 г. было потреблено 6,6 % электроэнергии страны, 4,3 % тепловой энергии. Суммарное потребление топлива в 2013 г составило 22,2 млн т у.т. (включая моторное) (таблица 2), из которых наибольшую долю составляет уголь - 67 %.

Доля угля в общероссийском потреблении – 11,3 %. Доля природного газа в общероссийском потреблении ничтожно мала – 0,2 %, что отрицательно отражается на экологическом состоянии региона.

ТАБЛИЦА 2 – ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЭР, 2013 Г.

Показатель	РФ	СФО	БР	БР в % от РФ/СФО
Электроэнергия, млрд кВт·ч	1054,8	222,4	70,0	6,6/31,5
Тепловая энергия, млн Гкал	1292,8	221,4	55,0	4,3/24,8
Топливо, млн т у.т.	823,6	127,2	22,2	2,7/17,5

В настоящее время доминирующим видом топлива, потребляемым в БР, является уголь, доля которого в 2013 г. составила около 67%. Крупнейшими потребителями угля в регионе являются тепловые электростанции (ТЭС) – более 85%.

Основным видом топлива, потребляемым на ТЭС и котельных, является бурый, низкокалорийный уголь, в результате чего во многих крупных городах и населенных пунктах БР сложилась тяжелая экологическая ситуация и решением этого вопроса может быть газификация потребителей (населения и объектов энергетики). Это также увеличит конкурентные преимущества региона, повысив его инвестиционную привлекательность за счет снижения экологических рисков.

Вторым по значимости видом топлива в БР являются нефтепродукты, доля которых в структуре потребления топлива в 2013 г. составила около 17%.

Одной из особенностей топливопотребления БР, отличающего его от многих других регионов России и даже от СФО, является значительная доля прочих видов топлива - около 8%, за счет их высокого потребления в Иркутской области. Потребление дров, отходов деревопереработки и целлюлозно-бумажных комбинатов в Иркутской области в последние годы значительно

увеличилось, что объясняется ростом их использования на ведомственных котельных вновь созданных лесоперерабатывающих предприятий (в 4 раза, согласно информации Росстата). Использование прочих видов топлива в энергетике является положительным фактором, который позволяет значительно удешевлять производство энергоносителей и утилизировать производственные отходы промышленных предприятий.

Анализ производственных показателей ТЭК региона показал, что комплекс развивается достаточно динамично, обеспечивая в настоящее время необходимые объемы потребления энергоресурсов в экономике, однако при более глубоком рассмотрении выявляются проблемы, которые могут ограничить его развитие в будущем. К ним относятся:

- низкие ежегодные темпы прироста запасов углеводородов из-за недостаточной активности в проведении геолого-разведочных работ, медленное освоение новых месторождений угля и углеводородов;
- значительная часть морально устаревшего и физически изношенного оборудования в электро-, теплоэнергетике требует крупномасштабных инвестиций в модернизацию, техническое перевооружение и строительство новых топливно-энергетических предприятий;
- отсутствие газоперерабатывающих и газохимических производств, предприятий углехимии;
- большое количество изолированных потребителей, где основным энергоисточником являются дизельные электростанции с износом оборудования 70-80%;
- транспортная составляющая в стоимости топлива изолированных потребителей (до 75-80%) значительно удорожает энерго-, топливоснабжение;
- в загрязнении окружающей среды выбросами вредных веществ от стационарных источников в БР доля ТЭК достигает до 50%.

3. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС БАЙКАЛЬСКОГО РЕГИОНА

Наиболее полную картину о состоянии ТЭК региона позволяет получить ТЭБ (таблица 3).

ТАБЛИЦА 3 - ТЭБ БР, МЛН Т У.Т., 2013 Г.

Статья баланса	Уголь	Сырая нефть	Нефтепродукты	Природный газ	Прочее твердое топливо	ВИЭ	Электроэнергия	Теплоэнергия	Всего
Производство ТЭР	22,9	16,3		1,2	2,1	5,3			47,7
Ввоз		15,8							15,8
Вывоз	-7,7	-15,9	-10,8				-0,3		-34,7
Потребление первичных ТЭР	15,3	16,1	-10,8	1,2	2,1	5,3	-0,3		28,8
Производство электроэнергии	-7,4	-0,01	-0,1	-0,003	-0,6	-5,3	8,6		-4,7
Производство теплоэнергии	-7,4	-0,03	-0,6	-0,01	-1,4			7,9	-1,6
Преобразование ТЭР		-15,8	15,4						-0,3
Переработка нефти		-15,8	15,4						-0,3
Собственные нужды		-0,3		-0,7			-0,5		-1,4
Потери ТЭР		-0,04					-0,7	-0,6	-1,4
Конечное потребление	0,5	0,03	4,0	0,5	0,1		7,0	7,8	19,9

Примечание: *ВИЭ – возобновляемые источники энергии (гидроэнергия, солнечная, ветровая и др.)

В 2013 г. суммарный объем производства первичных ТЭР в БР составил 47,7 млн т у.т. (добыча топлива и производство энергоносителей на ВИЭ).

Несмотря на значительный суммарный объем собственного производства первичных ТЭР, в регион завозится 15,8 млн т у.т. (западносибирская нефть для переработки на Ангарском НПЗ).

Суммарный объем вывоза ТЭР из БР в 2013 г. составил 34,7 млн т у.т., в том числе: нефть – 15,8 млн т у.т., нефтепродукты –10,8 млн т у.т., уголь – 7,7 млн т у.т., электроэнергия – 0,3 млн т у.т.

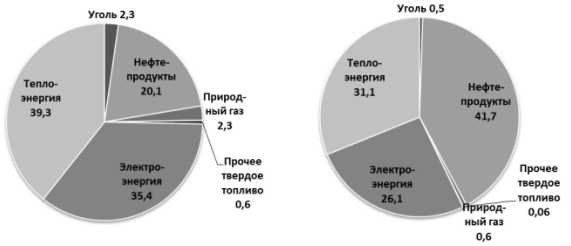
Суммарный объем первичных ТЭР региона (с учетом поставок) в 2013 г. составил 28,8 млн т у.т. Этот показатель соответствует валовому потреблению первичных ТЭР

(расход на преобразование в другие виды ТЭР и конечное потребление).

Первичные ТЭР используются для преобразования в другие виды энергоносителей (в электро- и теплоэнергию, нефтепродукты и др.), а также для конечного потребления в отраслях хозяйственного комплекса и населением. Доля преобразования в общем объеме валового потребления первичных ТЭР в 2013 г. составила 30 %, конечного потребления – 70 %.

В процессе преобразования первичной энергии в 2013 г. на производство электро-, теплоэнергии в сумме было расходовано около 23 млн т у.т. ТЭР. Коэффициент полезного использования топлива составил около 72 %, что несколько ниже среднероссийского показателя – около 75 %. На ТЭС региона этот коэффициент составил 58 %, в котельных – 70 % (для сравнения, в среднем по стране показатели ТЭС и котельных – 64 % и 85 % соответственно), это свидетельствует о том, что ТЭС и котельные БР по своему технологическому развитию значительно отстают от среднероссийского уровня.

В 2013 г. конечное потребление ТЭР в отраслях хозяйственного комплекса и населением региона составило около 20 млн т у.т., из них 39,3 % - тепловая энергия, 35,4 % - электроэнергия, 20,1 % - нефтепродукты, 5,2 % - другие виды топлива (рисунок 1 а).



а) Конечное потребление б) Стоимостная оценка

Рисунок 1 - Структура конечного потребления ТЭР и ее стоимостная оценка, %

Большая доля электро-, теплоэнергии (в сумме 74,7 %) в структуре конечного потребления характеризует сложившуюся в БР высокоэнергоемкую структуру экономики, чему способствует наличие предприятий цветной металлургии, нефтепереработки, нефтехимии, машиностроения, лесного и строительного комплекса. По укрупненным оценкам, стоимость ТЭР, использованных на нужды хозяйственного комплекса и населением, в 2013 г. составила около 300 млрд руб. При этом, структура конечного потребления ТЭР в стоимостном выражении (см. рисунок 1 б) значительно отличается от структуры в единицах условного топлива (см. рисунок 1 а). Различия обусловлены ценовыми факторами (высокие цены на нефтепродукты и более низкие цены на другие виды ТЭР), свидетельствует в пользу приоритетности энергосбережения более дорогих видов ТЭР, которые наиболее сильно влияют на структуру конечного потребления в отраслях экономики.

4. ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ БР

На основе ТЭБ рассчитаны показатели энергоэффекости БР (энерго-, электро-, теплоемкость ВРП) (таблица 4).

ТАБЛИЦА 4 – ОЦЕНКА ЭНЕРГОЕМКОСТИ ВРП БР

Показатель	РФ	СФО	БР	Доля БР от РФ/СФО
ВРП, трлн руб.	54,0	5,5	1,2	2,2/21,8
Потребление ТЭР, млн т у.т.				
Первичные ТЭР	1002	156,5	28,8	2,9/18,4
Электроэнергия	129,7	27,4	8,6	6,6/31,5
Теплоэнергия	184,9	31,7	7,9	4,3/24,8
Показатели энергоемкости ВРП, кг у.т./тыс. руб.				
Энергоемкость	18,6	28,5	24,0	129,0/84,2
Электроемкость	2,4	5,0	7,2	298,6/144,3
Теплоемкость	3,4	5,8	6,6	191,4/113,9

В БР низкая по сравнению в среднем по России эффективность использования ТЭР. Энергоемкость ВРП в регионе на 29% превышает среднероссийский уровень, почти в 3 раза уровень электроемкости ВРП и в 1,9 раза уровень теплоемкости ВРП.

Одним из путей повышения энергоэффективности в БР является совершенствование структуры топливно-энергетического баланса.

В качестве основных мероприятий по совершенствованию структуры ТЭБ БР можно рекомендовать следующие:

- увеличение доли природного газа в его расходной и приходной частях, что позволит обеспечить потребности в энергоресурсах хозяйственного комплекса и населения с меньшими удельными затратами и снизить техногенную нагрузку на природную среду;
- рост добычи углеводородов и увеличение за счет этого экспортной составляющей в структуре вывоза ТЭР, что увеличит приходную часть бюджета;
- развитие нефтехимических и создание газохимических комплексов, что позволит увеличить глубину переработки углеводородов и производить продукцию с большей добавленной стоимостью;
- увеличение переработки угля, с целью повышения качественных характеристик и конкурентоспособности угольной продукции региона, а в более отдаленной перспективе и получение продуктов глубокой переработки (бездымных топливных брикетов, удобрений для сельского хозяйства и др.), т.е. продукции высокой степени передела;
- экономически эффективное использование возобновляемых источников энергии для удаленных потребителей, с целью увеличения надежности энергоснабжения и снижения потерь энергоносителей в сетях.

Структурные изменения ТЭБ Байкальского региона приведут к значительному улучшению показателей энергоэффективности экономики: энергоемкость ВРП за период 2015-2030 гг. может снизится в 1,5 раза, электро-, и теплоемкость – в 1,9 раза, на 3-5 процентных пункта увеличатся коэффициенты полезного использования ТЭР, что позволит за период до 2030 г. сэкономить более 25 млн. т у.т. топлива (около 700 млрд руб. в ценах 2015 г.).

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ отчетного топливно-энергетических ресурсов Байкальского региона показывает:

– производство первичных ТЭР в регионе может полностью обеспечить собственную потребность и экспортные поставки, однако по технико-экономическим условиям сюда завозится уголь из соседних регионов и нефть из Западной Сибири;

– более 60 % электроэнергии в регионе производится с использованием гидроэнергии, поэтому существует большая зависимость выработки ГЭС от водного режима рек, который в разные годы может значительно изменяться;

– в структуре топливопотребления на тепловых электростанциях и котельных региона доля угля достигает 90 %, доля прочих видов твердого топлива (отходов лесопереработки) – 9 %, а доля природного газа – менее 1 %, что свидетельствует о ее нерациональности и необходимости увеличения доли высококачественных видов топлива (в первую очередь природного газа для улучшения экологической обстановки);

– около 6,5% тепловой энергии в регионе производится с использованием возвратного тепла (тепловые отходы), что экономит около 5 млрд руб.;

– в структуре конечного потребления топливно-энергетических ресурсов (в отраслях хозяйственного комплекса) самые значительные доли занимают тепловая энергия – 39,3 %, электроэнергия – 35,4 % и а в стоимостной оценке их доли заметно ниже – 31,1 % и 26,1 % соответственно. Доля нефтепродуктов в структуре конечного потребления составила 20,1 %, а в стоимостной оценке значительно выше – 41,7 %, что характеризует существующие в экономике ценовые и тарифные диспропорции.

Одним из важных приоритетов развития ТЭК БР является совершенствование структуры его топливно-энергетического баланса, которое будет способствовать

решению основных проблем и росту энергоэффективности его экономики.

Основными направлениями совершенствования структуры ТЭБ региона являются:

- увеличение доли природного газа в его расходной и приходной частях;
- рост добычи углеводородов и увеличение объемов экспорта;
- развитие нефтехимических и создание газохимических производств;
- увеличение объемов переработки угля;
- экономически эффективное использование ВИЭ для удаленных потребителей.

Прогнозируемые в перспективе структурные изменения ТЭБ Байкальского региона приведут к значительному улучшению по сравнению с 2013г. показателей энергоэффективности и окажут значительное влияние на социально-экономическое развитие Байкальского региона, за счет более эффективного и рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

ИСТОЧНИКИ:

1. Электронный ресурс режим доступа: http://protown.ru/information/hide/7722.html (дата обращения 5 июня 2015 года).
2. Электронный ресурс режим доступа: http://minenergo.gov.ru/activity/energoeffektivnost/branch/ (дата обращения 5 июня 2015 года).
3. Санеев Б.Г., Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Музычук Р.И. Топливно-энергетические балансы в системе комплексного исследования развития региональных ТЭК// Известия российской академии наук. Энергетика. – 2011. – №2. – С. 21-35.
4. Электронный ресурс режим доступа: http://base.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=121962 (дата обращения 5 июня 2015 года).

Сведения об авторах:

Соколов Александр Даниилович



доктор технических наук, заведующий лабораторией Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Телефон (раб.) (3952) 500-646 доб.341
e-mail: sokolov@isem.sei.irk.ru

Музычук Светлана Юрьевна



кандидат экономических наук, ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Телефон (раб.) (3952) 500-646 доб.356
e-mail: muz@isem.sei.irk.ru

Музычук Роман Игоревич



ведущий инженер Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева СО РАН, Телефон (раб.) (3952) 500-646 доб.370
e-mail: rmuz@isem.sei.irk.ru

Газовый импульс инновационного развития Иркутской области

А.Е.Филиппов, С.А.Филиппов

В статье рассматривается проблема эффективного использования природного газа в Иркутской области. Разработаны рекомендации по созданию газохимических производств на предприятиях ОАО "Саянскхимпласт" и ООО «Азотно-туковый завод» с использованием передовых и инновационных технологий.

Ключевые слова: **природный газ, эффективное использование, газохимический комплекс**

1. ВВЕДЕНИЕ

Качественные изменения экономического базиса в нашей стране ставят задачу перехода российского ТЭК от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному типу развития [1]. Такой переход предполагает смещение приоритетов от расширения использования природного и попутного газа на энергетических предприятиях, а также в сырьевом экспорте, к их переработке и использовании компонентов в газохимии и в качестве технологического топлива. Текущий уровень переботки природного газа в России остается невысоким – менее 10% от уровня добычи, при более 70% в США.

В Энергетической стратегии России развитие газоперерабатывающей и газохимической промышленности закреплено в качестве стратегической цели. Газохимия в современной экономической парадигме - это мультипликатор большого количества технологий, многие из которых являются инновационными.

Повышение конкурентоспособности предприятий страны будет связано не только с внедрением передовых и новейших схем производства и с использованием новых технологичных видов топлив, получаемых в результате переработки природного углеводородного сырья. Инновационным направлением является переход на энергохимические технологии, заключающиеся в выпуске новейших материалов и комплекса химической продукции, совмещенном с утилизацией энергетического потенциала сырья и безотходностью производства. В условиях дефицита длинных низкопроцентных кредитов следует ожидать в среднесрочной перспективе наибольшего продвижения по направлениям, позволяющим одновременно решать наиболее серьезные накопившиеся проблемы, снижающие конкурентоспособность действующих производств.

Филиппов А.Е Филиппов С.А., Иркутск, Россия (e-mail: philippov.st@gmail.com).

2. ОСОБЕННОСТИ РЕГИОНА

Вектор развития ТЭК России постепенно смещается в Восточные регионы. Так, подписание крупного долгосрочного контракта на поставку газа межу ОАО "Газпром" и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией открывает новые перспективы для Иркутской области. Природный газ в ТЭБ региона практически отсутствует. В настоящее время в области, единственной в стране, совмещаются два фактора: развивается собственная нефтегазовая промышленность, ориентированная в значительной степени на экспорт, при этом она остается практически не газифицированной природным газом.

В то же время природный газ обладает рядом конкурентных преимуществ:

- экологичность;
- технологичность, включающая компактность производств на природном газе, снижение затрат на оборудование и, как следствие, повышение надежности;
- мотивация создания принципиально новых производств.

Сложная экологическая обстановка в ряде городов и крупных населенных пунктах Иркутской области вызывает необходимость использования природного газа в топливном балансе. Газохимические производства в от-

личие от нефтехимических практически безотходны и экологичны.

Природный газ является высокоэффективным видом технологического топлива для черной металлургии, в производствах строительных материалов, пищевых продуктов (в том числе консервировании, выпечке хлебобулочных изделий и др.), тепличных хозяйствах и многих других.

Иногда газ для высокорентабельных производств жизненно необходим. К примеру, в п. Новонукутский Иркутской области компанией КНАУФ было с нуля создано крупное производство строительных материалов (гипсокартонных листов и сухих строительных смесей) по европейским стандартам качества, технологическая схема которой предусматривала использование в качестве технологического топлива природный газ Ковыктинского месторождения. В связи с переносом сроков начала его освоения и реализации проекта газификации компания была вынуждена перейти на временную схему использования дальнепривозного сжиженного газа, для чего осуществила значительные незапланированные инвестиции (5,2 млн. долл.) в строительство станции сжиженного газа и газохранилище. В 2015 году «Кнауф Гипс Байкал» подписал договор с «Братскэкогазом» на поставку компримированного газа с Братского газового месторождения объемом около 25 млн. м3 в год.

Согласно концепции социально-экономического развития Иркутской области на период до 2020 года, регион позиционирует себя к концу периода в качестве одного из субъектов Российской Федерации - лидеров по темпам разработки и внедрения инноваций. Предполагается, что формирование и развитие газохимии будет способствовать оживлению экономической активности также в смежных отраслях за счет создания производств с более длинными технологическими цепочками, что увеличит показатели создаваемой в регионе добавленной стоимости на производимую продукцию. Созданные преференции в Иркутской области по налогам на прибыль, на имущество, НДПИ создают условия для широкого ис-пользования потенциала заложенного в га-зовой отрасли Иркутской области, а, следо-вательно, и существенного увеличения ра-бочих мест и налоговых платежей.

Природный и попутный газ Иркутской области содержит в высоких концентрациях попутные компоненты, которые после переработки будут ценным сырьем на предприятиях газохимии. Так, на Ковыктинском газоконденсатном месторождении содержание углеводородных газов помимо метана составляет 6,7%, в том числе этана – 4,9%, что значительно превышает содержание в добываемом западно-сибирском сеноманском газе.

Развитие добычи нефти на севере области, направленное на заполнение магистрального нефтепровода ВСТО, способствовало реализации ООО «Иркутская нефтяная компания» инвестиционного проекта создания Усть-Кутского газохимического комплекса. Проект включает строительство Усть-кутского завода полимеров, ориентированного на выпуск 500 тыс.т в год полиэтилена высокого и низкого давления и базирующегося на потреблении в качестве сырья и энергетического топлива этана, сжиженного пропан-бутана, газового конденсата и метана, получаемых в результате переработки попутного и природного газа на Ярактинском и Марковском месторождениях. Толчком к созданию и реализации проекта послужила проблема утилизации сжиженного газа. Компания, одна из немногих в стране, пошла по пути диверсификации бизнеса, связанного с высокоэффективным направлением использования этого вида сырья.

Еще большее значение для Иркутской области будет иметь использование природного газа Ковыктинского месторождения на объектах химкомплекса в гг. Саянск и Ангарск.

3. ЗНАЧЕНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ РАЗВИТИЯ ХИМКОМПЛЕКСА ЮЖНЫХ РАЙОНОВ ОБЛАСТИ

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания» и ОАО «Ангарский завод полимеров», входящие в структуру НК «Роснефть» являются потребителями нефти и продуктов ее переработки. Реализуемые и планируемые проекты развития мощностей компаний основаны на собственной ресурсной базе. Однако при появлении трубопроводного природного газа встанет вопрос целесообразности замещения прямогонного бензина (нафты), используемой в производстве синтез-газа, а также мазута и других продуктов нефтепереработки, используемых в качестве технологического топлива на существующих производствах. Определяющим, вероятно, станет, разница в ценах на природный газ и на высвобождаемые нефтепродукты. На других объектах химкомплекса природный газ станет важным фактором развития производства.

3.1. Ангарский азотно-туковый завод.

ООО «Ангарский азотно-туковый завод» (ААТЗ) входит в состав ОАО «СДС Азот» (штаб квартира в г. Кемерово), в которую также входит смежное кемеровское ОАО «Азот». ААТЗ является производителем азотных соединений и минеральных удобрений. На предприятии действуют три производства:

1. Производство *неконцентрированной азотной кислоты* комбинированным методом, проектной мощностью 225 тыс. т в год. При комбинированном методе разные стадии или процессы производства различаются режимами их проведения. Оптимальными условиями окисления аммиака являются высокая температура, относительно низкое (атмосферное) давление и присутствие катализатора. При поглощении оксидов азота (IV) – низкая температура и высокое давление.

Способ производства широко применяется в современной отечественной и мировой практике и основан на окислении аммиака на платиново-родиевых катализаторах до смеси оксидов азота с последующим поглощением их водой (1-3):

$$4NH_3 + 5O_2 \rightarrow 4NO + 6H_2O \quad (1)$$

$$2NO + O_2 \rightarrow 2NO_2 \quad (2)$$

$$4NO_2 + O_2 + 2H_2O \rightarrow 4HNO_3 \quad (3)$$

Азотная кислота используется в производстве аммиачной селитры и, частично, как продукция для поставок сторонним промышленным предприятиям.

2. Производство *водного технического аммиака*, проектной мощностью 10 тыс. т в год. Водный технический аммиак марки А поставляется на разные нужды промышленным предприятиям, а также как удобрение сельскохозяйственным потребителям.

3. Производство *аммиачной селитры*, суммарной мощностью 270 тыс. т в год (завод выпускает как аммиачную селитру марок А, Б, так и, в последнее время, гранулированную пористую аммиачную селитру).

Промышленное производство аммиачной селитры (нитрата аммония) основано на химической реакции аммиака с азотной кислотой (водный раствор), протекающей с большим количеством тепла (4).

$$NH_3 + HNO_3 \rightarrow NH_4NO_3 + Q \quad (4)$$

После осуществления реакции образуется раствор, излишки воды из которого выпариваются до состояния расплава. После выпаривания воды в готовой продукции суммарная массовая доля азота в пересчете на NH_4NO_3 в сухом веществе составляет не менее 98%.

Гранулированная аммиачная селитра марки А и пористая используется в качестве основной составляющей при приготовлении взрывчатых веществ. Подавляющая часть производимой аммиачной селитры потребляется предприятиями угледобывающей промышленности Сибири и Дальнего Востока, а также поставляется на экспорт (Казахстан, Киргизия, Монголия). Гранулированная аммиачная селитра марки Б в основном применяется как удобрение в аграрном секторе.

Предприятие производит более 200 тыс. т в год аммиачной селитры (2011 году было

произведено 214 тыс. т, в том числе 117 тыс. т пористой). Большинство угледобывающих предприятий Сибири не планируют наращивание объемов использования взрывчатки, но предполагается рост потребления горнорудными компаниями, ведущими буровзрывные работы в восточных районах страны. ААТЗ осуществляет стратегию наращивания объемов производства, прежде всего пористой селитры.

Пористая аммиачная селитра является главным компонентом смесевых взрывчатых веществ, так называемых ANFO. Она стоит несколько дороже, чем аммиачная селитра марки А, но дает возможность изготавливать стабильные взрывчатые смеси. В настоящее время реализуется проект модернизации производства пористой аммиачной селитры с целью доведения ее до лучших мировых стандартов.

Положение ААТЗ на рынке уязвимо в части отраслевой конкурентоспособности, так как во всех производствах базовым сырьем является привозной безводный аммиак. Положение усугубляется значительным транспортным плечом его поставок. Так, расстояние по железной дороге от поставщика, кемеровского ОАО «Азот», составляет более 1,5 тыс. км. Другие возможные поставщики расположены на еще больших расстояниях.

Такое положение не характерно для производителей азотных соединений и минеральных удобрений страны. Среди всех предприятий, являющихся членами Российской ассоциации производителей удобрений, еще только в ООО «Менделеевсказот» (Татарстан) отсутствует собственное производство аммиака. Максимально декларируемый уровень цены у ААТЗ и Менделеевсказота – на 20-50% выше, чем у остальных, из-за значительного увеличившийся за последние пять лет стоимости привозного аммиака, вызванной не только ростом цены на природный газ, из которого его производят, но и ростом стоимости железнодорожных перевозок.

В советское время ангарское предприятие полностью обеспечивало себя аммиаком собственного производства, основанном на использовании угля. Крупнотоннажное производство мощностью 450 тыс. т в год было закрыто из-за нерентабельности производства в сложных новых рыночных условиях. Другие предприятия (в том числе кемеровское ОАО «Азот») решали проблемы переходом на использование природного газа, который является наиболее экономически эффективным видом сырья (в настоящее время его доля в производстве аммиака в стране – 96%).

Эффективный метод производства аммиака в промышленных масштабах основан на получении водорода для последующего синтеза аммиака конверсией метана на никелевом катализаторе (4-5). В отличие о получения синтез-газа паровой конверсией метана в производстве олефинов процесс осуществляется с большим количеством H_2O.

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 - Q \quad (5)$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + Q \quad (6)$$

С целью смещения обратимости верхней реакции в правую сторону процесс ведется при высокой температуре. Необходимое тепло также получают с использованием природного газа за счет его частичного сжигания (7). Данная реакция является еще и источником водяных паров для реакций образования водорода.

$$CH_4 + O_2 \rightarrow CO + 2H_2O + Q \quad (7)$$

После получения водорода в реактор подается воздух, содержащий азот. Реакция синтеза аммиака (процесс Габера) осуществляется с использованием катализатора – активированного губчатого железа (8).

$$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3 + Q \quad (8)$$

Несмотря на то, что реакция идет с выделением тепла, процесс – весьма энергоемкий. Энергия, которая затрачивается на необходимую высокую степень сжатия, обеспечивающую смещение реакции вправо, также получается с использованием природного газа.

Приход природного газа в г. Ангарск позволит возродить на Ангарском азотно-туковом заводе крупнотоннажное производство ам-

миака. За счет сокращения затрат на завоз сырья повысится рентабельность производства конечной продукции и ее конкурентоспособность.

3.2. Саянскхимпласт.

Базовым вариантом организации поставок природного газа в южные промышленные районы Иркутской области Газпромом определена трасса газопровода через г. Саянск. Рядом с крупным предприятием химкомплекса, ОАО «Саянскхимпласт», имеется площадка и благоприятные условия для создания новых газоперерабатывающих и газохимических производств.

Саянскхимпласт занимает первое место среди производителей поливинилхлорида (ПВХ) в России и второе место среди производителей каустической соды. Производство товарной продукции в последние годы росло (Таблица 1). Небольшое снижение выпуска поливинилхлорида (ПВХ) в 2014 году было обусловлено объемами поставок извне основного сырья – этилена.

ТАБЛИЦА 1. ПРОИЗВОДСТВО ПВХ И КАУСТИЧЕСКОЙ СОДЫ НА ОАО "САЯНСКХИМПЛАСТ".

Продукция	2011	2012	2013	2014
Поливинилхлорид (тыс.т)	259,3	273,1	287,1	283,1
Каустическая сода (тыс.т)	179,9	188,9	193,7	204,6

Из прочей конечной продукции на предприятии выпускается только отбеливающее средство «Белизна». До 2011 года производились изделия из ПВХ (кабельные пластикаты и профильно-погонажные изделия), но их выпуск из-за нерентабельности был прекращен. Решение проблемы возобновления и диверсификации производства нужных региональным потребителям изделий лежит в плоскости малого бизнеса, чутко реагирующего на спрос и занимающихся маркетингом и продвижением продукции до конечных потребителей.

Одним из преимуществ предприятия перед другими крупными производителями ПВХ является собственная добыча каменной соли и наличие собственного эффективного производства хлора, полностью обеспечивающего потребности предприятия. Хлор с каустической содой получается методом мембранного электролиза водного раствора каменной соли.

$$NaCl + H_2O \xrightarrow{e} NaOH + 0{,}5Cl_2 + 0{,}5H_2 \quad (9)$$

Каустическая сода как готовая продукция отгружается потребителям. Хлор используется в производстве винилхлорида, который затем преобразуется в поливинилхлорид.

Производство ПВХ состоит из двух установок: установки получения винилхлорида мономера (ВХМ) и установки получения поливинилхлорида суспензионного.

Получение ВХМ осуществляется по сбалансированному по хлору методу (оксихлорирование, балансовое уравнение) (10).

$$C_2H_4 + 0{,}5Cl_2 + 0{,}25O_2 \rightarrow C_2H_3Cl + 0{,}5H_2O \quad (10)$$

ВХМ преобразуется в ПВХ суспензионным методом (11).

$$nC_2H_3Cl \rightarrow (C_2H_3Cl)_n \quad (11)$$

Высокие потребительские свойства ПВХ вызваны следующими его отличительными свойствами: долговечность (изделия – трубы, оконные профили и кабельная изоляция и пр. – сохраняют эксплуатационные характеристики до 50-60 лет); стойкость к неблагоприятным климатическим условиям; повышенная огнестойкость; перерабатываемость; свариваемость; стойкость к химикатам, маслам, углеводородам; при смешивании с добавками можно получать широкий спектр изделий с дополнительными свойствами.

Мировой рынок ПВХ растет 5% в год, а российское душевое потребление отстает от европейского и американского в 2-3 раза. При этом производство в России (637 тыс. т в 2014 году) значительно отстает от внутреннего потребления (909 тыс. т в год). Часть произведенного ПВХ экспортируется, а импорт значительно превосходит экспорт (нетто-импорт в 2014 году – 282 тыс.т).

Саянскхимпласт предпринимает значительные усилия по наращиванию производства ПВХ. Приоритетными направлениями деятельности ОАО «Саянскхимпласт» является, согласно годового отчета за 2014 год, выполнение мероприятий, направленных на:

- модернизацию и техническое перевооружение производств и установок с применением наиболее современных и технически совершенных мировых технологий;
- обеспечение в среднесрочном периоде стабильного выпуска выпуска товарной продукции в объеме 300 тыс. т в год;
- обеспечение готовности общества к дальнейшему наращиванию производственных мощностей в перспективе.

Однако возможности предприятия ограничиваются поставками сырья (этилена) извне и отсутствием собственного его производства.

Этилен является базовым или, как часто его называют, "флагманским" полупродуктом, который сосредотачивает в себе большие возможности для производства продукции с высокой добавленной стоимостью. В России недостаточные объемы его производства являются сдерживающим фактором развития химической отрасли. Практически весь этилен в России производят из нефтяного сырья. Существующие цены на этилен весьма высоки и колеблются в диапазоне 25-30 тыс. руб./т, что ведет к снижению конкурентоспособности российских химических предприятий на мировом рынке.

В последние годы о намерениях создания или развития мощностей по производству этилена из газового сырья объявляли несколько компаний (в том числе Саянскхимпласт), однако реализовать планы удалось только ООО «Русвинил» (Нижегородская область), которое, вероятно, в 2015 году отодвинет Саянскхимпласт на вторую строку по объему производства ПВХ в России (из этилена собственного производства).

ОАО «Сянскхимпласт» обеспечивается поставками этилена по этиленопроводу из ОАО «Ангарский завод полимеров» (АЗП), входящуго в структуру НК «Роснефть».

В настоящее время на АЗП реализуется крупная инвестиционная программа модернизации завода, включающей реконструкцию действующей установки ЭП-300 (проектная мощность по производству этилена 300 тыс. т в год) до мощности по этилену 454 тыс. т в год и пропилену – 210 тыс. т в год, а также строительство новых установок по производству полиэтилена, мощностью 345 тыс. т в год (самое крупное в России производство полиэтилена низкого давления), и пропилена, мощностью 250 тыс.т в год (второе по размерам в стране). Сырье – продукты переработки нефти на АНХК (в основном нафта). Модернизацию планируется завершить в 2018 году. После модернизации производство низших олефинов может быть замкнуто на собственное потребление. Соглашение о поставках этилена на Саянскхимпласт заключено до 2016 года, и есть вероятность, что оно не будет пролонгировано в прежних объемах.

Отсутствие собственного этиленового производства тормозит развитие ОАО "Саянскхимпласт". Организация поставок природного газа позволит предприятию развивать на его основе мощности собственного производства этилена.

Продукты переработки природного газа являются наиболее эффективным сырьем. Формула этана (C_2H_6) близка к формулам целевой продукции, этилену (C_2H_4), ВХМ (C_2H_3Cl) и других, поэтому этан требует меньших преобразований и энергии реакций. Себестоимость производства этилена из этана значительно ниже, чем из нафты (прямогонного бензина). Капитальные вложения, отнесенные на тонну этилена при пиролизе этана, на 30% ниже, чем при пиролизе нафты, а энергетические затраты меньше на 35-37%. Весьма перспективна технология превращение этана напрямую в ВХМ, минуя сам этилен, оксихлорированием с применением модифицированного катализатора Циглера-Натта (12).

$$C_2H_6 + Cl_2 + 0{,}5O_2 \rightarrow C_2H_3Cl + HCl + H_2O \quad (12)$$

Однако формирование ориентированной только на этан газохимии на тупиковой ветке газоснабжения может быть связано с определенными рисками. Так, подача Ковыктинского газа на переработку в объеме 5,5 млрд. м^3 в год позволит выделить до 270 млн. м^3 этана и выработать, около 400 тыс. т этилена, что может быть недостаточно, исходя из планов Саянскхимпласта. При этом, прочие потребители должны потребить запланированные 5,0 млрд. м^3 метана. Снижение этих объемов вызовет зависимый пониженный выход метана, что скажется на ухудшении экономических показателей газохимического производства. Выходом является одновременное сырьевое использование и этана, и метана.

Методы получения низших олефинов из природного газа развиваются. Ряд из них - инновационные по характеру принимаемых решений (Рисунок 1).

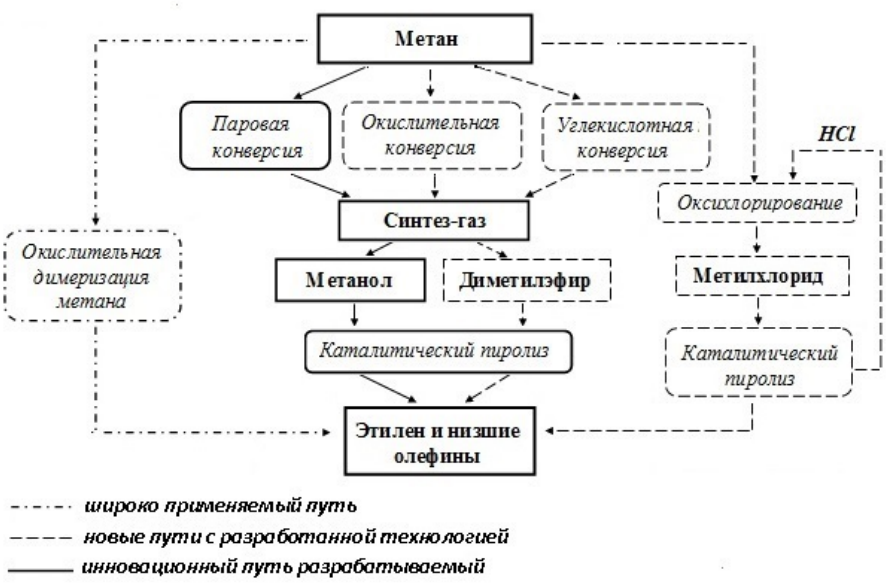


Рис. 1.Возможные пути производства низших олефинов на основе метана.

Широко применяемый в мировой практике процесс производства этилена из метана состоит из трех стадий. На первой осуществляется паровая конверсия метана в синтез-газ на никелевом катализаторе при температуре 900-1000 ºС (основная реакция) (13).

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 - Q \quad (13)$$

На второй из синтез-газа при высоком давлении и в присутствии катализатора получают метанол.

$$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH \quad (14)$$

На третей осуществляется каталитическое разложение (пиролиз) метанола с получением низших олефинов (процесс МТО – метанол в олефины)(15).

$$CH_3OH \rightarrow C_2H_4 + C_3H_6 + C_nH_{2n} + nH_2O \quad (15)$$

Катализатором чаще всего служат тонкодисперсные цеолиты, которые в нашей стране в промышленных масштабах не производят.

В настоящий момент в газохимии разворачивается своеобразное соревнование технологий. По целому ряду позиций складываются уникальные возможности для возникновения инновационных подходов в разработке способов получения низших олефинов из метана. Ключевую роль играют технологии, основанные на эффективных катализаторах.

Российскими учеными разработаны способы прямого получения (с применением доступных и эффективных катализаторов) диметилового эфира (CH_3OCH_3) из синтез-газа с последующим его разложением на низшие олефины.

Одной из новейших разработок российских ученых стали катализаторы, которые позволили со 100%-й конверсией проводить углекислотную конверсию метана в синтез-газ (16).

$$CH_4 + CO_2 \rightarrow 2CO + 2H_2 - Q \qquad (16)$$

Весьма актуальным является также метод окислительной конверсии (17).

$$CH_4 + 0{,}5O_2 \rightarrow CO + 2H_2 + Q \quad (17)$$

Определенные трудности в практическом осуществлении всех методов конверсии метана могут быть связаны со значительным тепловым эффектом: как эндотермичность реакций паровой и углекислотной конверсии, так и экзотермичность кислородной конверсии метана.

Важнейшей альтернативной технологией производства этилена является новый процесс МХТО (метилхлорид в олефины) [3]. Он не требует крупных капитальных затрат на производство синтез-газа, так как минует эту стадию. Метилхлорид образуется оксихлорированием метана с силикоалюмофосфатным катализатором (18).

$$CH_4 + HCl + 0{,}5O_2 \rightarrow CH_3Cl + H_2O \quad (18)$$

Затем посредством каталитического пиролиза превращается в олефины (19).

$$CH_3Cl \rightarrow C_2H_4 + C_3H_6 + C_nH_{2n} + nHCl (19)$$

Данный процесс получения низших олефинов проходит при средних температурах (450-500 ºС). Селективность по этилену и пропилену составляет 85%.

Получаемый при получении олефинов HCl полностью возвращается в производство метилхлорида. Таким образом, производство сбалансировано по хлору.

Эта технология высокоэффективна и хорошо вписывается в действующее хлорщелочное производство ОАО «Саянскхимпласт» для производства полимеров из метана.

Очень высокий интерес представляет инновационный процесс прямого превращения метана в этилен – окислительная димеризация метана (ОДМ). Так как процесс проходит в одну стадию, он может, при длительном сохранении свойств катализатора и их высокой селективности, привести к резкому сокращению производственных затрат при получении целевой продукции. Наибольшее продвижение связано с исследованиями российских ученых (Дедов А.Г. и другие).

В «Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса до 2030 года» в перечне приоритетных продуктовых направлений химической промышленности производство поливинилхлорида и полиуретанов выделено как одно из наиболее привлекательных. Полиуретаны - это импортируемая продукция высоких химических переделов, которая обладает большим внутренним рынком сбыта и высоким потенциалом роста.

Приход природного газа на ОАО «Саянскхимпласт» позволит организовать производство полиуретанов, нового в стране и инновационного по характеру принимаемых решений.

Производство новых полимеров (полиуретанов и поликарбонатов) будет органично вписываться в действующее хлор-щелочное производство предприятия [4]. Есть необходимые условия, чтобы производства поливинилхлорида, поликарбонатов и полиуретанов были организованы в едином интегрированном комплексе, поскольку они объединены общими потоками - метана, хлора, синтез-газа, метанола, пропилена, бензола, хлористого водорода . При такой схеме газ используется комплексно, в результате чего получаются продукты с высокой добавленной стоимостью и повышается эффективность производства.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Приведенный анализ позволяет сделать вывод о серьезности проблем в развитии крупных химических предприятий Иркутской области, снижающих потенциал развития и конкурентоспособность на рынке. Проблемы в первую очередь связаны с отсутствием крупнейших сегментов собственной ресурс-

ной базы – этилена на ОАО «Саянскхимпласт» и аммиака на ООО «Азотно-туковый завод», которые поставляютя извне.

Разработка Ковыктинского месторождения с поставкой природного газа на эти предприятия позволит организовать недостающие производства с наиболее эффективным его использованием, заключающемся в применении передовых и инновационных технологий. Следствием станет возникновние газохимии с получением продукции высокой добавленной стоимости, что придаст импульс инновационному развитию Иркутской области.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационное развитие экономики России. - М.: Институт компьютерных исследований, 2013. - С. 30.

[2] Молчанов С.А, Комплексная подготовка и переработка многокомпонентных природных газов на газохимических комплексах. - М.: ООО « Издательский дом недра», 2013. - 517 с.

[3] Трегер Ю.А. Получение низших олефинов из природного газа через синтез промежуточных продуктов. // Газовая промышленность. - 2015. №2. - С.19.

[4] Селезнев А.В. Возможные пути переработки компонентов природного газа в полимерную продукцию в условиях инфраструктуры хлор-щелочного производства // Газохимия - 2010. март-апрель. - С.70-72

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Филиппов Александр Евгеньевич – кандидат технических наук, в 1985-1997 гг. сотрудник СЭИ СО РАН, в 2006-2014 гг. зав. лабораторией топливоснабжения ОАО «Газпром промгаз»



Филиппов Станислав Александрович – аспирант ИРНИТУ, в 2007-2014 гг. сотрудник ОАО "Газпром промгаз"

Моделирование режимов функционирующих и проектируемых ГЭС Ангарского каскада

Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, В.М. Никитин, Е.Н. Осипчук

Рассматривается каскадно-бассейновый подход для моделирования режимов функционирующих и проектируемых ГЭС Ангарского каскада, позволяющий сглаживать риски и трансграничные противоречия для участников бассейна водосбора, включающего р.Ангара, оз.Байкал и р. Селенга.

Ключевые слова: **Ангарский каскад ГЭС, каскадно-бассейновый подход, моделирование режимов ГЭС, проектируемые ГЭС, долгосрочный прогноз притока, риски**

1. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГЭС АНГАРСКОГО КАСКАДА

В настоящее время на Ангарском каскаде функционируют Иркутская, Братская, Усть-Илимская и Богучанская ГЭС с установленной мощностью 11990 мВт и со среднегодовой выработкой электроэнергии 65 млрд. кВт·ч. [1]. В связи со значительной ежегодной изменчивостью притоков воды в их водохранилища, выработка электроэнергии может колебаться в пределах ±40% от нормы.

Учитывая благоприятные условия для строительства ГЭС на р. Ангара, с середины XX века разрабатываются и уточняются различные варианты освоения гидроэнергетического потенциала в виде строительства ГЭС как на самой Ангаре (Нижнебогучанская, Мотыгинская, Стрелковская и др.), так и на её главных притоках. Предполагаемое строительство отмеченных трех ГЭС ниже Богучанской позволит увеличить установленную мощность каскада до 14270 мВт и среднегодовую выработку до 81 млрд. кВт·ч. Из всех функционирующих и проектируемых ГЭС и их водохранилищ только два больших водохранилища каскада (Иркутское с оз. Байкал и Братское) являются водохранилищами многолетнего регулирования. Усть-Илимское и Богучанское водохранилища, имеющие относительно небольшие полезные объемы выполняют сезонное регулирование. Проектируемые водохранилища ограничены призмой сработки 0.5м и их режимы будут в большей степени зависеть от режимов вышележащих ГЭС по каскаду.

В связи с особым режимом поддержания уровенного режима оз. Байкал в соответствии с изменяющимися экологическими требованиями, только Братское водохранилище остается водохранилищем многолетнего регулирования, что выдвигает его на первый план в эффективном управлении режимами ГЭС всего Ангарского каскада.

2. БАССЕЙНЫ ВОДОСБОРА РЕК АНГАРСКОГО КАСКАДА ГЭС

Особенностью Ангарского каскада является водохранилище его первой ступени - Иркутской ГЭС, включающее в себя озеро Байкал с уникальной экосистемой и соответствующими режимными требованиями поддержания уровня воды в озере. Обширный бассейн водосбора озера (рис.1) можно условно разделить на 4 части: р. Селенга (территория Монголии); р. Селенга (территория Бурятии с включением небольших территорий Читинской области); территория водосбора оставшихся рек оз. Байкал; а также территория непосредственно Иркутского водохранилища.

Предполагаемое строительство каскада ГЭС на территории Монголии в бассейне р. Селенга (Шурэн, Эгийнская, Орхон) потребует учета их влияния для режимов водохрани-

Н.В. Абасов, Т.В. Бережных, В.М. Никитин, Е.Н. Осипчук, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: berejn@isem.irk.ru).
Работа частично поддержана грантом РФФИ №14-47-04155.

лищ Ангарского каскада и уровенного режима оз. Байкал. Несмотря на то, что площадь монгольской части бассейна водосбора р. Селенга значительно больше российской, ее сток (в среднем) составляет примерно 1/3 от стока в ее устье, что объясняется наличием больших степных зон на территории Монголии и горной – на территории России.

Вторым по значимости является бассейн бокового притока в Братское водохранилище с крупными реками, берущими начала в предгорьях Восточных Саян (Иркут, Китой, Белая, Ока, Ия).

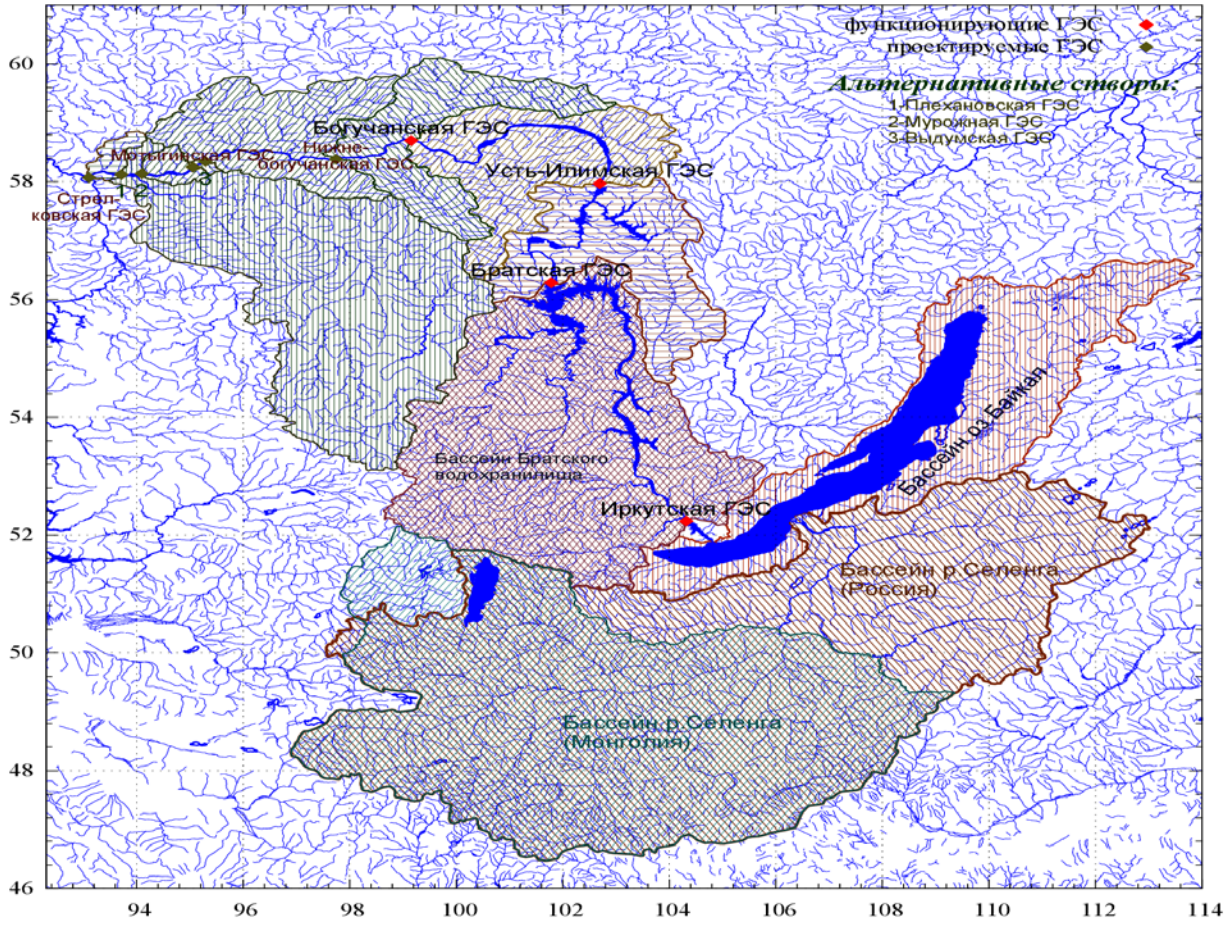


Рис. 1. Бассейны водосбора водохранилищ Ангарского каскада ГЭС

Экстремально-высокие притоки в озеро Байкал и Братское водохранилище существенно трансформируются за счёт больших полезных объёмов этих водохранилищ с последующими значительно меньшими рисками для водохранилищ ниже Усть-Илимской ГЭС.

Основными энергетическими и водохозяйственными рисками режимов проектируемых ГЭС являются длительные маловодья, наблюдаемые на озере Байкал и Братском водохранилище.

На рис.2 представлен график изменения среднегодового полезного притока в озеро Байкал и бокового притока в Братское водохранилище с отображением интегрально-разностных и сглаженных (по скользящему среднему) кривых, с выделением зон в районе нормы и указанием их долей в притоки нижележащих ГЭС Ангарского каскада.

Доля полезного притока в оз. Байкал лишь для последней ступени ГЭС равна 43%, а для всех остальных она выше 50%. Для боковых притоков в водохранилища, расположенных ниже Братской ГЭС значимым является период весеннего половодья (май-июнь), кроме последней ступени - Стрелковской ГЭС с достаточно большим бассей-

ном водосбора р. Тасеева.

Следует отметить, что максимальные паводки по притокам в оз. Байкал и Братское водохранилище существенно сглаживаются своими водохранилищами больших емкостей за счет трансформации стока. Только в случае длительных многолетних маловодных периодов риски пониженной энергоотдачи всех ГЭС каскада являются наиболее опасными. К сожалению, маловодные периоды на оз. Байкал и Братском водохранилище происходят достаточно часто с различной длительностью от 5-8 лет до 19 лет.

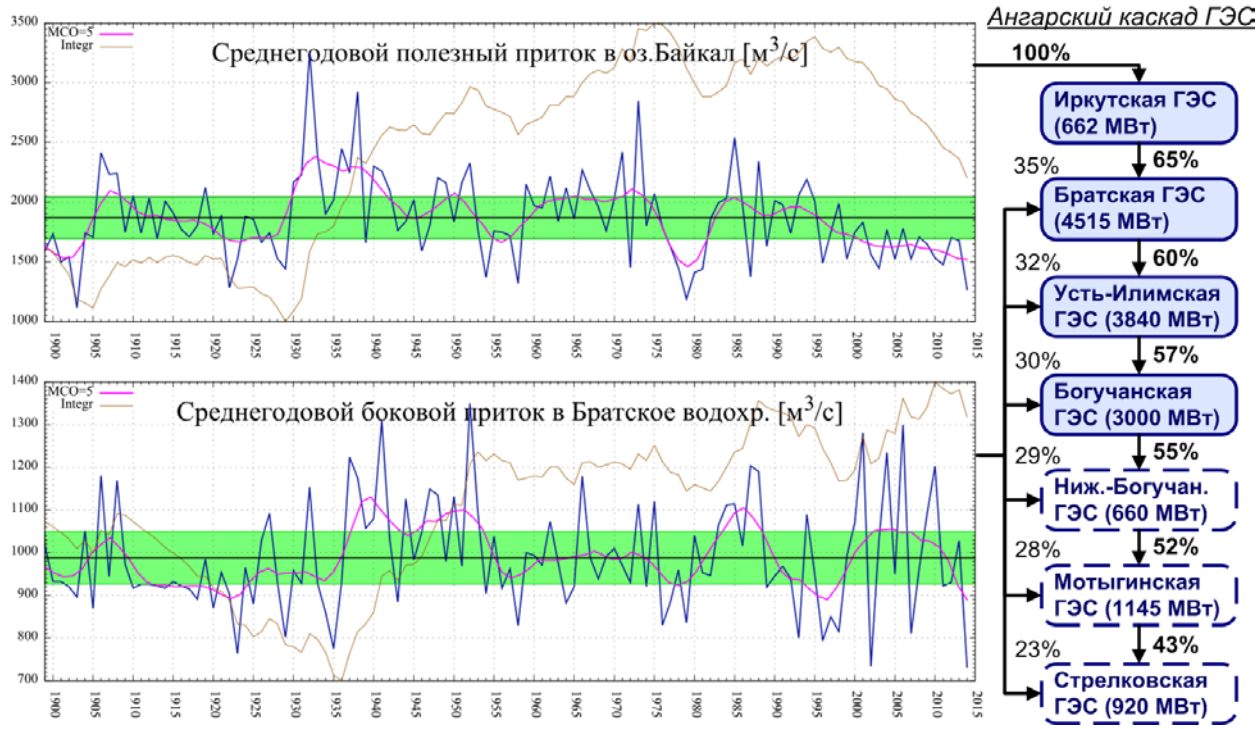


Рис. 2. Динамика изменения среднегодовых притоков в озеро Байкал и Братское водохранилище и доли их притоков для Ангарского каскада ГЭС

Притоки воды в оз. Байкал и Братское водохранилище в большей мере определяются летне-осенними осадками (третьим кварталом) и до последнего маловодья на озере (1996-2014гг.) имели значимые корреляционные связи с близким набором спектральных характеристик [2].

3. СОВРЕМЕННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ВОДНЫМИ РЕСУРСАМИ АНГАРСКОГО КАСКАДА ГЭС

Согласно водному кодексу РФ Федеральное агентство водных ресурсов в лице Енисейского бассейнового водного управления (ЕБВУ) отвечает за все противоречия, возникающие при управлении водными ресурсами. В связи с особым экологическим режимом управления уровнем оз.Байкал, с одной стороны, и значимостью его полезного притока для других ГЭС, с другой стороны, управление водными ресурсами Ангарского каскада свелось к жесткой регламентации расходов через створы ГЭС на ближайший период (до одного месяца) лишь с небольшими отклонениями.

Жесткие экологические ограничения уровенного режима верхнего бьефа Иркутской ГЭС (призма сработки в 1 м), принятые в 2001г. Постановлением Правительства РФ, не позволяют избежать всех рисков в случаях экстремально высокой и низкой водности, как в верхнем, так и в нижнем бьефах Иркутского водохранилища.

Кроме Енисейского БВУ, целью которого является лишь минимизация водохозяйственных и экологических рисков, заинте-

ресованными в повышении эффективности управления Ангаро-Енисейским каскадом являются ОДУ энергосистемы Сибири и генерирующие компании, которым принадлежат ГЭС.

Трансграничные противоречия при управлении каскадом ГЭС [3], возникающие между различными субъектами приобретают наиболее острую форму по уровенному регулированию оз. Байкал в виде:

1. Противоречия между интересами Бурятии в виде экологических ограничений поддержания уровня озера в пределах 456-457м (Тихоокеанская система отсчета) и Иркутской области в нижнем бьефе Иркутской ГЭС с рисками затоплений заселенных территорий в пойме р. Ангара в случае высокой водности или оголения водозаборов в случае малой водности;

2. Противоречия между интересами Бурятии в виде экологических ограничений уровня р. Селенга (и качества ее вод) и экономическими интересами Монголии с планами построения на монгольской территории р. Селенга каскада ГЭС.

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ УРОВЕННЫХ РЕЖИМОВ ВОДОХРАНИЛИЩ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ СЦЕНАРИЯХ ВОДНОСТИ

Притоки воды в оз. Байкал и Братское водохр. характеризуются значительной сезонной неравномерностью. Если прогноз притока весеннего половодья можно с высокой точностью оценивать по запасам снега и влаги в их бассейнах водосбора, то формирование заблаговременных надежных оценок притока в третьем квартале затруднительно в связи с неустойчивостью многих атмосферных процессов вследствие глобального изменения климата. Для моделирования уровенных режимов водохранилищ требуются достаточно надежные оценки притоков воды в водохранилища.

В ИСЭМ СО РАН разработана и развивается методология долгосрочного прогнозирования природообусловленных факторов энергетики [2] с реализацией ее методов в виде системы ГеоГИПСАР. Если в конце XX века достаточно успешно формировались прогностические оценки водности в бассейнах оз.Байкал и Братского водохр. с годовой и более заблаговременностью, то в настоящее время, в связи со значительными наблюдаемыми изменениями климата, необходимо их постоянно уточнять с учетом непрерывного мониторинга климата.

При устойчивых климатических связях долгосрочные оценки водности определялись через системную обработку вероятностных, аппроксимативных (нейросетевых) и качественных (в виде поиска пространственно-временных зависимостей притоков и стоков рек, включая связи со многими геофизическими и гелиофизическими процессами) методов.

В настоящее время при формировании прогностических оценок дополнительно используются:

1. Вейвлет-анализ (непрерывный и дискретный) для выделения тенденций поведения сравниваемых процессов в разных масштабах времени, выделения и уточнения спектральных характеристик;

2. Проведение анализа изменения геоклиматических показателей с поисками наиболее близких аналогов по состоянию атмосферы для исследуемых периодов;

3. Технология мониторинга, накопления и обработки прогностических ансамблей метео-показателей атмосферы Земли по глобальным климатическим моделям, формирующим траектории ее состояния на период до 10 месяцев с разрешением в несколько часов для каждой ячейки сеточных данных $1^o x 1^o$ (рис.3).

Для каждой исследуемой зоны или пункта формируются прогностические распределения выбранного показателя (геопотенциала, температуры, влажности, направления и скорости ветра и др.) с выделением медиан и их сопоставления с распределениями фактических показателей (на рисунке – по данным 1978-2013гг.).

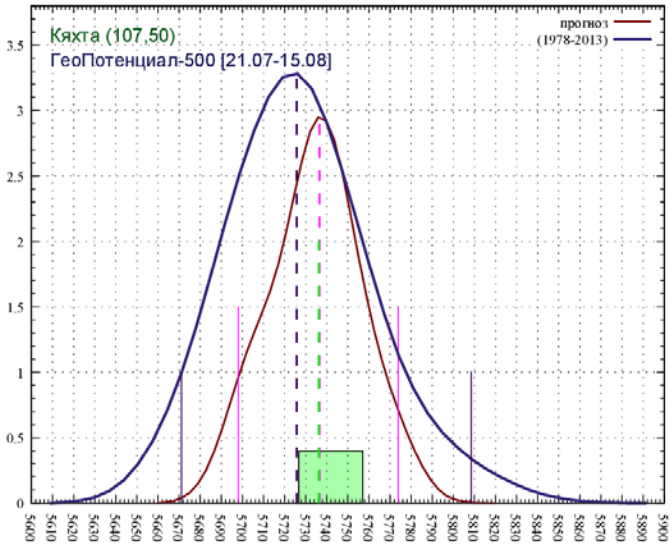


Рис. 3. Пример распределения прогностических показателей геопотенциала (по обработке более 40 прогностических ансамблей глобальной модели CFS) на высоте 500Гпа для пункта Кяхта в июле-августе 2015г. в сопоставлении с данными глобального мониторинга и выделением области значений для последних 5-ти прогностических ансаблей .

В связи с несовершенством глобальных климатических моделей синтезируемые прогностические функции распределения вероятностей различных метео-показателей уточняются с помощью других методов анализа и прогнозирования, разработанных в системе.

На основе прогностических исследований формируются три сценария притоков воды в водохранилище с оценками вероятностей их осуществимости в виде: экстремально низкая, экстремально высокая и наиболее вероятная водности. Некоторые сценарии могут отбрасываться, как маловероятные.

На рис.4 приведено моделирование экстремально низкого сценария водности по оз. Байкал в виде отдельных графиков полезного притока, расхода и уровня, как наиболее вероятного на 2015-2016 гг. по состоянию на конец июля 2015г с отображением 1980г. - аналога по притоку и 1903г – минимально наблюденного. Прогностический сценарий показывает, что при минимально допустимых по ограничениям нижнего бьефа Иркутской ГЭС (1300/1250м^3/с) уровень озера повторно после 2014 г. пересечет минимальную, установленную Правительством РФ отметку 456.0м в январе-феврале 2016г. Только в случае притока близкого к норме и выше (на рисунке) в оставшиеся летние и осенние месяцы можно избежать понижение уровня озера ниже допустимой.

Для моделирования режимов ГЭС в ИСЭМ СО РАН разработана технология метамоделирования [4], позволяющая системно объединять разнородные модели в единую систему: оптимизационные; основанные на использовании различных диспетчерских графиков; стохастические с использованием и без использования прогностических сценариев притока.

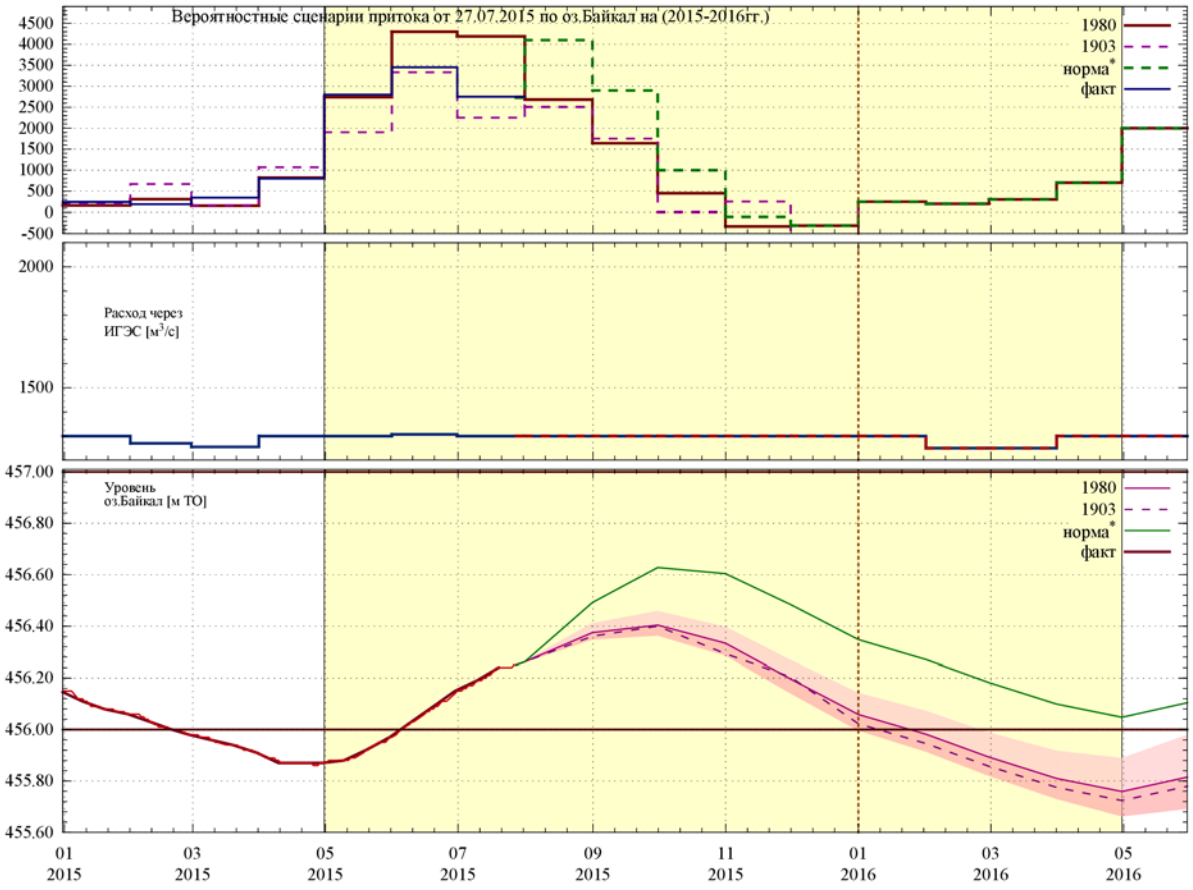


Рис. 4. Пример прогностического сценария развития водности на оз. Байкал в 2015 г.

5. КАСКАДНО-БАССЕЙНОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ АНГАРСКОГО КАСКАДА ГЭС

Если регулирование уровня оз. Байкал определяется в большей степени его экологическими ограничениями, то для Братского водохр. - требуется знание режимов вышестоящей Иркутской ГЭС и ожидаемого его бокового притока. Для моделирования режимов остальных ступеней (включая проектируемые ГЭС) каскада необходимо моделировать режимы вышестоящих ГЭС, что и определяет каскадное управление.

Бассейновый подход к управлению водными ресурсами позволяет выявлять водохозяйственные, экологические и энергетические риски, а также трансграничные противоречия между различными водопользователями и водопотребителями. Этот подход включает мониторинг качества воды и уровенные режимы рек на административных границах субъектов бассейна.

В настоящее время управление режимами ГЭС Ангарского каскада в большей мере определяется Енисейским БВУ, основным критерием которого является устранение и минимизация возможных рисков (водохозяйственных, экологических, энергетических).

Для объединенной энергосистемы Сибири требуется минимизация энергетических рисков с учетом заблаговременного ввода/вывода дополнительных мощностей тепловых электростанций.

Только генерирующие компании (Иркутскэнрго, Русгидро, Евросибэнерго) заинтересованы в максимальной прибыли, но они, фактически, не имеют свободы для маневров из-за жестких водохозяйственных и экологических ограничений.

На рис. 5 приведена примерная схема повышения эффективности управления режимами ГЭС Ангарского каскада через передачу части рисков от ЕБВУ к генерирующим

компаниям и использованием страховых фондов для их компенсации.

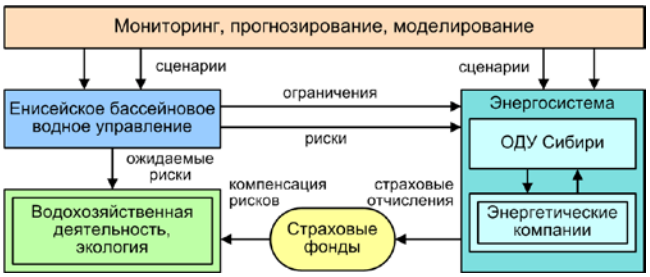


Рис. 5. Схема взаимодействия водохозяйственной и энергетической систем Ангарского каскада ГЭС с использованием прогностических сценариев водности.

На основе постоянного мониторинга уровней водохранилищ, гидро- и климатических показателей формируются наиболее вероятные прогностические сценарии водности и уровенных режимов, которые передаются всем участникам водопользования. В связи с вероятностными характеристиками сценариев определенной части ограничений назначается цена, которую генерирующие компании учитывают (для компенсации, в случае их нарушения) в своих моделях управления.

В предлагаемом подходе существенно возрастает роль прогнозирования и формирования наиболее вероятных и экстремальных сценариев водности с оценками и уточнениями их вероятностей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Предложенный каскадно-бассейновый подход позволяет комплексно формировать и моделировать различные сценарии водности на водохранилищах Ангарского каскада ГЭС с возможностью более эффективного управления с минимизацией энергетических, водохозяйственных и экологических рисков, а также основой для устранения трансграничных противоречий.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Гидроэнергетические проблемы Байкала / В. М. Никитин, В.А. Савельев, Т.В. Бережных, Н.В. Абасов. - Регион: экономика и экология, 2015, № 3 (в печати).

[2] *Абасов Н.В., Бережных Т.В., Ветрова В.В.* Долгосрочное прогнозирование гидроэнергетического потенциала каскада ГЭС в условиях изменения климата // Известия РАН, Энергетика, 2012, №1. С. 49-57.

[3] *Абасов Н.В., Бережных Т.В., Марченко О.Ю., Никитин В.М., Осипчук Е.Н.* Прогнозирование водности в бассейнах Енисея, Ангары, озера Байкал и моделирование режимов работы ГЭС с учётом трансграничных противоречий // Матер. VIII Междунар. науч.-практ. конф. "Реки Сибири и Дальнего Востока" - Иркутск: ИРОО "Байкальская Экологич. Волна", 2013. С. 100-103.

[4] *Осипчук Е.Н., Абасов Н.В., Бережных Т.В., Никитин В.М.* Моделирование долгосрочных режимов ГЭС с учётом вероятностных показателей притоков // Тр. V межд. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодёжи». Т.1. – Томск: Мин-во образования и науки РФ, Томский политехнический университет, 2014. С. 420-424.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Абасов Николай Викторович – ведущий научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат технических наук. Основные научные интересы: методы и технологии для моделирования режимов ГЭС с учетом долгосрочных прогнозов водности и климата.

Бережных Тамара Васильевна – старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат географических наук. Основные научные интересы: выявление пространственно-временных закономерностей колебаний речного стока и установление климатических и геофизических причин формирования стока.

Никитин Вячеслав Михайлович – главный специалист ИСЭМ СО РАН, доктор технических наук. Основные научные интересы: основы бассейнового подхода к управлению режимами ГЭС с основами рационального их управления.

Осипчук Евгений Николаевич – научный сотрудник ИСЭМ СО РАН, кандидат технических наук. Основные научные интересы: ГИС-поддержка в энергетике, оптимизация режимов ГЭС, разработка прикладных программных систем.

О необходимости стратегического планирования развития гелиевой промышленности

А.В. Ларионов, Н.В. Павлов

Начало строительства магистрального газопровода «Сила Сибири» означает, что в краткосрочной перспективе в Восточной Сибири начнется промышленное освоение уникальных по содержанию гелия газовых месторождений. Проблема эффективного использования и сохранения гелия – ресурса имеющего стратегическое значение, требует неотлагательного решения. В статье проведен аналитический обзор перспективной востребованности гелия на внешнем и внутреннем рынке, приведены предпосылки обосновывающие необходимость долгосрочного планирования развития отрасли

Ключевые слова: **гелий, Восточная газовая программа, подземное хранилище, экспорт газа, мембранная технология, газопереработка**

1. ВВЕДЕНИЕ

Гелий – уникальный продукт, широко применяемый в различных отраслях мирового хозяйства. Гелий относится к редким и невозобновляемым природным ресурсам, обладает уникальными свойствами: химически инертен даже при высоких температурах, нетоксичен, не радиоактивен, обладает высокой по сравнению с другими инертными газами теплопроводностью и самой низкой температурой кипения. Жидкий гелий – жидкость с наиболее низкими температурами из всех веществ, характеризующаяся сверхтекучестью и уникальной теплопроводностью. Перспективы развития ряда системообразующих отраслей связаны с использованием гелия.

2. РЕСУРСНАЯ БАЗА ГЕЛИЯ

На начало 2013 г. мировые запасы гелия в составе природного газа составили около 44,2 млрд. м^3. Более 90% мировых запасов гелия сосредоточено на территории 4 стран: Российской Федерации (12,2 млрд. м^3), США (9,6 млрд. м^3), Алжире (8,2 млрд. м^3), Катаре (10,0 млрд. м^3).

ТАБЛИЦА 1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ ГЕЛИЯ ПО СТРАНАМ (ПО КАТЕГОРИЯМ A+B+C1)[1]

Страна	Запасы гелия, млрд. м^3	Концентрация гелия в природном газе, %
РФ	12,2	0,035-0,60
Катар	10,0	0,1-0,2
США	9,6	0,1-1,9
Алжир	8,2	0,17-0,19
Канада	2,0	0,05-0,19
Китай	1,1	0,15-0,2
Нидерланды	0,6	0,02-0,12
Польша	0,3	0,06
Австралия	0,2	0,05-0,2
Всего	**44,2**	**0,02-1,90**

3. РЫНОК ГЕЛИЯ

Существующий уровень потребления гелия в мире составляет около 170 млн. м^3 в год, из которых 35% приходится на Северную Америку, 19% - на страны Европы, 37% - на страны Северо- и Юго-восточной Азии, 2% - Россию и СНГ, и 7% - на другие страны. [4] Основными сферами использования гелия являются ракетно-космическая, электронная, атомная промышленность, судостроение, медицина, фундаментальные и прикладные науки, индустрия развлечений и реклама и т.д. [8] С 2015 года за счет снижения отбора гелия из подземных хранилищ Клиффсайд прогнозируется сокращение производства гелия в США, что в совокупности с ростом потребления может изменить конъюнктуру

А.В. Ларионов, Н.В. Павлов, Институт физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия (e-mail: pavlov_nv@iptpn.ysn.ru).

[1] *Источник: отчет The Bureau of Land Management USA (сайт blm.gov)*

на рынке гелия и создать предпосылки для роста экспорта российского гелия. [7]

Ожидаемое к 2030 году увеличение потребления гелия обусловлено ростом мировой экономики и ослаблением ресурсных ограничений. Согласно работам, выполненным Институтом экономики и организации промышленного производства СО РАН, спрос на гелий в мире к 2030 году оценивается на уровне от 279 до 324 млн. $м^3$ в год в зависимости от темпов роста экономики. [5,6] Для указанных сценариев темпов роста потребления гелия к 2030 году в США прогнозный спрос оценивается на уровне до 123 млн. $м^3$/год, в странах АТР – до 98 млн. $м^3$/год и в Европе – до 69 млн. $м^3$/год.

Внутреннее потребление гелия в России в период 2005-2013 годов увеличилось более чем в 3 раза с 1,0 млн. $м^3$ в 2005 году до 3,4 млн. $м^3$ в 2013 году. По прогнозам потребление гелия в Российской Федерации к 2030 году может составить 5-10 млн. $м^3$ в год. [5]

В настоящее время Оренбургский гелиевый завод, сформированный на базе ресурсов одноименного месторождения, является единственным производителем гелия в Российской Федерации, который ежегодно выпускает 3,6 млн. $м^3$ гелия и полностью удовлетворяет внутрироссийский спрос, но из-за истощения запасов объем производства завода будет сокращаться.

Таким образом, оценка потенциала внешнего и внутреннего рынка гелия, добываемого на территории России, показывает, что её потенциал оценивается на уровне 40 млн. $м^3$ в год к 2020 году и 80 млн. $м^3$ в год к 2030 году. [5]

Действительно, для покрытия прогнозного мирового спроса на гелий в среднесрочной перспективе необходимо строительство дополнительных мощностей к уже существующим и заявленным производствам. До 2016 года в мире запланирован ввод нескольких новых проектов в Катаре, Алжире и США – общим объемом товарного гелия до 40 млн. $м^3$ в год, что в краткосрочной перспективе удовлетворит растущий спрос. После 2016 года в мире теоретически возможно появление новых, не анонсированных на сегодня проектов, тем не менее, предпосылки для запуска гелиевых производств, сопоставимых по масштабу с проектами, запланированными в Российской Федерации, способных компенсировать выпадающие с рынка объемы Клиффсайд, объективно отсутствуют.

С началом реализации крупномасштабной добычи гелийсодержащего природного газа в зоне формирования нефтегазового центра Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия) [1] Российская Федерация может стать крупнейшим производителем и поставщиком гелия на мировой рынок, в том числе, в страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

Газпром в рамках реализации Восточной газовой программы приступил к освоению месторождений Чаяндинское и Ковыктинское, строительству экспортно-ориентированной газотранспортной системы «Сила Сибири». При выходе на производственную мощность добычи газа на указанных месторождениях суммарный извлекаемый объем попутного гелия кратно превысит прогнозируемый дефицит продукта на мировом рынке [5].

Содержание гелия в недрах Чаяндинского месторождения в среднем оценивается в 0,58%. [19] При годовом объеме добычи газа в 25 млрд. $м^3$, содержание попутного гелия составит порядка 145 млн. $м^3$. (рис. 1).

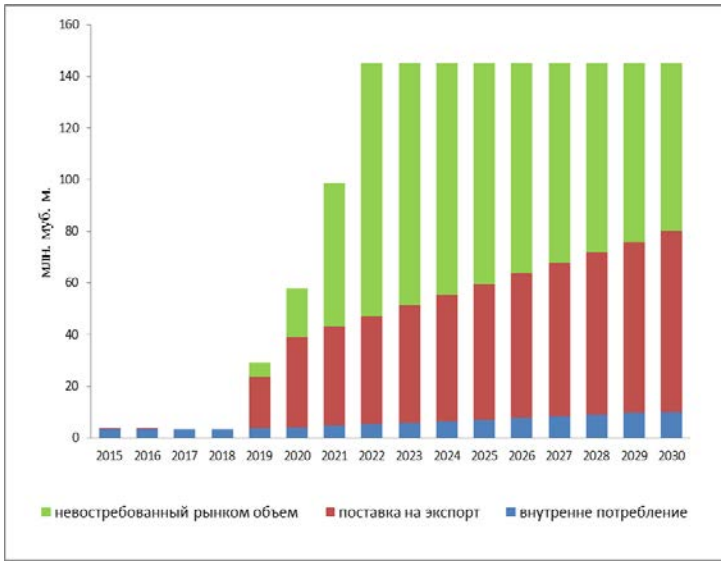


Рис. 1. Прогнозная динамика распределения гелия,

извлеченного из природного газа Чаяндинского НГКМ

Для сохранения невостребованного рынком гелия компания планирует установить мембранную двухступенчатую установку по выделению гелиевого концентрата на месторождении, с целью последующей обратной закачки гелия в пласты месторождения. Таким образом, Газпром собирается снизить содержание гелия в природном газе, поставляемом в трубопроводную систему «Сила Сибири». [18]

На Амурском ГПЗ, который будет построен совместными усилиями Газпрома и Сибура, все ценные компоненты природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу «Сила Сибири», будут извлекаться и перерабатываться, в том числе товарный гелий планируется производить на установке тонкой очистки. Согласно проектной документации полученный продукт будет сжижаться путем охлаждения до криогенной температуры и в таком виде транспортироваться автомобильным и водным транспортом. В морском порту Владивостока будет построен специальный «хаб» для перевалки на морской транспорт, что позволит российскому гелию выйти на открытый мировой рынок.

Изложенная схема извлечения, очистки и сохранения гелия разработана для конкретного проекта разработки Чаяндинского месторождения. Она, в первую очередь, нацелена на достижение максимального экономического эффекта на проектном уровне. Между тем, задача рационального использования и сохранения невостребованного рынком гелия является стратегической задачей государственного уровня и требует более тщательной проработки с долгосрочным горизонтом планирования, существенно превышающем сроки освоения газовых месторождений.

Опыт развития гелиевой промышленности США показывает, что проекты в указанном секторе экономики имеют жизненный цикл более 50 лет. Например, подземное хранилище Клиффсайд с объемом хранения гелия-сырца 1,1 млрд. $м^3$ было создано и заполнено в начале 70-х годов прошлого столетия и функционирует по сей день. [7]

Учитывая, что запасы гелия на месторождениях России составляют существенную долю от общемировых, необходимо разработать и реализовать стратегическую программу в области гелиевой промышленности. Проекты по извлечению, реализации и сохранению гелия должны оцениваться не только на уровне экономической эффективности, при принятии решений высокий приоритет должна иметь оценка общеэкономической эффективности в долгосрочном прогнозном периоде. Для этого необходимо консолидировать усилия всех сторон нефтегазодобывающих и транспортирующих предприятий, финансового сектора, науки и государства.

Гелий содержится не только на месторождениях Газпрома, но и на месторождениях других недропользователей: НК «Дулисьма», ООО «Иркутская нефтяная компания», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть», ОАО «АЛРОСА-Газ» и т.д. Данным предприятиям по причине ограниченности содержания гелия в природном газе, размеров самих месторождений и иных ограничивающих параметров экономически не целесообразно «заниматься» гелием. В связи с этим, существует необходимость создания производственной инфраструктуры для развития гелиевой промышленности. Должно быть сформировано единое централизованное выделение и хранение концентрата гелия из природного газа, транспортируемого по магистральному газопроводу «Сила Сибири». Это позволит использовать и сохранить практически весь объем стратегического продукта.

Хранилище концентрата гелия обязательно должно быть связано реверсивным трубопроводом с производством товарного продукта (установкой тонкой очистки гелия). Только в этом случае, Россия сможет оперативно реагировать на изменение мирового рынка, стать его полноценным и влиятельным игроком.

Перспективные районы для организации централизованного хранения гелиевого кон-

центрата в соляных кавернах и в малых истощенных газовых месторождениях существуют по пути следования магистрального газопровода «Сила Сибири» на территориях Республики Саха (Якутия), Амурской и Иркутской областей. Необходимо проведение полномасштабных геологоразведочных работ для определения возможности создания в указанных районах хранилищ, и выяснить их технико-экономические характеристики.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проекты по извлечению, сохранению гелиевого концентрата и его тонкой очистке должны быть взаимоувязаны в техническом, временном и межотраслевом пространствах. Они, прежде всего, должны преследовать решение стратегической задачи по рациональному использованию, реализации и сохранению всего объема гелия, извлекаемого из недр Российской Федерации, для достижения максимального полезного эффекта в масштабах всей народно-хозяйственной экономики страны в долгосрочном периоде.

Для достижения указанной цели необходимо реализовать в первоочередном порядке следующие мероприятия:

1) провести комплекс геологических изысканий с целью уточнения существующих запасов гелия и определения возможных площадок формирования долгосрочных хранилищ гелиевого концентрата;

2) провести комплекс научных исследований в области извлечения гелиевого концентрата из потока природного газа, транспортировки концентрата и товарного гелия, тонкой очистке гелия.

На основании полученных результатов можно будет определить возможные параметры развития гелиевой промышленности, утвердить стратегический документ, определяющий вектор развития гелиевой промышленности России, принять необходимые решения на законодательном уровне и разработать соответствующую государственную программу.

Как было отмечено в начале статьи, гелий – это уникальный продукт, без которого невозможно развитие современных производств. Его наличие будет являться важным «козырем» в инновационном развитии страны. Поэтому при разработке гелийсодержащих месторождений необходимо руководствоваться не только достижением сиюминутной выгоды, но и необходимостью принимать решения заглядывая за горизонт многих десятилетий.

5. ЛИТЕРАТУРА

[1] Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Сырьевая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2006. - №2 – с.7-15.

[2] Якуцени В.П. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности // Нефтегазовая геология: теория и практика. – 2009. Т.4. - №2, с.6.

[3] Якуцени В.П. Традиционные и перспективные области применения гелия // Нефтегазовая геология: теория и практика. 2009. Т.4.- №1. с.1-8.

[4] Yakutseni V.P. World helium resources and the perspectives of helium industry development // Нефтегазовая геология: теория и практика. – 2014. Т.9 - №1, с.14.

[5] Крюков В.А., Силкин В.Ю., Токарев А.Н., Шмат В.В. Комплексный реинжиниринг процессов хозяйственного освоения ресурсов гелия на Востоке России. – Новосибирск: ИЭОПП СО РАН, 2012. -184 с.

[6] Крюков В.А. Организационно-финансовый реинжиниринг проектов освоения нефтегазовых ресурсов Восточной Сибири. Открытый семинар “Экономические проблемы энергетического комплекса (семинар А.С. Некрасова)”, 132 заседание от 19 июня 2012 г.

[7] Якуцени В.П. Историко-аналитический обзор законодательного обеспечения эффективного использования и сохранения ресурсов гелия в США // Нефтегазовая геология: теория и практика. – 2008. Т.3. - №4. с.6.

[8] Молчанов С.А. Запасы, производство и потребления гелия // Газовая промышленность. – 2010. - №4. с.53-56.

[9] Рубан Г.Н., Бондарев В.Л., Королева В.П., Королев Д.С. Критерии выбора хранилищ гелиевого концентрата в Восточной Сибири // Георесурсы. 2010. №4 (36) с.29-32.

[10] Лавренченко Г.К., Уткин В.Н. Как предотвратить «гелиевую недостаточность»? // Технические газы. 2013. №3. с.2-11.

[11] Столыпин В.И., Молчанов С.А. Запасы, производство и потребления гелия в России // Наука и техника в газовой промышленности. 2011. №2. с.9-12.

[12] Сафронов А.Ф. О создании федерального запаса гелия на базе Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения // Вестник ЦКР Роснедра. 2012. №2. с.24-26.
[13] Бабаян М.А., Жиленко Е.А., Игошин А.И. Перепрофилирование подземного хранилища гелиевого концентрата для хранения углеводородной продукции // Газовая промышленность. – 2010. №4. – с.30-32.
[14] Коржубаев А.Г., Филимонова И.В., Эдер Л.В. Стратегия комплексного освоения ресурсов и запасов газа Восточной Сибири и Дальнего Востока // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2009. №1 – с.18-28.
[15] Рубан Г.Н., Бондарев В.Л., Королева В.Л., Королев Д.С. Оценка возможности создания хранилищ гелиевого концентрата в Иркутской области // Газовая промышленность. – 2010. - №4. с.24-25.
[16] World Energy Outlook 2014 – Paris: International Energy Agency. 2014.
[17] Суходулов Я.А., Реализация Восточной газовой программы и перспективы освоения газовых ресурсов Восточной Сибири // Известия Иркутской государственной экономической академии. – 2014. № 6 (98) – с. 63-71.
[18] Киселенко Н.Н., Махошвили М.Ю., Семиколенов Т.Г., Ведин В.А., Е.А. Еремин, Жаграфов Ф.Г., Регулирование объемов производства при освоении месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока с использованием мембранных технологий // Газохимия. – 2011. №2(18) – с. 42-47.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Ларионов Александр Валерьевич – ведущий инженер отдела проблем энергетики Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия, окончил Московский физико-технический институт (ГУ) по специальности «прикладные математика и физика». Область научных исследований – экономика нефтегазового сектора.



Павлов Никита Владимирович – научный трудник отдела проблем энергетики Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия. Окончил Институт математики и информатики Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова по специальности «информатик-экономист», факультет энергетики Иркутского государственного технического университета. Область научных исследований – разработка инструментов для исследования ТЭК.

Особенности освоения и техногенное воздействие Эльгинского угольного комплекса на природную среду

Н. В. Павлов, Д.Д. Пинигин

В статье рассматривается ход строительства Эльгинского угольного комплекса как формирование геотехнической системы. Отражены особенности освоения и вопросы динамики изменения компонентов окружающей природной среды в зоне воздействия комплекса.

Ключевые слова: **угольный комплекс, природный комплекс, геотехническая система, подсистемы, воздействие, взаимосвязи**

1. ВВЕДЕНИЕ

В августе 2011 г. введен в эксплуатацию разрез на крупнейшем в России Эльгинском месторождении коксующихся углей, расположенном в Южной Якутии. Запасы угля на Северо-Западном участке месторождения составляют более 2 млрд. т коксующегося и энергетического угля. Проект освоения данного месторождения реализуется в рамках утверждённой Долгосрочной программы развития угольной промышленности России на период до 2030 года и имеет общегосударственное значение, в результате его реализации будет создан новый центр угледобычи мирового уровня на Дальнем Востоке Российской Федерации [1].

По состоянию на конец 2014 г. на разрезе добыто 1785 тыс. т рядового угля. Согласно плану ООО «Эльгауголь», годовой объем добычи в 2015 г. должен составить 3,8 млн. т рядового угля. На территории месторождения работает также горно-обогатительный комплекс, формирующий с горнодобычным и иными цехами Эльгинский угольный комплекс. В ближайшей перспективе предусмотрен выход на проектную мощность I очереди строительства разреза – 9,0 млн т/год с развитием работ на Западном эксплуатационном участке.

Добыча и обогащение угля в Эльгинском угольном комплексе, как и любая горнопромышленная деятельность окажет значительное воздействие на все компоненты природной среды территории юго-восточной оконечности Республики Саха (Якутия). В процессе добычи угля к выходу на проектную мощность III очереди строительства Эльгинского разреза (27,0 млн. т в год) образуются большие пространства, нарушенные горными выработками (S > 3 тыс. га), отвалами пород (S = 1336 га) и отходами переработки, представляющие собой бесплодные поверхности, отрицательное влияние которых распространится на окружающие территории.

Реализация проекта осуществляется в суровых климатических условиях и требует высоких капиталовложений. На настоящий момент инвестировано более 2 млрд. долларов США собственных средств компании ОАО «Мечел»:

- проведены изыскательские работы и подготовлена проектная документация;

- проложена железная дорога от станции Улак протяженностью 315 км;

- построена автомобильная дорога от станции Улак до месторождения;

- введен в эксплуатацию участок первоочередной отработки месторождения;

- завершено строительство круглогодичной обогатительной фабрики мощностью более 2 млн.т в год.;

- идут работы по модернизации порта Посьет.

Отличительными особенностями угля месторождения являются его хорошие экологические характеристики - низкое содержание серы и азота (в 2 раза меньше чем у основных конкурентов). В связи с этим уголь месторождения может претендовать на получение определенной доли рынка энергетических углей в Северо-Восточной Азии [2,3].

2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

Основным постулатом геотехнической концепции является положение, что техническое сооружение и природная среда являются составными частями единого сложного образования – промышленной геотехнической системы «Техническое сооружение − природная среда – человек». Ведущая роль в геотехнической системе отводится человеческой деятельности (обществу), которая осуществляет управляющую и регулирующую роль во всей геотехнической системе [5].

Изучение взаимодействия угледобывающего комплекса с природной средой рассмотрено на примере разработки Эльгинского каменноугольного комплекса, представленного в виде угледобывающей геотехнической системы «Угледобывающий комплекс – природная среда - человек», в которой можно выделить два *блока*: технический и природный.

- технический представлен комплексом сооружений промышленного назначения, объединенных единым производственно-технологическим процессом (добыча и обогащение угля) и производственной инфраструктурой;

- природный, включающий природные комплексы разного иерархического ранга, отдельные компоненты которых: а) являются необходимыми для возникновения и существования производственного объекта (в качестве природных условий); б) непосредственно участвуют в производственном процессе (в качестве природных ресурсов: как сырье, топливо и т.д.) в) подвергаются воздействию объектов при удалении отходов производства;

Далее рассмотрен технический блок.

Добывающая подсистема представлена Эльгинским разрезом, временной промплощадкой (ремонтно-механическим участком, складом ГСМ), временным складом взрывчатых материалов. Постоянная промплощадка находится на стадии строительства.

Добычные работы, прежде всего, связаны с перемещением большого количества горных пород, изменением напряженного состояния литосферы, изменением геокриологических условий местности. Работы на Эльгинском разрезе приведут к образованию крупных полостей площадью несколько десятков кв. км, со всеми вытекающими последствиями: образуются опасные с точки зрения селеобразования и активизации мерзлотных процессов зоны, будет перестроена гидрографическая сеть, изменится режим подземных водных объектов, будет уничтожен почвенно-растительный покров.

Образование пылегазового облака приводит к оседанию загрязняющих веществ и, следовательно, к геохимическому загрязнению природных ландшафтов на значительных территориях. Также оседание пылегазового облака в зимний период приводит к изменению альбедо снежного покрова, в связи с чем весной изменяются условия питания растительных сообществ, что может повлечь за собой их ксерофитизацию.

Согласно дешифрированию и анализу космических снимков зоны Эльгинского месторождения площадь пылевого пятна, образующегося в результате буровзрывных работ в зимний период 2014-2015 гг. составила 23,0 кв. км. Основная часть пятна имеет продолговатую форму северо-западного направления и захватывает долину р. Ундыткан, включая пойму реки на протяжении 10,4 км, при этом основная часть загрязнения попадает на северо-восточный склон Токинского Становика. В зависимости от метеорологических условий, реальная площадь пятна может оказаться шире. По сравнению с обнаруживаемым пылевым пятном, образовавшимся в апреле 2014 г. его размеры в 2015 г., по нашим оценкам, возросли в 8 раз.

Состав веществ, оседающих на почву и снежный покров в результате эксплуатации Эльгинского разреза на период I очереди строительства ЭУК, вероятно состоит из неорганической пыли (92,3%) и сажи (7,7%).

Одной из ключевых экологических проблем, возникающих в долгосрочной перспективе при эксплуатации месторождения являются

вопросы смягчения техногенных нагрузок на компоненты природной среды ресурсного резервата «Большое Токо» и водосборного бассейна оз. Большое Токо.

Обогатительная подсистема представлена обогатительной фабрикой мощностью 2,7 млн.т угля в год и станцией погрузки угля (295 км ж/д пути «Улак-Эльга»). Также на стадии строительства находится обогатительная фабрика мощностью 9 млн. т угля в год. В октябре 2014 г. сезонная обогатительная установка была переведена на круглогодичный режим работы [6], в связи с чем воздействие на атмосферу и снежный покров увеличились. Одним из важных экологических аспектов работы обогатительной подсистемы является воздействие на воздушную среду прилегающих территорий. Эксплуатация действующей обогатительной фабрики в период I очереди строительства ЭУК производит в среднем 14,2% от общего количества выбросов загрязняющих веществ в год

С работой обогатительной подсистемы связаны превышения допустимых концентраций диоксида азота, неорганической пыли, диоксида серы в приземном слое воздуха в радиусе 0,3-1 км от источников загрязнения.

Отвальная подсистема будет представлена отвалами вскрышных пород: тремя внешними отвалами, общим объемом 833,5 млн. м^3, и внутренним – объемом 579,7 млн. м^3. Важнейшие экологические проблемы, возникающие при формировании отвальной подсистемы связаны с изменением рельефа местности, уничтожением почвенно-растительного покрова, образованием выбросов при разгрузке вскрышных пород на борта отвалов и их последующим пылением и т.д. (рис 1,2).



Рис.1. Отвальное хозяйство Эльгинского угольного комплекса

Гидротехническая подсистема представляет систему гидротехнических сооружений, крупнейшим объектом в которой станет пруд-отстойник карьерных вод площадью 34,59 га. Наполнение данного объекта с учетом отставания графика освоения Эльгинского месторождения, скорее всего, произойдет после 2021-2023 гг. Согласно сообщению Министерства промышленности РС(Я) до означенной даты сброс сточных вод в естественные водные объекты не предусмотрен. Сброс излишков очищенных карьерных вод должен производиться в приток р. Укикит, являющегося притоком р. Мулам.

Таким образом, изменению водного режима и химического состава вод в большей степени подвергнутся водные объекты бассейна р. Укикит. Кроме пруда-отстойника карьерных вод, проект развития Эльгинского угольного комплекса предусматривает создание гидротехнических сооружений, под которые отведено более 46 га [7] (рис. 2). Основное преобразование природных комплексов при образовании гидротехнической подсистемы ЭУК на стадии строительства I очереди связано с частичным перестроением гидрографической сети бассейна р. Укикит, увеличением мутности воды на определенных участках р. Укикит и его притоков, изменением условий нереста речных рыб.

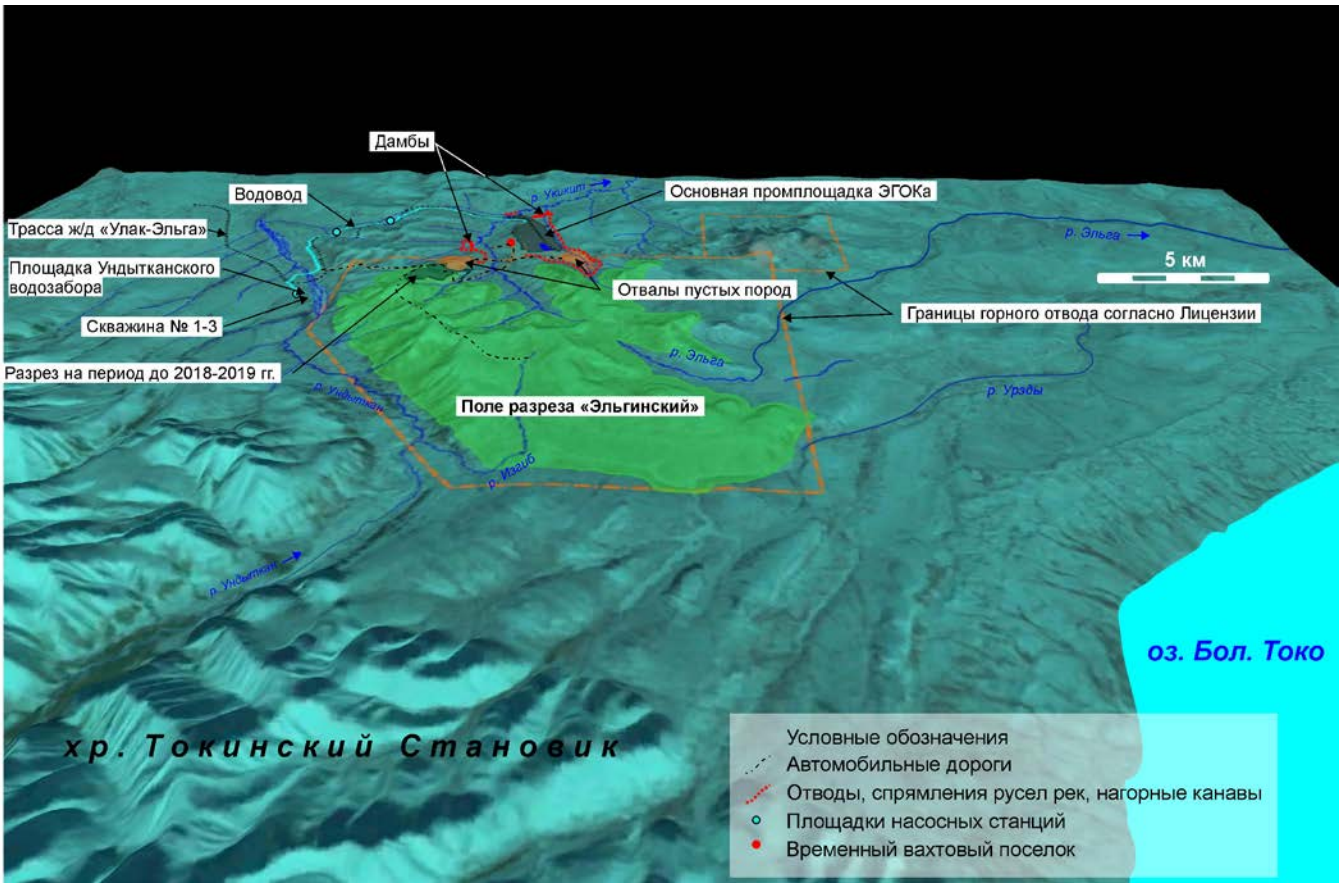


Рис. 2. Схема расположения объектов Эльгинского угольного комплекса

Транспортная подсистема представлена строящимися линиями электропередач, подъездной железной дорогой, технологическими и иными автомобильными дорогами, автомобильными и железнодорожными мостами. Строительство линейных транспортных объектов, среди которых железная дорога «Улак-Эльга» является крупнейшим инфраструктурным объектом, сопровождается образованием карьеров, добычей общераспространенных ископаемых, отчуждением зоны отвода и т.д. На этапе эксплуатации транспортных путей основные техногенные нагрузки испытывает почвенно-растительный покров при выбросах выхлопных газов и пыления угольной продукции при движении железнодорожных составов. Выбросы загрязняющих веществ (бенз(а)пирен, сажа) приводят к токсическому воздействию на растительные сообщества через почву и воздушную среду.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проект освоения Эльгинского месторождения является системообразующим, на его основе могут появиться дополнительные проекты, направленные на повышение эффективности использования ресурсов региона:

- промышленная добыча на нескольких крупных месторождений полезных ископаемых, открытых в окрестностях месторождения, в частности Сутамского железорудного месторождения;

- строительство экспортной электростанции на эльгинском угле;

- создание производств, ориентированных на глубокое использование промпродукта и окисленных углей и др.

Наибольшее техногенное воздействие на природные комплексы Южной Якутии при разработке месторождения будет произведено на поверхностные и подземные водные объекты, многолетне-мерзлые породы, почвенно-растительный покров. Основными факторами воздействия окажутся: добывающая подсистема (ввод в действие разреза на проектную мощность), отвальная подси-

стема, транспортная подсистема (строительство и эксплуатация железной дороги).

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Петров Н.А. Ресурсный потенциал Республики Саха (Якутия) в формировании энергетических центров Востока России // Нефтегазовая вертикаль, 2006, №11 с.76-81.

[2] Энергетическая стратегия Республики Саха (Якутия) на период до 2030 г. Якутск-Иркутск: Медиа-холдинг “Якутия”, 2010 . – 328 с.

[3] Соколов А.Д., Такайшвили Л.Н., Петров Н.А., Павлов Н.В. Угольная промышленность Республики Саха (Якутия): существующее состояние и возможности развития /журн. Вестник ИрГТУ №4.- 2010.- с.63-69.

[4] Лебедев М.П., Маринычев П.А., Петров Н.А. Риски и ограничения в реализации экспортно-ориентированных в страны АТР мегаэнергопроектов на территории Республики Саха (Якутия). Труды международной конференции “Энергетическая кооперация в Азии: риски и барьеры”, г. Иркутск, 2012 г. – электронное издание.

[5] Геоэкологические принципы проектирования природно-технических геосистем /под ред. Т. Д. Александровой. – М.: Изд-во ИГ АН, 1987. – 321 с.

[6] «Мечел» сообщает о переводе сезонной обогатительной фабрики Эльгинского угольного комплекса на круглогодичный режим эксплуатации [Электронный ресурс]. URL: http://www.mechel.ru/press/press/elga?rid=25190&oo=1&fnid=68&newWin=0&apage=1&nm=131829&fxsl=view.xsl (дата обращения: 16.07.14).

[7] Николаева Н.А., Пинигин Д.Д. Оценка факторов техногенного воздействия на природную среду Эльгинского угольного комплекса // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – № 5; URL: www.science-education.ru/119-14545 (дата обращения: 21.07.2015).

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Павлов Никита Владимирович – научный сотрудник отдела проблем энергетики Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия. Окончил Институт математики и информатики Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова по специальности «информатик-экономист», факультет энергетики Иркутского государственного технического университета. Область научных исследований – разработка инструментов для исследования ТЭК.



Пинигин Дмитрий Дмитриевич – ведущий инженер отдела проблем энергетики Института физико-технических проблем Севера им. В.П. Ларионова СО РАН, Якутск, Россия. Окончил Биолого-географический факультет Якутского государственного университета им. М.К. Аммосова. Область научных исследований – исследование техногенного воздействия ТЭК на окружающую среду.

Роль энергетики в воздействии на природную среду центральной экологической зоны Байкальской природной территории

Е.П. Майсюк, И.Ю. Иванова

Проведена оценка существующего состояния природной среды центральной экологической зоны Байкальской природной территории. Показан вклад энергетики в воздействие на уникальную природную среду Байкала. Предложены пути снижения антропогенного воздействия с учетом особого режима природопользования.

Ключевые слова: **Байкальская природная территория, центральная экологическая зона, энергетика, природная среда**

1. ВВЕДЕНИЕ

Байкальская природная территория определена федеральным законом № 94 от 01.05.1999 «Об охране озера Байкал» [1].
В рамках этого Закона регламентировано экологическое зонирование Байкальской территории, под которым понимается разделение на участки, рекомендуемые для сохранения современного состояния, использования, участки социально-экономического развития с ограничениями, касающимися вредных воздействий на экосистему Байкала и участки с наиболее острыми экологическими проблемами. Экологическое зонирование и границы экологических зон утверждены Постановлением № 661от 6.09.2000 г. и Распоряжением № 1641-р от 27.11.2006 г. Правительства России [2, 3].

Байкальская природная территория поделена на три экологические зоны (рис. 1) [4]:

- центральная экологическая зона – территория, которая включает в себя озеро Байкал с островами, водоохранную зону и особо охраняемые природные территории, прилегающие к озеру;
- буферная – территория за границами центральной экологической зоны, включающая в себя водосборную площадь озера Байкал в пределах территории трех субъектов Российской Федерации;
- экологическая зона атмосферного влияния – территория шириной до 200 километров на запад и северо-запад от озера Байкал, на которой расположены хозяйственные объекты, оказывающие негативное воздействие на уникальную экологическую систему озера.

Центральная экологическая зона Байкальской природной территории примыкает непосредственно к оз. Байкал и имеет особый природоохранный и социально-экономический статус. Она является субъектом как международного (объект всемирного наследия ЮНЕСКО), так и российского (Закон о Байкале) законодательства об охране природы. Комплексная охрана данной природной территории предполагает и проведение исследований по выявлению источников антропогенного воздействия.

Центральная экологическая зона включает в себя: озеро Байкал; прилегающие к озеру острова (Ольхон, Ушканьи и ряд мелких островов); водоохранную зону, оцениваемую вне пределов особо охраняемых природных территорий площадью 2340 км^2; особо охраняемые природные территории: три государственных заповедника (Байкало-Ленский, Байкальский и Баргузинский), два национальных парка (Прибайкальский и Забайкальский) и заказники (Степнодворецкий, Кабанский, Энхэлукский, Прибайкальский, Фролихинский и Верхне-Ангарский). Территорию центральной экологической зоны можно считать районом разнообразных рекреационных ресурсов, что позволяет использовать эти ресурсы для круглогодичного туризма, организованного и неорганизо-

Е.П. Майсюк, И.Ю. Иванова, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия (e-mail: maysyuk@isem.irk.ru, nord@isem.irk.ru).
Работа выполнена при поддержке гранта РФФИ и Правительства Иркутской области в рамках научного проекта №14-48-04139-р_сибирь_а

ванного летнего отдыха и санаторно-курортного лечения.



Рис. 1 – Экологическое зонирование Байкальской природной территории

Площадь центральной экологической зоны Байкальской природной территории без акватории оз. Байкал составляет 57665 км^2. Численность населения по состоянию на 01.01.2012 г. оценивается в 135 тыс. чел., проживающих в 140 населенных пунктах, в том числе в трех наиболее крупных городах: Северобайкальск (25,6 тыс. чел), Слюдянка (18,9 тыс. чел), Байкальск (14,9 тыс. чел.), которые расположены в прибрежной 500-метровой зоне [5]. Население этих трех городов составляет 59,4 тыс. чел. (или 44% от общей численности населения центральной экологической зоны). Особенность центральной экологической зоны заключается в том, что её территория охватывает частично два субъекта: южную и юго-восточную часть Иркутской области и западную и северо-западную часть Республики Бурятия. На территории Иркутской области, входящей в центральную экологическую зону Байкальской природной территории, проживает 42,6%, на территории Республики Бурятия - 57,4% всего населения зоны [4].

Отличительной чертой территории является неравномерность и рассредоточенность сельского населения (около 43 тыс. чел.) по малым селам с их концентрацией в при-

брежной полосе. С экологических позиций неравномерность расселения фактически и сформировала характерные районы воздействия на природную среду: в южной части центральной экологической зоны, северной и локальные участки.

В южной части центральной экологической зоны практически на береговой линии оз. Байкал проложены две транспортные магистрали: транссибирская железная дорога и автомобильная трасса федерального значения. В границах Иркутской области вдоль магистралей расположены города Слюдянка, Байкальск, пгт. Култук, несколько крупных и малых поселений, а также множество дачных посёлков. Соответственно здесь сконцентрированы промышленные объекты, оказывающие негативное влияние на природную среду. Основными из них являются горнодобывающие и горнообрабатывающие предприятия в г Слюдянка, целлюлозно-бумажный комбинат в г. Байкальск (функционировавший до 2013 г.), несколько лесозаготавливающих и лесоперерабатывающих предприятий, а также объекты пищевой промышленности и жилищно-коммунального хозяйства. В границах Республики Бурятия основными источниками антропогенного влияния в южной части центральной экологической зоны является г. Бабушкин и Нижнеселенгинский промышленный узел, включающий ОАО «Селенгинский целлюлозно-картонный комбинат», ОАО «Тимлюйский цементный завод».

В северной части рассматриваемой зоны основными источниками поступления загрязняющих веществ в элементы природной среды являются промышленные объекты, расположенные в г. Северобайкальск и пгт. Нижнеангарск, - это транспортные и строительные предприятия, объекты пищевой промышленности, локальные котельные учреждений социальной сферы.

К локальным участкам воздействия отнесены предприятия социальной инфраструктуры, расположенные вдоль восточного побережья оз. Байкал на территориях Баргузинского, Кабанского и Прибайкальского муниципальных районов Республики Бурятия. На западном побережье – аналогичные предприятия Ольхонского района Иркутской области. Наряду с котельными во всех населенных пунктах воздействие на окружающую среду оказывает автотранспорт и частные дома с печным отоплением.

Наблюдения за состоянием атмосферного воздуха в населенных пунктах центральной экологической зоны Байкальской природной территории осуществляются территориальными центрами Росгидромета в четырех населенных пунктах Иркутской области (г. Байкальск, г. Слюдянка, пгт. Култук, пгт. Листвянка), а в Республике Бурятия – только в г. Северобайкальск. К показателям, определяющим уровни загрязнения воздуха, относятся концентрации взвешенных веществ, бенз(а)пирена, оксида углерода, оксидов азота и серы, формальдегида, а также специфические загрязняющие вещества (сероводород, фтористый водород, метилмеркаптан и хлор). Согласно статистическим данным [4, 6, 7] среднегодовые концентрации определяемых веществ в существующих пунктах наблюдения санитарную норму не превышали и в целом в 2013 г. уровень загрязнения атмосферного воздуха характеризуется как низкий. Тем не менее имело место превышение норм среднемесячных концентраций бенз(а)пирена в 2,4 ПДК, сероуглерода до 3 ПДК в г. Байкальск. Максимальные разовые концентрации взвешенных веществ превышали соответствующую ПДК в 1,8-3,2 раза во всех пунктах наблюдения, оксидов азота - в 3,7 раза в пгт. Листвянка и 6,5 раза - в г. Слюдянка.

Важно отметить, что до 2013 г. и более 50 лет пока действовал Байкальский целлюлозно-бумажный комбинат (БЦБК), наибольшее влияние оказывали загрязняющие вещества, поступающие в экосистему оз. Байкал от данного предприятия. Для нужд теплоснабжения г. Байкальск продолжает работать ТЭЦ БЦБК, выброс которой оценивается в 3,5-4 тыс. т/год.

В настоящее время остается высокой загрязненность подземных вод в районе

БЦБК. За продолжительный период деятельности под промплощадкой БЦБК сформировался купол загрязненных подземных вод с естественным дренажем в сторону оз. Байкал. На остановленном предприятии функционирует система перехватывающего водозабора загрязненных подземных вод с последующим направлением их на очистные сооружения (8 скважин). Контроль состояния подземных вод проводится береговыми наблюдательными скважинами, по данным которых регулярно отмечается превышение ПДК по ряду компонентов.

2. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для оценки вклада предприятий энергетики в загрязнение атмосферы центральной экологической зоны Байкальской природной территории проведен мониторинг существующих на данной территории энергоисточников. К объектам энергетики отнесены предприятия по производству и распределению электроэнергии, воды и пара. На территории центральной экологической зоны это две ТЭЦ (Тимлюйская и ТЭЦ БЦБК), а также крупные и мелкие котельные, выброс которых осуществляется в приземный слой атмосферы, а загрязненные стоки, как правило, без очистки поступают в поверхностные водоемы в непосредственной близости от акватории оз. Байкал.

По информации органов исполнительной власти Республики Бурятия и Иркутской области в пределах центральной экологической зоны в настоящее время действуют 82 угольных теплоисточника: 28 - в Иркутской области и 54 - на территории Республики Бурятия.

В структуре топливопотребления котельными центральной экологической зоны 82% составляет уголь, 5% - мазут, около 1% - дрова и до 12% - электроэнергия (электрокотельные).

Годовая потребность в угле котельных центральной экологической зоны Байкальской природной территории по административным районом Иркутской области и Республики Бурятия представлена в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. РАСХОД УГЛЯ КОТЕЛЬНЫМИ ПО АДМИНИСТРАТИВНЫМ РАЙОНАМ ИССЛЕДУЕМЫХ СУБЪЕКТОВ РФ, ТЫС. Т

Административные районы субъектов РФ	Расход угля*
Иркутская область	87
Иркутский	2
Слюдянский	79
Ольхонский	6
Республика Бурятия	109
г. Северобайкальск	28
Баргузинский	14
Прибайкальский	22
Северо-Байкальский	12
Кабанский	33
ВСЕГО:	196

Примечание: * - значения даны с округлением

Котельные, работающие на твёрдом топливе, интенсивно выбрасывают в атмосферу продукты сжигания угля, летучую золу, частицы несгоревшего топлива (сажу), окислы серы и азота.

С учетом потребности в топливе определено количество выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от котельных центральной экологической зоны Байкальской природной территории согласно существующим методикам их расчета [8–9]. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Ингредиентная структура выбросов характеризуется доминирующим (до 90% от суммарных выбросов) количеством золы и сажи. Оксиды серы составляют около 9%, оксиды азота – около 1%.

ТАБЛИЦА 2. ВЫБРОСЫ В АТМОСФЕРУ КОТЕЛЬНЫМИ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЗОНЫ В 2013 Г., ТЫС. Т

Субъект РФ	Выброс
Иркутская область	9,0
Республика Бурятия	11,6
ВСЕГО:	20,6

С учетом данных о выбросах в 2013 г. ТЭЦ БЦБК (3,3 тыс. т) и Тимлюйской ТЭЦ (0,93 тыс. т) [6, 10] суммарная эмиссия загрязняющих веществ в атмосферу центральной экологической зоны Байкальской природной территории от объектов энергетики составила 24,8 тыс. т.

Проведенные исследования показали, что оценить вклад объектов энергетики в суммарный выброс всех источников эмиссии в атмосферу центральной экологической зоны Байкальской природной территории достаточно сложно, поскольку в официальной статистике такая категория источников, как котельные, не учитывается. Так, по данным Государственного доклада «О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в 2013 году» [4] выбросы в атмосферу центральной экологической зоны составляют не более 10-10,5 тыс. т, к тому же здесь учтены лишь выбросы южной части территории Иркутской области и г. Северобайкальск Республики Бурятия. Тогда как не учтенными остаются источники эмиссии, расположенные вдоль восточного побережья Республики Бурятия и локальные районы вдоль побережья Малого моря на территории Иркутской области. Проведенные расчеты показали, что выброс в 2,5 раза выше и, соответственно, объекты энергетики вносят существенный вклад в состояние атмосферного воздуха.

Кроме объектов энергетики свой вклад в выброс осуществляют промышленные предприятия и частные дома, для отопления которых используются уголь и дрова. Немаловажную роль в загрязнении атмосферы играют лесные пожары, частота которых достигает до 150 случаев в год [4].

Еще одним аспектом экологической напряженности, связанным с загрязнением воздуха центральной экологической зоны, является воздушный перенос загрязненных масс от предприятий зоны атмосферного влияния Байкальской природной территории.

Необходимо отметить, что основными источниками эмиссии в зоне атмосферного влияния являются крупные тепловые электростанции, работающие на угле, что способствует образованию значительного объема выбросов - более 50 тыс. т/год. При этом высота выброса превышает 100 м, соответственно, выбросы поступают за пределы приземного слоя атмосферы, вступая в процессы дальнего переноса загрязняющих веществ. Особенности переноса определяются тем, что вредные примеси крупных тепловых станций, расположенных на расстоянии от 80 до 100 км от акватории оз. Байкал, ветрами западного и северо-западного направлений выносятся в южную часть центральной экологической зоны Байкальской природной территории и озера. Доминирующими примесями в выбросах энергообъектов зоны атмосферного влияния являются оксиды серы, способные вступать в реакцию с атмосферным воздухом, переноситься на значительные расстояния и выпадать в виде кислотных дождей [11].

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенная оценка роли объектов энергетики в загрязнении атмосферы центральной экологической зоны показала, что первоочередным направлением снижения антропогенной нагрузки на атмосферу должно стать уменьшение количества выбросов твердых веществ (золы, сажи), поступающих от котельных.

В этой связи необходимо проводить модернизацию технологических процессов сжигания твердых топлив, внедрять современные природоохранные технологии, либо осуществлять замену топлива на экологически чистые виды, и, прежде всего на природный газ. Причем, для потребителей центральной экологической зоны, как и потребителей всей Байкальской природной территории, использование природного газа является наиболее осуществимым, поскольку в Иркутской области подготовлено к полномасштабному освоению крупное Ковыктинское газоконденсатное месторождение. Газификация наряду со снижением выбросов в атмосферу позволит значительно сократить образование золошлаковых отходов.

Альтернативным видом топлива для мелких котельных могут выступать топливные брикеты и пеллеты из отходов деревообработки, учитывая наличие на территории большого количества предприятий лесозаготовки и лесопиления. Подобная практика уже осуществляется в некоторых населенных

пунктах зоны, например на котельных п.Усть-Баргузин Республики Бурятия.

С учетом режима особого природопользования на территории центральной экологической зоны Байкальской природной территории целесообразно активно применять альтернативные источники энергии. Использование возобновляемых источников энергии для энергоснабжения особенно децентрализованных и отдаленных от энергосистем потребителей позволит не только сократить объемы потребления органического топлива, но существенно сократить поступление загрязняющих веществ в атмосферу, улучшить комфортность, стиль и качество жизни населения. Применение возобновляемых источников энергии (фотоэлектрических и ветроэнергетических установок, систем солнечного теплоснабжения, малых и мини-гидроэлектростанций) обусловлено достаточно высоким потенциалом этих видов энергоресурсов и показателями сравнительной эффективности [12]. Это направление на территории центральной экологической зоны Байкальской природной территории становится особенно актуальным в связи с запретом отдельных видов деятельности и со стихийным ростом многочисленных турбаз в прибрежной зоне оз. Байкал.

В целях успешной реализации мер по обеспечению экологически чистого энергоснабжения рассматриваемой территории необходимо в ближайшее время разработать научно-обоснованную стратегию развития энергоснабжения Байкальской природной территории, в том числе и центральной экологической зоны с учетом экологически чистых технологий и использования потенциала возобновляемых источников энергии.

4. ЛИТЕРАТУРА

[1] Федеральный Закон «Об охране озера Байкал № 94 от 01.05.1999г.» – 8с.

[2] Постановление Правительства РФ от 6.09.2000 № 661. «Об экологическом зонировании Байкальской природной территории и информировании населения о границах Байкальской природной территории, ее экологических зон и об особенностях режима экологических зон».

[3] Распоряжение Правительства РФ от 27 ноября 2006 г. № 1641-р «Границы Байкальской природной территории и ее экологических зон».

[4] Государственный доклад «О состоянии озера Байкал и мерах по его охране в 2013 году».- Иркутск: Сибирский филиал ФГУНПП «Росгеолфонд», 2014.- 462 с.

[5] Проект Схемы территориального планирования центральной экологической зоны Байкальской природной территории. В 5 томах. /Т.3. Обосновывающие материалы. Иркутск: 2009. 425 с. Режим электронного доступа: http://irkobl.ru/sites/ecology/working/ohrana/

[6] Государственный доклад о состоянии и об охране окружающей среды Иркутской области за 2013 г – Иркутск: Изд-во Института географии им. В.Б. Сочавы СО РАН, 2014. – 389 с.

[7] Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды Республики Бурятия в 2013 году». Министерство природных ресурсов Республики Бурятия: Издательский дом «ЭКОС», г. Улан-Удэ, 2013. – 134 с. Электронный ресурс. Режим доступа: http://minpriroda-rb.ru/upload/iblock/0bf/doklad_2013_final.pdf

[8] Методика определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час. – М.: 1999. - 53с.

[9] Методическое письмо НИИ Атмосфера №335/33-07 от 17 мая 2000 г. « О проведении расчетов выбросов вредных веществ в атмосферу по «Методике определения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу при сжигании топлива в котлах производительностью менее 30 тонн пара в час или менее 20 Гкал в час» (М., 1999). – Санкт-Петербург: 2000.

[10] Экологическая политика «ОАО Территориальная генерирующая компания №14». Режим электронного доступа: www.tgk-14.com/production/environmental-policy.php

[11] Майсюк Е.П. Характер и масштабы воздействия объектов энергетики зоны атмосферного влияния на Байкальскую природную территорию // Материалы XX Всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность», Томск, 2-5 декабря 2014 г. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – в 2 т. – Т.II. – С.94-99.

[12] Иванова И.Ю., Тугузова Т.Ф. Приоритеты развития возобновляемой энергетики на территории Байкальского региона // Материалы Второго Международного форума «Возобновляемая энергетика: пути повышения энергетическлй и экономической эффективности», Москва, 10-11 ноября 2014 г. – М.:ОИВТ РАН, 2014. – С.208-217. Режим электронного доступа: http://reenfor.org/ru/Abrtracts_2014/

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Майсюк Елена Петровна, старший научный сотрудник лаборатории энергоснабжения децентрализованных потребителей отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, кандидат экономических наук. Область научных интересов – топливно-энергетический комплекс восточных регионов, экологические проблемы энергетики, автор более 50 научных работ



Иванова Ирина Юрьевна – зав. лабораторией энергоснабжения децентрализованных потребителей отдела комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики имени Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск, Россия, кандидат экономических наук. Область научных интересов: проблемы малой энергетики, формирование политики энергоснабжения потребителей северных и удаленных территорий, моделирование. Автор более 100 научных работ, в том числе глав и разделов в 18 коллективных монографиях.

Сессия 7.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, НЕТРАДИЦИОННАЯ ЭНЕРГЕТИКА, РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ

ТЕРМОДИНАМИКА, ЭНЕРГЕТИКА И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Каганович Б.М, Зароднюк М.С., Якшин С.В.

Обосновываются допустимость и эффективность равновесного термодинамического моделирования в энергетике, его использования в анализе технических, экономических, социальных и экологических характеристик энергетических систем и процессов. Выявляется дополнительное расширение возможностей такого анализа благодаря применению созданной в ИСЭМ модели экстремальных промежуточных состояний. Раскрываются трудности в проведении термодинамических исследований, обусловливаемые незамкнутостью термодинамики, ее непригодностью для определения экстремальных траекторий необратимых движений. Данную проблему предлагается решать путем допустимых при наличии современных вычислительной техники и информационных технологий отказа от использования общего уравнения моделируемого процесса и перехода к пошаговому наращиванию оптимальных результатов вычислений. Возможности предлагаемой методики раскрываются с помощью теоретического анализа и примеров решения конкретных задач.

Зарождение классической равновесной термодинамики тесно связано с зарождениями энергетики как отрасли экономики и энергетической науки (общей энергетики). Широкое внедрение в промышленность и транспорт универсальных паровых двигателей Уатта в ходе промышленного переворота на рубеже XVIII и XIX веков потребовало научного обоснования способов их совершенствования. Такое обоснование впервые было дано Карно в опубликованной в 1824 г. книге «Размышления о движущей силе огня и о машинах, способных развивать эту силу» [1]. В ней он дал качественное описание энергетического хозяйства того времени и привел краткий, но глубокий и разносторонний анализ областей эффективного применения тепловых машин с учетом развития производства и культуры при изменяющихся условиях жизни людей. Выявленная в [1] зависимость коэффициентов полезного действия теплоэнергетических установок (η) от температуры стала обоснованием тенденции неизменного повышения параметров этих установок которая господствует в теплоэнергетике уже около двухсот лет. Обоснованную Карно зависимость

$$\eta = (T_1 - T_2)/T_1, \qquad (1)$$

где T_1 и T_2 – соответственно температуры нагревателя и холодильника, можно рассматривать и как предвосхищение второго закона термодинамики. В целом книга [1] заслуживает признания одним из истоков и термодинамической теории, и общей энергетики.

Равновесный термодинамический анализ стал обязательной составной частью прогнозирования развития энергетической техники. Оценка перспектив внедрения новых типов тепловых и атомных электростанций, возобновляемых источников энергии, стационарных и транспортных двигателей, холодильных установок и тепловых насосов, технологий сжигания и переработки топлив обычно начинается с определения их предельных термодинамических характеристик: η,

расходов энергии и энергоресурсов, параметров, выходов конечной продукции.

Содержание термодинамико-энергетического анализа позволило существенно расширить создание в ИСЭМ модели экстремальных промежуточных состояний (МЭПС) [2–5], дающей по сравнению с традиционными термодинамическими моделями возможность отыскивать не только точку конечного равновесия (x^{eq}), но и промежуточные частичные равновесия (x^{ext}), соответствующие экстремальным значениям интересующих исследователя свойств моделируемого объекта. Наряду с η и другими отмеченными выше показателями стали определяться экологические характеристики технологических и природных (например, загрязнения атмосферы антропогенными выбросами) процессов, образование наряду с целевыми полезных и вредных побочных продуктов. Точность вычислительных экспериментов была повышена благодаря включению в МЭПС блоков кинетических ограничений, составляемых исходя из положений равновесной термодинамики [4, 5]. Удобство проведения анализа энергетических задач на основе модели экстремальных состояний обусловили ее описание на языке математического программирования и использование соответствующих современных численных методов вместо принятых в предыдущих термодинамических исследованиях методов циклов Карно–Клаузиуса и потенциалов Гиббса.

Однако и в случае применения МЭПС наряду с достоинствами выявились и трудности термодинамического моделирования, связанные согласно Гейзенбергу [6] с незамкнутостью термодинамики, ее непригодностью для поиска экстремальных траекторий необратимых процессов, самоорганизации и деградации изучаемых систем. Эти трудности, обнаружились в результате безуспешных попыток классиков физики XIX в. (Клаузиуса, Гельмгольца, Дж. Томсона, Больцмана, Планка) вывести уравнение оптимальной кривой движения, относящееся и к консервативным, и к диссипативным системам и по виду подобное уравнению Эйлера–Лагранжа [7]

$$\frac{\partial L}{\partial x} - \frac{d}{d\tau}\left(\frac{\partial L}{\partial \dot{x}}\right) = 0, \qquad (2)$$

где L – функция Лагранжа, выводимая из дифференциального уравнения равновесия моделируемой системы; x – координата; τ – время. Интуитивно сложность вывода универсального уравнения, подобного (2) понятна. Ведь в ходе самоорганизации и деградации меняются сами закономерности поведения рассматриваемого объекта, и описание их смены единой формулой представляется исключительно трудно решаемой задачей.

Безуспешность попыток консервативной механической интерпретации закономерностей необратимых макроскопических процессов подсказала создание новой научной дисциплины. Поскольку данные закономерности объясняются взаимодействием колоссального количества составляющих макроскопические системы частиц, которое, очевидно, должно подчиняться законам больших чисел, естественным оказывается использование при формировании этой дисциплины теории вероятностей и математической статистики. Подготовленная

предшествующим развитием физики, возникшая во второй половине XIX в. и расширившая возможности использования термодинамики дисциплина получила название «Статистической механики» или «Статистической физики». Ее задачей стало раскрытие закономерностей поведения и свойств макроскопических систем на основе сведений о их микроскопическом строении и статистического анализа движения и взаимодействия образующих эти системы частиц.

Непосредственно моделирование неподдающихся равновесным термодинамическим описаниям траекторий необратимых процессов стало предметом специального раздела статистической физики – физической кинетики. Ее конкретное содержание составили выводы уравнений переноса вещества, энергии и зарядов и определение входящих в них кинетических коэффициентов: вязкости, теплопроводности, диффузии, электропроводности и др. Хотя широкое распространение получили трактовки физической кинетики как анализа неравновесных процессов движения к равновесию, уже больцмановские трактовки понятий вероятности и энтропии как функций состояния [8] позволили рассматривать ее в качестве теории равновесных траекторий. Действительно, согласно этим трактовкам любой случайный процесс может быть представлен в виде равновесного марковского, обладающего функциями Ляпунова. Не позволив найти единое экстремальное уравнение всех необратимых процессов, физическая кинетика дала возможность выводить такие уравнения для самых разнообразных конкретных задач. Понятно, что во многих случаях их вывод может оказаться далеко не тривиальным.

Возможности современных вычислительной техники и информационных технологий позволили решить проблему незамкнутости термодинамики в случае отсутствия ее кооперации со статистической механикой. Способом решения у авторов доклада стали отказ от использования «невыводимого» общего уравнения моделируемой траектории и переход к ее построению на основе многошагового наращивания оптимальных результатов вычислений [5]. Реализация этого способа связана с совместным применением МЭПС (для определения результатов отдельных шагов) и метода динамического программирования (ДП) [9, 10] (для выбора и последовательного суммирования оптимальных значений оптимизируемой функции). Используемый алгоритм в целом можно представить в виде:

$$F_j(x) = \mathrm{extr}(F_{j-1} + F_{j-1,j}), \qquad (3)$$

где F – целевая функция; j – номер шага.

Эффективной предложенная методика делается при выборе шагов столь малыми, что становится допустимой предпосылка о стационарности движения и удается раскрывать математические связи между закономерностями консервативных и диссипативных систем. Именно последнее обстоятельство обусловливает применимость равновесного моделирования в анализе необратимых процессов. Ведь оно позволяет использовать при описании каждого шага вычислений положения классических механики и термодинамики. Отметим, что если во многих случаях

возможности компьютеров и информационных технологий используются только для увеличения объема вычислений (количества и размерности решаемых задач), то в данном случае с их помощью принципиально изменяется исходная физико-математическая постановка исследуемой проблемы. Главное достоинство принятой постановки заключается в опоре на простые и универсальные принципы равновесия и экстремальности, богатые возможности которых в анализе различных необратимостей уже продемонстрировали Больцман [8], Эйнштейн [11, 12], Ландау [13, 14] и другие классики.

Теоретическими доказательствами допустимости и плодотворности равновесного термодинамического моделирования траекторий в работах ИСЭМ [2–5] стали выводы для отрезков стационарного движения математических связей:

1) принципа виртуальных перемещений (ПВП) в формулировке Лагранжа со вторым законом термодинамики;

2) положений равновесной термодинамики с теоремой Онсагера–Пригожжина, принципом симметрии Кюри и другими положениями необратимой термодинамики;

3) равновесной термодинамики с релятивисткой термодинамикой Планка–Эйнштейна [15];

4) равновесной термодинамики и теории цепей [16–19.]

Единство равновесной и релятивистской термодинамик обнаружилось в совпадении направлений изменения энтропий: роста зависящей от совершаемых в изолированной системе работ общей энтропии (S) и минимизации ее термической составляющей, т.е. функции

$$S = f(T). \qquad (4)$$

Это совпадение углубляет понимание второго закона термодинамики, показывает его родство с экстремальными принципами «бережливости» механики. Ведь из зависимости (4) следует, что движение к деградации, «смерти» тоже осуществляется наиболее экономным способом без производства излишней термической энергии.

В раскрытии взаимосвязей между термодинамикой и теорией цепей важным моментом стало развитие интерпретаций тепловых теорем Кирхгофа [17] и Максвелла [18]. Если авторами эти теоремы были выведены из экспериментально открытого закона Джоуля, то в [5] исходным в математических преобразованиях стал ПВП. Такой вывод, очевидно, объяснил и наличие строго формализованных связей между данными теоремами и вторым законом. Показано видоизменение теоремы Кирхгофа, смена минимума тепловыделения на максимум при переходе от анализа пассивных цепей (без внутренних источников электродвижущих сил) к анализу активных (включающих источники). Обоснована эффективность применения теорем о равновесиях и экстремумах и равновесного термодинамического моделирования в целом в теории гидравлических цепей (ТГЦ).

Методику выполненного авторами доклада раскрытия связей между закономерностями обратимого и необратимого движений проиллюстрируем на приведенном в [5] примере вывода из ПВП второго закона термодинамики.

Рассмотрим систему, в которой поддерживаются постоянными движущие силы (c), и равную разности работ движущих сил (ℓ^{mov}) и – сил сопротивления (ℓ^{res}) функцию Лагранжа можно записать в виде

$$L = \ell^{\text{mov}} - \ell^{\text{res}} = \sum_j c_j x_j - \sum_i \lambda_i(x) x_i \qquad (5)$$

где λ_i – сила сопротивления i-й связи (множитель Лагранжа).

При дополнительных предположениях о допустимости изменений значений λ_i только в соответствии с уравнением

$$\lambda_i = k_i x_i^{\beta}, \qquad k_i > 0, \qquad \beta \geq 0 \qquad (6)$$

и о том, что координаты x_j, вдоль которых направлены движущие силы, и деформации x_i имеют один и тот же физический смысл, уравнение (5) приобретает вид

$$L = \sum_j c_j x_j - \sum_i k_i x_i^{\beta+1} \qquad (7)$$

и выполняется неравенство

$$\partial^2 L / \partial x_i^2 = -\beta(\beta+1) k_i x^{\beta-1} \leq 0. \qquad (8)$$

Вследствие стационарности точки конечного равновесия суммы в правой части уравнения (7) равны по модулю и достигают экстремальных значений. Согласно неравенству (8) величина $\sum_i k_i x_i^{\beta+1}$ приобретает максимальное значение. Понятно, что её умножение на постоянный множитель не сдвигает точку экстремума. В качестве такого множителя при предположении об изотермичности происходящего в системе процесса можно выбрать величину обратно пропорциональную температуре $(1/T)$. Если работа сил сопротивления полностью превращается в теплоту (q), передаваемую в окружающую среду и увеличивающую энтропию последней и изолированной системы (моделируемая система плюс окружение) в целом, величина

$$(1/T)\sum_i k_i x_i^{\beta+1}$$

приобретает размерность и смысл энтропии (её возрастания в ходе совершаемых в системе работ). Следовательно, неравенство (8) означает соблюдение второго закона термодинамики.

МЭПС рассмотренной системы, могущая служить для обоснования приведенных положений, легко записывается в «механической» лагранжевой форме:

найти $\quad \text{extr}(1/T)\sum_i k_i x_i^{\beta+1} \qquad (9)$

при условиях $\sum_j c_j x_j - \sum_i k_i x_i^{\beta+1} = 0, \qquad (10)$

$$\sum_j c_j x_j = q, \qquad (11)$$

$$x_i \geq 0. \qquad (12)$$

Очевидно, что знак второй производной при переходе от (7) к функции Лагранжа, соответствующей модели (9)–(12), сохраняется, т.е. сохраняется условие максимума энтропии по оси x. Указанная выше минимальность по оси температуры при сделанной предпосылке о независимости q от T легко выводится из общего уравнения второго закона

$$dS = dq / T, \qquad (13)$$

которому в данном случае соответствуют интегральная формула

$$S = q / T$$

и неравенство

$$\partial^2 S / \partial T^2 = 2qT^{-3} \geq 0. \qquad (14)$$

Подобные выводы связей между консервативным и диссипативным движениями в [2–5] приводились применительно к разнообразным физико-

химическим процессам: механическому движению сплошной среды, диффузии, гидравлическому удару в трубопроводной сети, теплообменам с помощью теплопроводности и излучения, электромагнитному излучению, фазовым переходам и химическим реакциям. При этом использовались как результаты, непосредственно полученные авторами, так и интерпретации исследований, излагаемых в литературе.

Оценивая практическую обоснованность обсуждаемой методики равновесного термодинамического моделирования в энергетике, следует отдельно рассмотреть отмеченные в начале доклада стадии ее развития: 1) чисто термодинамических поиска на допустимом множестве решений и анализа состояний, соответствующих экстремуму целевой функции; 2) включения в данные поиск и анализ учета кинетических ограничений, значительно повышающего точность вычислительных экспериментов и 3) определения наряду с экстремальными состояниями траекторий их достижения, резко увеличивающего возможности используемых моделей в автоматизированном управлении технологическими процессами. Применительно к первым двум стадиям использовались три типа МЭПС: с переменными параметрами; многоконтурных цепей и механизмов физико-химических процессов, отображаемых на условных графах. Модификации первого типа нашли достаточно широкое применение в технико-экологическом анализе технологий сжигания и переработки топлив и загрязнения атмосферы антропогенными (прежде всего энергетическими) выбросами. Второй тип проверялся на примерах расчетов режимов и оптимальных схем и параметров трубопроводных сетей. МЭПС механизмов пока использовались только в выборе катализаторов нескольких процессов, имеющих место в производстве искусственных топлив. Термодинамические модели атмосферы прошли успешную проверку в анализе конденсации водяного пара и образования на поверхности капель растворов вредных веществ. В случаях, когда результаты расчетов удавалось сопоставлять с литературными данными, ошибки не превосходили пяти процентов. Хотя достигнутую область применения МЭПС в энергетических исследованиях в целом еще нельзя считать достаточно широкой, эффективность моделирования на ее основе, видимо, является вполне обоснованной.

Что же касается совместного применения МЭПС и ДП в построении траекторий энергетических процессов, то здесь можно перечислить только несколько примеров моделирования: образования оксидов азота при горении угля, плазменного воспламенения углей, гидравлического удара в многоконтурной трубопроводной сети, оптимальных схемы и параметров тепловой сети, изменения физико-химических процессов в атмосфере в районе сооружения крупной ветроэнергетической установки. Для достаточно полного обоснования плодотворности такого моделирования требуется выполнить еще большой объем работ и решить ряд сложных проблем. В использовании при построении траектории динамического программирования важнейшими являются проблемы неаддитивности целевых функций [5] и наращивания оптимальных графиков

движения одновременно по нескольким группам переменных. Первая из отмеченных проблем пока решена [5] только для случая лишь одного вида взаимодействия между компонентами рассматриваемой системы путем итеративных расчета данного взаимодействия при фиксированных параметрах, и выбора параметров при фиксированном взаимодействии. Результаты начальных и недостаточно широких исследований в области равновесного термодинамического анализа траекторий необратимых процессов все же свидетельствуют о необходимости их дальнейшего продолжения и расширения. При этом надо иметь в виду, что стремительное развитие вычислительной техники и информационных технологий способствует резкому повышению конкурентоспособности сравнительно простых и универсальных равновесных моделей по отношению к моделям кинетики и необратимых термодинамик.

Литература

1. **Карно С.** Размышления о движущей силе огня и машинах, способных развивать эту силу // Второе начало термодинамики. – М.; Л.: Гостехиздат, 1934. – С. 17–62.
2. **Горбань А.Н., Каганович Б.М., Филиппов С.П.** Термодинамические равновесия и экстремумы: Анализ областей достижимости и частичных равновесий в физико-химических и технических системах. – Новосибирск: Наука, 2001. – 296 с.
3. **Gorban A.N., Kaganovich B.M., Filippov S.P, Keiko A.V., Shamansky V.A., Shirkalin I.A.** Thermodynamic Equilibria and Extrema. Analisis of Attainability Regions and Partial Equilibria. – Springer. 2006 – 282 p.
4. **Kaganovich B.M., Keiko A.V., Shamansky V.A.** Equilibrium Thermodynamic Modeling of Dissipative Macroscopic Systems // Advances in Chemical Engineering. Vol. 39. Thermodynamics and kinetics of complex systems. Chapter 1 – Elsevier, 2010. – P. 1–74.
5. **Каганович Б.М.** Равновесная термодинамика. Проблемы и перспективы. Вторая редакция. – Saarbrucken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2015. – 239 с.
6. **Гейзенберг В.** Понятие замкнутой теории в современной естественной науке // Гейзенберг В. Шаги за горизонт. – М.: Прогресс, 1987. – С. 178 – 183.
7. **Полак Л.С.** Вариационные принципы механики: Их развитие и применения в физике. – М.: Книжный дом "ЛИБРОКОМ", 2010. – 600 с.
8. **Больцман Л.** Молекулярно–кинетическая теория газов. Термодинамика. Статистическая механика // Избр. Тр. – М.: Наука, 1984. – С. 9 – 330.
9. **Беллман Р.** Динамическое программирование. – М.: Изд-во иностр. лит., 1960. – 400 с.
10. **Вентцель Е.С.** Элементы динамического программирования. – М.: Наука, 1964. – 175 с.
11. **Эйнштейн А.** Элементарная теория броуновского движения // Собр. науч. тр. М.: Наука, 1966. Т. 3. – С. 155–163.
12. **Эйнштейн А.** К квантовой теории // Там же. – С. 328–335.
13. **Ландау Л.Д.** К теории звезд //Собр. тр. – М.: Наука, 1969. – Т.1. – С 86–89.
14. **Ландау Л.Д.** Теория сверхтекучести гелия // Там же . – С.352–385.
15. **Эйнштейн А.** О принципе относительности и его следствиях // Собр. науч. тр. – М.: Наука, 1965. – Т. 1. – С. 65–112.
16. **Каганович Б.М., Воропай Н.И., Стенников В.А., Зароднюк М.С.** Термодинамика, теория цепей и их совместные применения в энергетических исследованиях // Изв. АН. Энергетика, – 2014. – № 5. – С. 3–15.
17. **Кирхгоф Г.** Работы по электрическому току в проводящих средах // Избр. тр. – М.: Наука, 1988. – С. 155–231.
18. **Максвелл Д.К.** Трактат об электричестве и магнетизме. – М.: Наука, 1989. – Т.1. – 416 с.
19. **Меренков А.П., Хасилев В.Я.** Теория гидравлических цепей. – М.: Наука, 1985. – 278 с.

О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

В.А. Стенников, С.В. Жарков

Российская энергетика находится на пути перехода к новой парадигме технического развития. В ее формировании могут быть выделены два основополагающих направления. Первое из них представляет структурно-технологическое преобразование, связанное с изменением системных принципов построения энергоснабжения, которые должны быть ориентированы на создание интегрированных систем, обеспечивающих комплексное снабжение потребителей разными видами энергии (электричеством, теплом, холодом и т.п.) Второе связано с инновационными энергоэффективными технологиями и оборудованием, с одной стороны, реализующими новые системные подходы, а, с другой стороны, адекватно учитывающие разнотипную структуру нагрузок (электрических, тепловых и др.), их соотношение, а также активное поведение потребителя. При этом энергоэффективность энергоснабжения должна оцениваться не по отдельным типам систем, как это делается сейчас, а по синергетическому эффекту, отражающему успешность деятельности всех разнотипных систем, функционирующих на данной территории или создаваемых для отдельно взятого потребителя в зависимости от уровня рассмотрения и принятия решения.

Ключевые слова: **техническая политика, энергоснабжение, электроснабжение, теплоснабжение, топливоснабжение, паротурбинные, газотурбинные, парогазовые установки, эффективность.**

1. ВВЕДЕНИЕ

Техническая политика во многом определяет уровень совершенства и эффективность энергоснабжения потребителей, включая электро- и теплоснабжение, а также топливоснабжение. В последние десятилетия по ряду разных причин ее разработка и реализация осуществлялись разрозненно по системам и отдельным задачам. Технические решения и проекты, зачастую, были ориентированы и продолжают ориентироваться на импортные парогазовые технологии и оборудование, которые не рассчитаны на сложившиеся особенности энергетики России. Все это привело к тому, что отечественная энергетика стала терять свои преимущества. Снижается ее эффективность, уменьшается инвестиционная активность, растут тарифы, падает спрос, трансформируются рынки электро-, теплоэнергии, которые покидают наиболее платежеспособные потребители, строя свои энергоисточники. Представляется, что преодолеть негативные тенденции возможно лишь путем перехода к новой энергетической парадигме. В ее формировании могут быть выделены две составляющие, первая из них представляет изменение системных принципов построения систем энергоснабжения, которые должны быть направлены на создание интегрированных систем, обеспечивающих комплексное снабжение потребителей разными видами энергии (электроэнергией, теплом, холодом), вторая связана с инновационными энергоэффективными технологиями и оборудованием, с одной стороны, реализующими новые системные подходы, а, с другой стороны, адекватно учитывающие разнотипную структуру нагрузок (электрические, тепловые и др.), их соотношение, графики и режимы потребления. При этом эффективность энергоснабжения должна оцениваться не по отдельным типам систем, как это делается сейчас, а по синергетическому эффекту, отражающему успешность деятельности всех разнотипных систем, функционирующих на данной территории или создаваемых для отдельно взятого потребителя в зависимости от уровня рассмотрения и принятия решений.

Очевидно, что применяемые технологии и оборудование должны быть ориентированы на российские условия и особенности энергопотребления, обусловленные суровым климатом РФ. В наибольшей степени этому соответствует теплофикация. Отечествен-

В.А. Стенников, С.В. Жарков, Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия(e-mail: SVA@isem.sei.irk.ru, Zharkov@isem.irk.ru).

ное паротурбинное оборудование (прежде всего, с противодавлением), по своему профилю наиболее подготовлено к таким условиям, отвечает сложившемуся в России соотношению электрических и тепловых нагрузок, и обладает достаточно высокой эффективностью полезного использования тепла топлива. Другими прорывными направлениями должны стать развитие парогазовых технологий с впрыском пара, а также технологий утилизации тепла конденсации водяных паров из дымовых газов. В сочетании все эти направления обеспечат инновационное развитие систем энергоснабжения территорий и энергетики страны в целом.

2. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ

Формирование и реализация эффективной для общества, а также для хозяйствующих субъектов, технической политики в энергетике, как и в других сферах экономической деятельности в настоящее время становится все более проблематичной задачей. Органы государственной власти полагают, что все решит конкурентный рынок, а хозяйствующие субъекты предпочитают свои интересы, нередко ориентированные на сиюминутную выгоду, в ущерб перспективной собственной и общей экономической эффективности. Процесс существования крупных компаний, зачастую замыкается сам на себя, превращая их деятельность в «натуральное хозяйство».

В сложившейся практике принятия решений нарушен принцип комплексного планирования энергоснабжения территорий. Развитие и функционирование электроэнергетики рассматривается в отрыве от теплоснабжения и наоборот. Нередко не учитываются особенности топливоснабжения. Каких-либо регламентирующих документов, объединяющих планирование процесса развития этих систем, не предусмотрено. В результате, соответствующим образом, непродуктивно программируется и развивается рынок технологий и оборудования в энергетике. Вместе с тем, здесь сосредоточен наибольший потенциал инновационных технических решений и технологических возможностей, обеспечивающих наибольшую эффективность энергетики.

Преимущественная ориентация на высокие коэффициенты полезного действия (КПД), низкие удельные расходы топлива на производство электроэнергии стимулировала развитие конденсационных электростанций или парогазовых установок (ПГУ) с высокой удельной выработкой электрической энергии на тепловом потреблении (ПГУ бинарного типа). ПГУ бинарного типа имеют бесспорное преимущество перед конденсационными паротурбинными установками (ПТУ) при генерации только электрической энергии (КПД ПГУ – 60%, ПТУ – 38-39%). Однако, если рассматривать теплофикацию с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии, предствпавляющую наиболее эффективный способ энергоснабжения, то их преимущества становятся неочевидными. По соотношению электрических и тепловых мощностей ПТУ более адекватны суровым (2/3 территории) климатическим условиям России.

Предпочтительное сооружение ПГУ-ТЭЦ вместо паротурбинных теплоэлектроцентралей привело к дальнейшему значительному снижению доли теплофикации в производстве энергии, причем основанием этому послужило ошибочное мнение о высокой значимости электрического КПД ПГУ-ТЭЦ [1]. Вместе с тем, это ложный посыл, потому, что нельзя оценивать эффективность ТЭЦ по ее КПД в конденсационном режиме, которого к тому же в чистом виде на практике никогда не бывает, поскольку даже летом сохраняется тепловая нагрузка в виде горячего водоснабжения (ГВС).

Конденсационные ПГУ даже при прогнозируемых высоких КПД будут менее эффективными по сравнению с теплофикационными установками. Их сооружение может быть обосновано лишь для электроемких производств и, возможно, для обеспечения летнего баланса мощности некоторых городов, районов, энергосистем при невозможности его достижения на базе ТЭЦ, АЭС и ГЭС.

ПГУ и мощные ГТУ для энергетики России в запланированных столь значительных объемах, согласно официальным документам, не нужны. В климатических условиях РФ основной технологией, обеспечивающей реальную экономию топлива, была и остается теплофикация (включая средние и мелкие системы). Появление ПГУ с высоким КПД привело к формированию иллюзии о больших возможностях парогазовых КЭС по повышению топливной эффективности энергоснабжения и соответствующему отрицательному процессу принижения значимости теплофикации. При этом не учитывается, что строительство новых КЭС требует создания новых капиталоемких линий электропередачи (ЛЭП) и систем доставки топлива, а топливная эффективность ТЭЦ, при сопоставлении технологий, почему-то оценивается по показателям их работы в конденсационном режиме. Вызывает сомнение обоснованность выбора бинарных ПГУ при сооружении как КЭС, так и ТЭЦ. Тем более, что реализацию таких решений планируется осуществить за счет широкомасштабного применения ГТУ и ПГУ зарубежного и лицензионного производства, усиливающего зависимость отечественной энергетики от зарубежного оборудования и негативно влияющего на энергетическую безопасность России. В результате российские производители остаются без заказов, а энергетика несет повышенные расходы, которые приводят к необоснованному росту тарифов.

3. НЕГАТИВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Преклонение перед зарубежными технологиями повлияло на формирование негативной тенденции в российской энергетике, ориентированной на импортное оборудование, не рассчитанное на сложившиеся особенности структуры нагрузок (отношение электрической и тепловой нагрузки), характерные для России. Во многом эти особенности связаны с более высоким уровнем теплопотребления нашей страны по сравнению с европейскими странами по причинам изложенным выше.

Сложилась высокая научно-техническая и технологическая зависимость России от импортного оборудования, доля которого в структуре вновь вводимых энергетических объектов достигает 80%. Причем многие эксперты на основе анализа опыта эксплуатации зарубежных ГТУ в условиях России отмечают целый ряд их недостатков, влияющих на снижение надежности и безопасности энергоснабжения страны. Отмечается также, что общая рентабельность производства электроэнергии электростанциями на базе ГТУ сопоставима, а иногда даже меньше, чем паросиловыми блоками. Не менее сложная ситуация с эффективностью функционирования сохраняется с отечественными ГТУ большой мощности [2].

Целесообразно пересмотреть стратегические направления развития энергетики, которые до настоящего времени значительно зависят от импортных поставок энергетического оборудования и отличаются относительной разрозненностью принимаемых решений по вопросам перспективного планирования энергоснабжения территорий. Это позволит сократить требуемые объемы инвестиций, снизить топливоемкость энергоснабжения и сдержать рост тарифов, а, следовательно, повысить конкурентоспособность отечественной продукции и услуг.

Другим негативным фактором отечественной энергетики является то, что разработка и формирование технических направлений развития систем энергоснабжения, обоснование их рациональных масштабов, структуры и параметров энергоисточников, реконструкции и преобразования осуществляются без учета оптимального соотношения электрической и тепловой мощности теплофикационного оборудования и их соответствия подключаемым тепловым и электрическим нагрузкам.

Ситуация в значительной мере обострилась в связи с изменением градостроительной политики и планов размещения производственных комплексов. Крупные предприятия стали выносить свои производства за пределы городской

застройки и, нередко, из-за высоких тарифов и ненадежного энергоснабжения стали строить свои источники электрической и тепловой энергии, более того, по этой же причине (высокие тарифы, низкая надежность, непредсказуемость) они начали выводить свои производства за пределы России.

Доказательством низкой эффективности энергоснабжения потребителей являются высокие удельные расходы топлива на производство тепловой и электрической энергии. До 80% себестоимости электроэнергии тепловых электростанций приходится на топливо, поэтому топливная эффективность оказывает значительное влияние на экономическую эффективность энергоснабжения. В этом очень ярко прослеживается отрицательный эффект раздельного планирования электро- и теплоснабжения, а также несогласованность рынков тепловой и электрической энергии. Низкий планируемый темп снижения удельных расходов топлива на энергоснабжение подтверждается довольно скромными фактическими показателями, достигаемыми по программам развития электроэнергетики, несмотря на значительные затрачиваемые инвестиции.

Сложившиеся негативные тенденции в технической политике ведут к неизбежному отставанию в развитии отечественной энергетики и энергомашиностроения, не допустить которое возможно лишь путем формирования новой стратегии, основанной на “прорывных технологиях”, обеспечивающих России приоритетное технологическое развитие.

4. НАПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Формирование технологического развития энергетики должно исходить из потребительского спроса на электрическую и тепловую энергию и учитывать особенности климатических условий РФ и возможности отечественного энергомашиностроения. Ориентация на простое повышение КПД тепловых электростанций бесперспективна, так как КПД парогазовых установок достиг 60%, и дальнейшее его повышение обходится очень дорого, при этом резервы роста эффективности установок здесь уже практически исчерпаны. Начальная температура газа у современных ГТУ составляет 1500°С и её повышение связано с огромными технологическими трудностями, значительным удорожанием сооружения электростанций и ростом выбросов оксидов азота. Кроме того, дальнейшее повышение температуры цикла уже не приводит к столь заметному росту КПД газотурбинных и парогазовых установок, как это было в начале развития газотурбинной техники [3]. Всё это свидетельствует о том, что концепция бинарных ПГУ достигла своего предела («уровня насыщения») и дальнейшее совершенствование энергетической техники связано с переходом на новые технологии.

В связи с этим целесообразно посмотреть на развитие энергетической техники с другой стороны, в частности, со стороны повышения коэффициента использования теплы сгорания топлива (КИТТ). Здесь существуют большие резервы, прежде всего, в сфере теплофикации, так КИТТ ТЭЦ, по меньшей мере, можно увеличить до 105–110% (по низшей теплоте сгорания топлива), что позволит более полно использовать теплотворную способность топлива. Подтверждением этому могут служить современные конденсационные котлы, КПД которых достигает 110% при параметрах сетевой воды 50/30°С [4].

Согласно вышеизложенному, в настоящее время наиболее актуальной и вполне обоснованной является задача разработки и создания оборудования газовых ТЭЦ, обладающих высокоэффективными характеристиками по коэффициенту использования тепла топлива, по соотношению производства электрической и тепловой энергии, по маневренности, по надежности и т.п.

Такие ТЭЦ, согласно расчетам, значительно превзойдут по топливной эффективности электростанции с любым другим составом современного оборудования. Производство оборудования с высокими эксплуатационными показателями позволит отечественным предприятиям выйти в мировые лидеры энергомашиностроения в результате пе-

рехода к новой парадигме развития энергетики. При этом открываются хорошие возможности последующего высокотехнологичного экспорта энергетических установок и расширения области их применения.

Одним из важных факторов, определяющих конкурентоспособность и выживаемость экономики России в современном глобализованном мире, является повышение ее энергоэффективности. При этом наиболее значительный потенциал энергосбережения сосредоточен в ее самой инфраструктурной (а также энерго-, топливоемкой) отрасли – энергоснабжении (электро-, тепло-, топливоснабжении) экономики и населения, где основным направлением экономии энергии (топлива) опять же может быть теплофикация.

Особенность современного этапа развития энергетики РФ состоит в том, что имеющиеся энергетические мощности, в основном, обеспечивают покрытие электрических и тепловых нагрузок, поэтому главной задачей становится модернизация, техническое и технологическое перевооружение действующих систем энергоснабжения, повышение их эффективности (топливной, экологической и экономической) и надежности. Основополагающим принципом здесь должно стать комплексное рассмотрение вопросов энергоснабжения, их решение и практическая реализация. То, что в настоящее время при планировании не учитываются системные эффекты, это абсолютно не означает, что их нет и не может быть в реальности.

5. ИННОВАЦИИ В ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Наиболее эффективным видом энергоснабжения территорий, по целому ряду факторов, отмеченных выше, является теплофикация. Она в полной мере отвечает их комплексному энергетическому планированию и развитию. При этом, согласно складывающейся структуре нагрузок, на ТЭЦ должно быть установлено разнотипное оборудование – одно для высокоэффективной теплофикационной работы по тепловому графику (в базовой части тепловых и электрических нагрузок), другое – для покрытия оставшейся электрической нагрузки местных потребителей специализированными маневренными установками.

В настоящее время наиболее универсальной и оптимальной по составу основного оборудования является схема ТЭЦ, включающая [5]:

1. ПТУ противодавления, с котлом, оснащенным системой утилизации теплоты конденсации водяных паров из дымовых газов (СУТВП). Такой профиль энергоустановки ПТУ+СУТВП может покрывать базовые и полупиковые электрические нагрузки, для которых она является практически идеальной по показателям топливной эффективности, надежности, долговечности и простоте перевода в маневренный (полупиковый) режим.

2. ПГУ-STIG (с впрыском пара в камеру сгорания), ориентированная в основном, на переменную часть графика электрических нагрузок. По КПД и удельным выбросам влаги в конденсационном режиме она практически не уступает бинарной ПГУ, но значительно дешевле и компактнее, а также быстрее запускается из холодного состояния и не требует специальной маневренной системы охлаждения (градирни). Эффективным представляется впрыск воды в проточную часть компрессора ПГУ-STIG, он способствует уменьшению работы сжатия паровоздушной смеси, повышению мощности и КПД установки [6-8]. Паровое охлаждение турбины [9,10] позволяет повысить температуру цикла ПГУ-STIG, что делает данную технологию одним из наиболее перспективных направлений развития парогазовых установок [10-13].

Для таких электростанций не нужны градирни, которые в самые холодные дни с наибольшим теплопотреблением, сами требуют максимум тепла, чтобы исключить их «размораживание», в результате увеличиваются собственные нужды электростанции в пиковый период. Кроме того, они не требуют сложной системы водоснабжения и водоподготовки.

В такой схеме станции паротурбинная установка, как наиболее отработанное, освоенное, надежное и долговечное оборудование, покрывает основную (по длительности и объему) нагрузку, а ПГУ-STIG как относи-

тельно недорогое и высокоманевренное оборудование обеспечивает ее пиковую часть. Каждая из включаемых в схему ТЭЦ установок используется в наиболее оптимальных для нее режимах с раскрытием всех своих преимуществ. При этом для покрытия пиковых нагрузок не привлекается все оборудование станции, а используется только небольшая специализированная его часть, поэтому в общем случае ПТУ может работать на менее качественном топливе (угле или биомассе). В то же время ПТУ может привлекаться для покрытия достаточно предсказуемых и медленно нарастающих/убывающих полупиковых нагрузок в случае имеющегося резерва мощности. Оптимальное соотношение тепловых и электрических мощностей теплофикационных установок, адекватно отражающих структуру и режимы потребительского спроса, будет обеспечивать экономичное использование электрической мощности ПТУ противодавления, привязанной к тепловой нагрузке [14].

Широкомасштабное преобразование ТЭЦ и котельных посредством типовых проектов по предлагаемым схемам можно осуществить путем реализации менее затратной, чем планируется в перспективных документах по развитию электроэнергетики, но более эффективной, постепенной ее модернизации с плавным наращиванием генерирующего потенциала на основе отечественного оборудования и широкомасштабного развития теплофикации [5,15]. Утилизация “скрытого” тепла дымовых газов ТЭЦ является наиболее эффективной областью и самым емким рынком применения тепловых насосов различного типа в РФ, поскольку источник низкопотенциального тепла (дымовые газы) и потребитель (тепловая сеть) находятся на одной станции.

Вышеизложенные результаты исследования направлений энергоснабжения потребителей позволяют сделать вывод о том, что потребность энергетики РФ в ПГУ и крупных ГТУ преувеличена. При этом, на станциях с такими установками в принципе невозможно достичь показателей ТЭЦ предлагаемой схемы.

6. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Развитие энергоснабжения целесообразно ориентировать на постепенное (эволюционное) повышение роли и эффективности местных (городских) систем энергоснабжения путем их преобразования посредством малозатратных с небольшими сроками окупаемости мероприятий и реализацией имеющихся значительных резервов экономии топлива [15] в направлении:

- развития теплофикации (когенерации) с постепенным повышением доли ТЭЦ в генерации электрической и тепловой энергии;
- расширения сферы теплофикации на малые и средние нагрузки (города и поселения);
- модернизации действующих ТЭЦ и котельных с максимальным использованием существующей энергетической инфраструктуры с соответствующим сокращением строительства новых ТЭС;
- создания специализированных “зимних” [15] и маневренных электрических и тепловых мощностей для обеспечения эффективной балансировки с нагрузками в пунктах потребления;
- применения оборудования отечественного производства;
- повышения эффективности использования природного газа.

Реализация перечисленных направлений позволит осуществить менее затратную, но, в то же время, более эффективную модернизацию источников электрической и тепловой энергии с предпочтительным развитием ТЭЦ, при этом станет возможным значительно повысить надежность энергоснабжения и энергобезопасность страны. В частности, даже небольшие турбины противодавления, установленные на источниках тепла, в случае аварийного разрыва связи с электроэнергетической системой, смогут обеспечить электроснабжение сетевых насосов систем централизованного теплоснабжения, предотвратив тем самым их возможное размораживание.

Перспективными прорывными технологиями развития энергетики должны стать:

- развития теплофикации (когенерации) с постепенным повышением доли ТЭЦ в

генерации электрической и тепловой энергии;

- парогазовые установки с впрыском пара в камеру сгорания, развиваемые в двух направлениях:
  - с паротурбинной установкой;
  - без паротурбинной установки – типа STIG;
- паротурбинные установки ТЭЦ, прежде всего, с ПТУ противодавления в сочетании с ПГУ- STIG;
- утилизация теплоты конденсации водяных паров дымовых газов;
- интегрированные структуры и системы, например, ПТУ (ПГУ) в сочетании с ветро-, солнечными и другими установками с получением электроэнергии, пара, тепла, горячей воды, холода, а в перспективе – водорода, кислорода, жидкого топлива и др. из газа, нефти, угля с организацией сетецентрического управления энергоснабжением.

Стратегическая ориентация энергетики на теплофикацию (когенерацию) позволит значительно повысить топливную и экономическую эффективность энерго-снабжения, будет способствовать снижению зависимости территорий от оптового рынка электроэнергии, перенося все вопросы по развитию и функционированию ТЭЦ на розничный рынок. Формирование розничного рынка на базе ТЭЦ обеспечит им высокую конкурентоспособность относительно других источников. Это будет способствовать оптимизации структуры генерирующих мощностей в направлении повышения доли комбинированной выработки электрической и тепловой энергии. Развитие энергетики с предпочтительным сооружением ТЭЦ предполагает ориентацию на комплексное энергоснабжение (электро-, тепло-, топливоснабжение) и, следовательно, его непосредственную увязку с развитием территорий, интегрирующих разнотипных потребителей. Приоритетное развитие ТЭЦ, в том числе, в рамках распределенной генерации, приближенной к потребителю, соответствует современным мировым тенденциям развития энергетики.

Высокую значимость при этом приобретают энергопрограммы, разрабатываемые на нижнем территориальном уровне – на уровне городов, поселений районов, и отражающие направления комплексного энергоснабжения всех потребителей рассматриваемой территории. Решения, получаемые в рамках данных энергопрограмм, должны стать основой для разработки энергетических документов более высокого уровня. При необходимости может быть осуществлена их итерационная иерархическая увязка.

7. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Успешное перспективное развитие отечественной энергетики невозможно без смены технической политики, которая должна быть ориентирована на общесистемную эффективность, надежное и экономичное энергоснабжение потребителей. Комплексное планирование и прогнозирование энергоснабжения территорий обуславливает создание интегрированных систем электро- и теплоснабжения, состоящих из разнотипного оборудования, как по назначению, так и по участию в покрытии графика нагрузок.

Приоритетным направлением является теплофикация (когенерация) с расширением сферы ее применения на область средних и малых нагрузок (городов и поселений). В связи с этим эффективным представляется широкое применение хорошо зарекомендовавших себя паротурбинных установок, прежде всего, с противодавлением, а также разработка, освоение и активное применение разнотипных парогазовых установок с впрыском пара. Массовое внедрение технологии утилизации теплоты конденсации водяных паров из дымовых газов, обеспечит максимально эффективное использование теплоты топлива.

8. ЛИТЕРАТУРА

1. Чистович С.А. О применении парогазовых ТЭЦ с турбинами противодавления в районах городской застройки // Новости теплоснабжения. 2011. № 1. С. 21-25.

2. LXI научно-техническая сессия по проблемам газовых турбин и парогазовых установок // Газотурбинные технологии. 2014. № 9. С. 42-46.

3. Агеев А.В., Балашов Ю.А. Преодоление порога КПД ПГУ 60% // Энергетика за рубежом. 2011. № 6. С. 31-42.
4. Раяк М.Б. Современные генераторы тепла для отопления и горячего водоснабжения // Сантехника. 2014. № 3. С. 24-29.
5. Стенников В.А., Жарков С.В. О направлениях повышения эффективности энергоснабжения // Энергетик. 2012. № 10. С. 2-6.
6. Полетавкин П.Т. Парогазотурбинные установки. М.: Наука. 1980.
7. Алексеев А.П., Барский И.А., Орехов В.К., Шаталов И.К. Повышение мощности ГТУ// Газовая промышленность. 1999. № 8. С. 29-30.
8. Фаворский О.Н., Бессмертных А.В., Григорьянц Р.Р., Жук А.З., Залкинд В.И., Зейгарник Ю.А., Иванов П.П., Мирошниченко В.И., Мурахин С.А., Пикин М.А., Шевченко И.С., Кузьмак С.Б. Новые пути повышения эффективности конверсионных ГТУ газопарового цикла малой мощности // Теплоэнергетика. 2005. № 6. С. 48-55.
9. Арсеньев Л.В., Корсов Ю.Г., Ходак Е.А., Ромахова Г.А. Высокоэффективная комбинированная установка с паровым охлаждением газовой турбины// Теплоэнергетика. 1990. № 3. С 19-22.
10. Комплексная парогазовая установка с впрыском пара и теплонасосной установкой (ПГУ МЭС-60) для АО "Мосэнерго" / О.Н. Фаворский, В.М. Батенин, Ю.А. Зейгарник, В.М. Масленников и др. // Теплоэнергетика. 2001. № 9. С. 50-58.
11. Фаворский О.Н., Бессмертных А.В., Григорьянц Р.Р., Жук А.З., Залкинд В.И., Зейгарник Ю.А., Иванов П.П., Мирошниченко В.И., Мурахин С.А., Пикин М.А., Шевченко И.С., Кузьмак С.Б. Новые пути повышения эффективности конверсионных ГТУ газопарового цикла малой мощности // Теплоэнергетика. 2005. № 6. С. 48-55.
12. Батенин В.М., Зейгарник Ю.А., Копелев С.З., Масленников В.М., Новиков А.С., Полежаев Ю.В., Фаворский О.Н., Штеренберг В.Я. Парогазовая установка с вводом пара в газовую турбину - перспективное направление развития энергетических установок // Теплоэнергетика. 1993. № 10. С.46-52.
13. Арсеньев Л.В., Корсов Ю.Г., Ходак Е.А., Ромахова Г.А. Высокоэффективная комбинированная установка с паровым охлаждением газовой турбины// Теплоэнергетика. 1990. № 3. С 19-22.
14. Липатов Ю.А. О государственной политике в теплоснабжении. Актуальные законодательные изменения // Новости теплоснабжения. 2014. № 11. С. 6-7.
15. Стенников В.А., Жарков С.В. О направлениях развития газовой теплоэнергетики РФ // Портал по энергосбережению “ЭнергоСовет”.
http://www.energosovet.ru/stat661.html

9. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Стенников Валерий Алексеевич – заместитель директора по научной работе Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, доктор технических наук, профессор. Основные научные интересы: методы и модели теории гидравлических цепей, оптимальное управление развитием трубопроводных систем, системные исследования в области теплоэнергетики и теплоснабжения, энергосбережение, тарифообразование.



Жарков Сергей Владимирович – старший научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия, кандидат технических наук. Основные научные интересы: исследование теплоэнергетических установок и систем, возобновляемые источники энергии, энергетические технологии, методы энергетической эффективности.

УДК 553.98; 662.8.05

Инновационно-технологический подход к эффективному использованию низкокалорийных углей Приамурья

Сорокин А.П., Рождествина В.И., Савченко И.Ф.

Рассмотрены сырьевая база и возможности использования низкокачественных углей технологической группы 1Б. Разработана схема эффективного комплексного их освоения, включающая термическую конверсию углей способом высокоскоростного пиролиза, апробация которой проведена на Сергеевском буроугольном месторождении. Кроме этого рассмотренные угли могут быть использованы и как химическое сырье с получением буроугольного горного воска и гуматов, которые легко экстрагируются и могут быть переработаны в эффективные биологические вещества – низко- и высокомолекулярные кислоты, используемые в биосинтезе кормового белка и витаминов для домашних животных и птиц. Определенный интерес представляют также разработки авторов по технологии попутного извлечения из рассматриваемых углей благородных и других металлов.

Сорокин А.П., Рождествина В.И. Амурский научный центр ДВО РАН, Савченко И.Ф. Институт геологии и природопользования ДВО РАН, г. Благовещенск, Россия (e-mail: amurnc@ascnet.ru).

***Ключевые слова*: бурые угли технологической группы 1Б, технологии получения продуктов топливного и нетопливного назначения**

1. ВВЕДЕНИЕ

Восточная окраина Евразии – территория с огромным ресурсным потенциалом (горючие ископаемые, благородные металлы, неметаллы, строительные материалы, минеральные воды и др.), составляющим основу развития промышленного производства Дальнего Востока. Актуальность их исследования возросла в 90-е годы прошлого столетия в связи с реформированием горнодобывающего комплекса и необходимостью ориентации на изучение не только известных, но и выявление новых – нетрадиционных видов минерального сырья и разработку технологий комплексного использования.

В Приамурье особое место занимает Зейско-Буреинский бассейн с крупнейшими на Дальнем Востоке топливно-энергетическим комплексом. Твердые горючие ископаемые представлены каменными и бурыми углями, ресурсы которых определены более чем в 70 млрд. т. В пределах бассейна известно более 90 месторождений угля, из которых в настоящее время изучено девять: Огоджинское и Сугодинское – каменные, остальные семь – бурые. Более 80 % углей по своим качественным показателям, степени углефикации разделяются на две технологические группы (марки): 1Б и 2Б. В настоящее время разрабатываются угли марки 2Б Райчихинского и Ерковецкого месторождений, последнее из которых обладает запасами 1,3 млрд. т [2].

2. ТЕХНОЛОГИИ И МЕТОДЫ ЭФФЕКТИВНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БУРЫХ УГЛЕЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ГРУППЫ 1Б

Основные запасы бурых углей рассматриваемой группы (2,3 млрд. т) составляют низкокачественное сырье, не пригодное без обогащения в качестве энергетического топлива. Кроме получения последнего, наиболее эффективный путь вовлечения их в хозяйственный оборот – получение из них синтетического жидкого топлива и газа, гуматов, на основе которых возможна организация производства кормовых дрожжей, биостимуляторов роста, горного воска, гранулированного твердого топлива и целого ряда других полезных компонентов. Результаты технологических исследований защищены патентами и

неоднократно докладывались на международных конференциях в Хабаровске, Владивостоке, Харбине, Пекине, Шиньяне, Цзямусы и др.

Характеристики качества рассматриваемых углей по месторождениям варьируют: по влажности от 49 до 57 %, зольности сухого топлива от 17,0 до 21,4 %, с выходом летучих от 60 до 63 %. Высокий выход летучих и низшая теплота сгорания (от 7,5 до 8,8 МДж/кг) характеризуют угли как низкопотенциальное топливо с долей балласта 74,2-75,1 %, а теплоценные элементы составляют всего 24,9-29,8 % (табл. 1).

ТАБЛИЦА 1. СРЕДНИЙ СОСТАВ И ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ УГЛЕЙ 1Б МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЕРХНЕГО ПРИАМУРЬЯ

Месторождения	W_r %	W_a %	A_d %	V_r %	**Элементный состав горючей массы, %**					**Тепло-творность**	
					C	**H**	**S**	**N**	**O**	Q_s^{daf}, кДж/кг	Q_i^r, кДж/кг
Сергеевское	52	7,9	17	63	66,5	5,7	0,4	0,8	26.6	27,0	8,6
Свободное	50-53	8,3	18	60	66,7	5,8	0,2	0,9	26,4	27,2	8,8
Тыгдинско	49-57	8,9	24,1	62	66,4	5,6	0,4	1,1	26,5	26,7	7,5
Сианчик	53			62	66,4	5,7	0,3	0,8	26,8	26,7	7,7

Исследования по поиску путей наиболее эффективного использования рассматриваемых углей, включая технологии получения квалифицированного топлива, в Амурском научном центре (АмурНЦ) и Институте геологии и природопользования (ИГиП) ДВО РАН (до 2005 г. в Отделении региональной геологии и гидрогеологии) начали проводиться с 2000 г. За более чем десятилетний период выполнено ряд перспективных разработок. В частности, большой объем исследовательских и опытно-конструкторских работ был выполнен в рамках реализации областной Программы «Разработка технологий глубокой переработки высоковлажных бурых углей Амурской области в 2003-2004 гг.».

Авторами разработана концепция эффективного экономического освоения углей группы 1Б, которая предусматривает два направления их комплексной переработки:

- получение различных марок сортового твердого топлива, бытового и энергетического газа, жидкого топлива;
- получение буроугольного горного воска, органических кислот, гумусовых препаратов и др.).

Разработанная схема (рис. 1) существенно расширяет ряд получаемых товарных продуктов, повышает инвестиционную привлекательность и показатели эффективности освоения месторождений низкокачественных бурых углей Приамурья [1].

За годы исследований отработаны новые технические и технологические решения, выполнены полупромышленные испытания, получены ряд патентов, разработаны инновационные технологии, включающие сушку, брикетирование и термическую конверсию бурых углей (рис. 2). Способ полевой естественной сушки и брикетный пресс относятся к энергосберегающим новшествам. На основе этих инноваций подготовлен проект освоения буроугольного месторождения «Сианчик» [2].

2.1. Технологии получения продуктов топливного назначения

Полевая сушка – экономичный метод углеподготовки

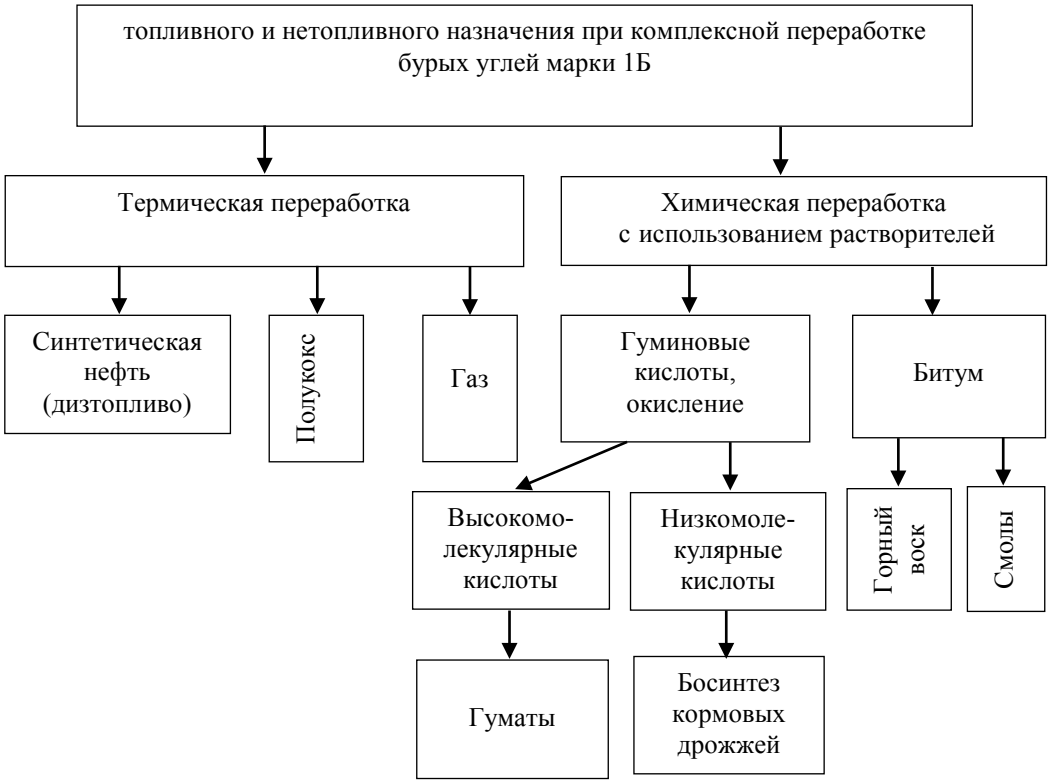


Рис. 1. Схема получения промышленной продукции при переработке бурых углей технологической группы 1Б Приамурья

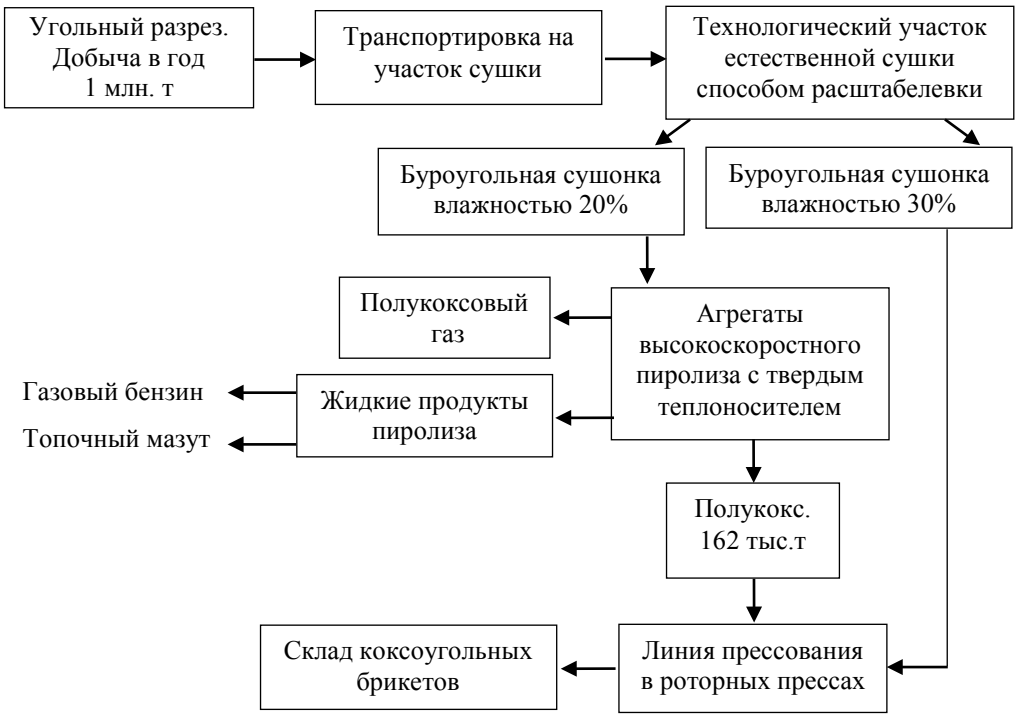


Рис.2. Схема термической переработки бурых углей технологической группы 1Б Приамурья

На базе Сергеевского буроугольного месторождения разработаны и проверены в производственных условиях два способа полевой сушки: в расстилах и штабелях. Сушка в расстилах рекомендуется для углей влажностью 50-65 %, а в штабелях – менее 50 %. Результаты сушки различной глубины подтверждают возможность достижения высокой степени обезвоживания и увеличение калорийности угля в 1,5 – 1,7 раза, что позволяет снизить массу перевозимого угля на 25-30 % и получить продукт близкий к углям марки 2Б без модернизации котельного оборудования. Установлено, что с 1 $м^2$ площади сушки за сезон можно собрать за 5-дневный цикл 55-65 кг сухого угля. Для разреза мощностью 300 тыс. т сырого угля площадка сушки должна составить 10-15 га в зависимости от планируемой влажности сухого угля.

Используемые в настоящее время сушилки расходуют 4,0-6,9 ГДж тепла и 30 кВт час электрической энергии на испарение 1 т влаги. Для сушки 300 тыс. т угля с влажностью 52% до 30 % необходимо испарить 94300 т влаги, затратить 2,8 млн. т кВт час электроэнергии и сжечь в топке сушилок 59-65 тыс. т угля с теплотой сгорания 8,7 МДж/кг. Таким параметрам отвечает труба-сушилка ТС-11 производительностью по испаренной влаге 15 т/час. Энергетические траты при этом в сравнении с полевой сушкой представляются сверхвысокими и в экономическом плане несостоятельными.

Оценивая перспективы применения полевой естественной сушки углей технологической марки 1Б, можно отметить следующие ее преимущества перед тепловой искусственной:

- сокращаются потери теплотворной способности углей при хранении, увеличивается его срок и уменьшается опасность самовозгорания;
- уменьшаются влага и транспортные расходы;
- в сравнении с тепловой искусственной сушкой сокращаются материальные затраты, экономится 18-21% добытого угля и 13-15 кВт/час электрической энергии на 1 т сухого угля.

Брикетирование

Способ производства брикетов предлагается осуществлять в следующей последовательности. Уголь влажностью 48-53 % формируют в штабеля с основанием 13-15 м, высотой 6,5 – 7,0 м. на площадке с отведением ливневых осадков. По мере высыхания до влажности (30-35%) производится удаление сухого слоя на толщину 10-15 см. Сухой уголь сортируют на грохоте по фракциям: БК – (бурый крупный) – 51-100 мм, БО – (бурый орех) – 26-50 мм, БМ – (бурый мелкий) – 13-25 мм и БСШ – (бурый семечко со штыбом) – 0-12 мм. Выход фракций, например, по Сергеевскому месторождению, после сушки партии 180 т составил БК – 7,2%, БО – 12%, БМ – 21%, БСШ – 60%. Выход фракции сухого угля диаметром более 12 мм, пригодного для слоевого сжигания составляет менее 40 %. Для улучшения теплотехнических свойств угольная мелочь (БСШ) изучалась на возможность брикетирования. Наиболее прочные брикеты этой фракции получаются при влажности 15- 21%. Классы БК, БО и БМ имеют спрос на котельных ЖКХ, а брикеты - у населения.

Авторами разработан энергоэффективный роторный пресс с удельным расходом энергии 28-30 кВт ч/т. Пресс для брикетирования изготавливается в мобильном варианте и может работать от механического привода – ВОМ тракторов.

Термическая конверсия бурых углей

Результаты элементного состава и теплотехнических характеристик углей марки 1Б и буроугольной сушонки свидетельствуют о возможности термической конверсии этих улей. Перспективным и высокоэффективным направлением в термохимической переработке бурых углей, по нашему мнению, может быть способ высокоскоростного пиролиза (ВСП),

отработанного в РФ на переработке горючих сланцев с применением для этих целей установок с твердым теплоносителем (УТТ). Для апробации данного метода на местных бурых углях, в АмурНЦ ДВО РАН в 2005 г. создан специальный научно-производственный полигон на базе Сергеевского месторождения. Разработанная технологическая схема переработки бурых углей приведена на рис. 2. На основе ее подготовлен инвестиционный проект сушки, термической переработки, шихтования сушонки с полукоксом и брикетирования смеси. Предложенная технологическая схема исключает необходимость создания золошлакоотвала.

Проект неоднократно демонстрировался на международных выставках-ярмарках и получил положительную оценку. Он предусматривает строительство углехимического комбината по добыче и термохимической переработке 1 млн. т сырого угля в год. Технологический процесс включает следующие стадии: добычу открытым способом, сушку в расстилах и штабелях, термическую переработку методом ВСП на двух установках с твердым теплоносителем (УТТ-500). Полученный полукокс смешивается с сушонкой и брикетируется в роторных прессах. Процессы высокоавтоматизированы. В результате переработки 1 млн. т сырого угля годовой выпуск промышленной продукции составит: топочный мазут – 60 тыс. т, газ полукоксовый – 60 млн. м3, бензин – 10 тыс. т, брикеты коксоугольные – 430 тыс. т.

2.2. Переработка бурых углей с получением продуктов нетопливного назначения

Рассматриваемые угли могут использоваться также и как химическое сырье для получения гуматов, буроугольного воска и ряда других дефицитных продуктов. Установлено, что в месторождениях угли Верхнего Приамурья в органической части содержится более 50 % гуминовых кислот, которые легко экстрагируютсяс получением биологически активных веществ, состоящих из низкомолекулярных и высокомолекулярных кислот. Они могут быть использованы в биосинтезе кормового белка и витаминов для домашних животных, птиц и в рыбоводстве. Кроме этого, в последние годы в бурых углях ряда месторождений сотрудниками АмурНЦ ДВО РАН установлено присутствие благородных и редкоземельных элементов. Технологии по их извлечению активно проводятся в указанных выше структурных подразделениях РАН.

Технология получения горного воска

При эстракционной обработке бурого угля различными растворителями из его органического вещества можно извлекать до 15 % сырого воска, содержащего 60-70% обессмоленного горного воска (табл. 2), а остаточный уголь содержит более 70% гуминовых кислот. По своим технологическим характеристикам, полученные продукты соответствуют воскам, экстрагируемым из бурых углей Грачевского, Южноуральского, а также Александрийского месторождения, на базе которого функционировал единственный в СССР Семеновский завод горного воска [7; 6].

Горный (буроугольный) воск – остродефицитный продукт. Особенностями физико-химических воска являются высокая влагоустойчивость, низкая электропроводность, инертность по отношению к агрессивным реагентам; механическая прочность; способность давать твердые блестящие покрытия, а также стойкие композиции с парафином, стеарином, пчелиным воском, озокеритом. Он применеятся для изготовления модельных составов при точном литье, обработки эластомеров, пластмасс, поверхности металлов (очистка поверхности, придание блеска, защита от коррозии), пропитки кожи, бумаги, изготовление изоляционных материалов, свечей, смазок и пр. Воск не оказывает канцерогенного действия, что определяет

возможность его применения в бытовой химии, парфюмерной, фармацевтической промышленности и других сферах деятельности человека.

В настоящее время Россия не имеет собственного промышленного производства дефицитного горного воска. Его можно создать на Дальнем Востоке на основе предлагаемой технологии с характеристиками, приведенными в табл. 2.

ТАБЛИЦА 2. ХАРАКТЕРИСТИКА ВОСКА УГЛЯ СЕРГЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Показатель	Растворитель		
	Бензол	Бензол: бензин 1:1	Бензин
Выход сырого воска, % на *daf*	15.1	13.8	10.8
Температура каплепадения по Уббелоде, ^{0}C	83	82	79
Кислотное число, мг КОН/г	61.2	51.8	47.4
Число омыления, мг КОН/г	123.0	121.3	105.7
Эфирное число, мг КОН/г	61.8	69.5	58.3
Выход обессмоленного воска, %: на сырой воск на *daf*	61.5	63.9	67.1

Гуминовые вещества и способы их производства

Гуматы получают по следующей технологической схеме:

- свежедобытый уголь выкладывают в штабель и компостируют в течение 2,5-3,0 месяцев с 4-5 перевалками, дополнительным увлажнением до влажности 55-60%;
- в стальной емкости готовят горячий водный раствор гидроксида натрия массовой концентрации 1 %;
- в горячий раствор 65-70 0С добавляют измельченный компостированный уголь из расчета 15 мас. % к массе раствора NaOH. Суспензию интенсивно перемешивают в течение 15-20 минут, затем нагревают до кипения, кипятят 1 час и отстаивают 1 сутки;
- слив с осадка представляет собой товарный продукт, содержащий гуминовые кислоты (ГК) и фульфокислоты (ФК).

Товарные гуматы содержат концентрацию суспензии 8-10% (до 12%) и 30-40 % ФК. Нормирование гуматов по ФК, находящимся обычно в минимуме, осуществляется добавлением в первичные гуматы солянокислого раствора, увеличивая их долю в суммарных гуматах. Для достижения гуматами товарной концентрации их сгущают в каскадном сгустителе, состоящем из мелких лотков. Площадь испарительной поверхности лотков рассчитывают из суточной нормы испарения 8 кг/м3 в период с 20 мая по 15 сентября. Схема каскадного сгустителя показана на рисунке 3. Товарные гуматы выгружают из нижнего лотка каскадного сгустителя и затаривают, этикетируют и направляют на склад готовой продукции.

Гуматы, произведенные таким способом испытаны на опытном поле ВНИИ сои РАСХН на посевных сои, пшеницы и ячменя. Испытания показали высокую эффективность их применения [3]. В АмурНЦ инвестиционный проект строительства цеха гуминовых веществ.

2.3. Технологические особенности извлечения благородных металлов из бурых углей

В результате аналитических исследований авторами установлено, что угленосные отложения ряда месторождений Приамурья (Архаро-Богучанское, Райчихинское, Ерковецке, Дармаканское) характеризуются устойчивыми концентрациями благородных металлов. Содержание их в углях и вмещающих породах, определялось в пробирной лаборатории АмурНЦ ДВО РАН по специальной методике. В более чем 3500 анализах установлено неравномерное распределение его концентраций. В 50-85 % исследованных проб содержание золота колеблется в интервале от следов до 5 г/т. Среднее значение металла в углях Ерковецкого месторождебния составляет

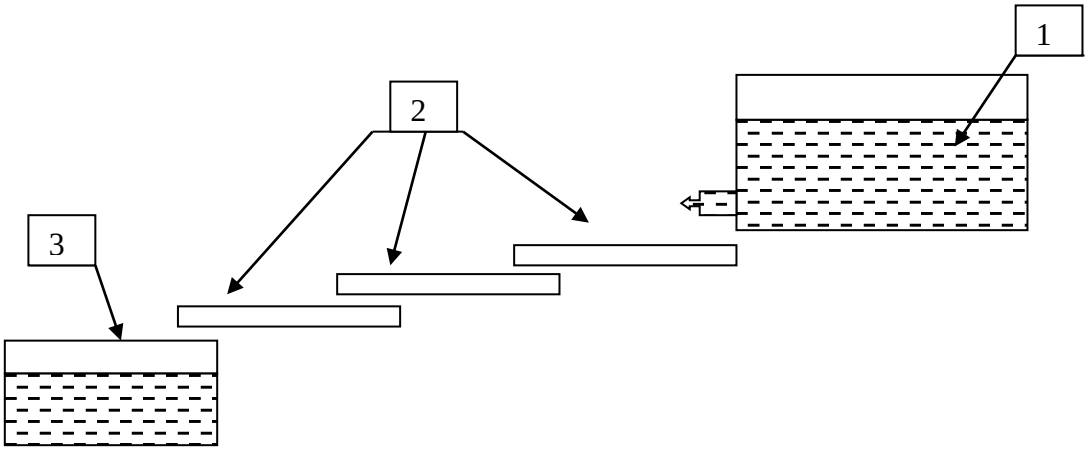


Рис. 3. Схема каскадного сгустителя
1. Расходная емкость первичных гуматов; 2. Лотки испарителя; 3. Приемный бак товарных гуматов

1,85 г/т, Райчихинского – 1,87 г/т, Павловского – 1,37 г/т. Граммовые содержания золота установлены также в углях Свободненского, Архаро-Богучанского, Дармаканского, Ушумунского и других месторождений.

Следует отметить, что золото в углях присутствует в формах, недоступных для извлечения способами, применяемыми для золотосодержащих руд. Поскольку угли – это прежде всего энергетическое сырье, извлечение ценных компонентов, в том числе золота, возможно только попутно, используя продукты сжигания. В АмурНЦ ДВО РАН разработан и испытан в лабораторных условиях способ извлечения золота из дымовых газов, спроектирована и изготовлена установка для полупромышленных испытаний производительностью 500 м3 дымовых газов в час [4; 5]. Изучены формы золота, находящегося в золошлаковых отходах, разработано направление технологических испытаний для его извлечения из ЗШО.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Крупный ресурсный потенциал низкокачественных бурых углей марки 1Б Приамурья, возможность получения из них продуктов многоцелевого назначения, с учетом благоприятного экономико-географического положения – все это позволяет весьма реалистично рассматривать возможность их перспективного освоения.

Рассматриваемые угли – это сырье не только для промышленности топливного назначения, но и для химической отрасли – получение буроугольного горного воска, гуминовых кислот, которые служат исходным продуктом эффективных биологических веществ, состоящих из низко- и высокомолекулярных кислот, используемых в биосинтезе кормового белка и витаминов для домашних животных и птиц. К этому следует также добавить возможность попутного извлечения из углей ряда месторождений благородных металлов и других ценных компонентов.

Начальным этапом проблемы освоения бурых углей может служить разработанный авторами проект освоения месторождения Сианчик. Он предусматривает открытый способ отработки месторождения с годовой производительностью 1 млн. т с участком естественной сушки и последующим ВСП с получением полукоксового газа, жидких продуктов пиролиза (газовый бензин и топочный мазут) и полукокса. Прессование последнего в роторных прессах дает исходный продукт – коксующиеся брикеты. Последующий этап – химическая переработка углей с использованием растворителей и получением гуминовых высоко- и низкомолекулярных кислот, горного воска и др. продуктов.

Проект получил одобрение правительства Амурской области.

4. ЛИТЕРАТУРА

1. Инновационные и инвестиционные аспекты технологий комплексного использования минерально-сырьевых ресурсов Амурской области / Рос. Академия наук, Дальневосточное отд-ние, Амурский научный центр, Институт геологии и природопользования: отв. ред. чл.-корр. РАН А.П. Сорокин. Благовещенск: АмурНЦ ДВО РАН, ИГиП ДВО РАН, 2012. 105 с.
2. Молодые платформы восточной окраины Евразии (глубинное строение, условия формирования и металлогения) / научный редактор чл.-корр. РАН А.П. Сорокин. Владивосток: Дальнаука, 2013. 366 с.
3. Сорокин А.П., Волох И.П., Савченко И.Ф, Носкова Л.П., Савченко А.И. Производство окисленных буроугольных гуматов и их биологическая активность на посевах сои и зерновых // Состояние и перспективы научного обеспечения АПК ДВ: труды РАСХН, ДВНЦ ГНУ ВНИИсои. Благовещенск, 2009. С. 117-121.
4. Пат. 2290450 Российская Федерация, МПК7 C 22 B 11/02, G 01 N 33/00. Способ извлечения золота из золотосодержащего природного органического сырья / В.М. Кузьминых, А.П. Сорокин, В.И. Сергиенко; Амурский научный центр ДВО РАН. - № 2005117751; заяв. 08.06.05; опубл. 27.12.06, Бюл. № 36.
5. Пат. 2398033 Российская Федерация, МПК7 C 22 B 11/02, G 01 N 33/00. Способ извлечения золота из бурых и каменных углей / В.М. Кузьминых, А.П. Сорокин, Л.А. Чурсина; Амурский научный центр ДВО РАН. - № 2009103794; заявл. 04.02.09; опубл. 27.08.10, Бюл. № 24.
6. Свиренко В.Д. Химико-технологическая характеристика бурых углей Южно-уральского бассейна и перспективы их использования в народном хозяйстве: дис. … канд. хим. наук / Оренбургский педагогический институт. Оренбург, 1963. 137 с.
7. Шнапер Б.И. Исследование основных закономерностей процесса экстракции Александрийских бурых углей с целью повышения его эффективности: автореф. дис. ... канд. техн. наук / Институт горючих ископаемых. М., 1969. 30 с.

5. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Сорокин Анатолий Петрович – председатель Амурского научного центра ДВО РАН, г. Благовещенск., чл.-корр. РАН, д.г.-м.н., профессор. Основные научные интересы: освоение минеральных ресурсов Дальнего Востока, в первую очередь, топливно-энергетического сырья с целью комплексного использования с получением продуктов топливного и нетопливного назначения.



Рождествина Вероника Ивановна – старший научный сотрудник Амурского научного центра ДВО РАН, кандидат физико-математических исследований, область научных интересов – прецизионный исследования форм нахождения редких элементов в углях и продуктах их горения.



Савченко Илья Федорович – кандидат биологических наук, ведущий научных сотрудник Института геологии и природопользования ДВО РАН. Основные научные интересы: Биосферные процессы, эволюция торфяно-болотных систем, технологии бурых углей, торфа, сапропелей.

Повышение экологической, экономической эффективности ПГУ на угле

Э.А. Тюрина, А.С. Медников

Разработана технологическая схема перспективной угольной ПГУ с нагревом рабочего тела (воздуха) газотурбинного цикла в регенеративных теплообменниках периодического действия. Разработаны математические модели регенеративного керамического теплообменника с цилиндрическими каналами, угольной ПГУ в целом. Приведены результаты оптимизационных технико-экономических исследований угольной ПГУ с нагревом рабочего тела газотурбинного цикла в регенеративных теплообменниках периодического действия на основе подробной математической модели.

Ключевые слова: **угольная парогазовая установка, керамический теплообменник, математическое моделирование, оптимизационные исследования**

1. ВВЕДЕНИЕ

Повышение эффективности энергетических установок, использующих твердое топливо, является одной из важнейших проблем развития энергетических технологий [1, 2].

Перспективной и заслуживающей исследования является технология, основанная на использовании в качестве рабочего тела газотурбинного цикла воздуха, нагреваемого в регенеративных керамических теплообменниках периодического действия продуктами сгорания угольной пыли. При этом рабочее тело может быть нагрето до существенно более высоких температур, чем при сжигании угля в кипящем слое под давлением. Причем лишь малая часть золы, содержащейся в продуктах сгорания угля, оседает в керамическом теплообменнике и попадает затем в нагреваемый воздух. Это позволяет обеспечить высокую температуру воздуха перед турбиной (1200 – 1300 0С) при приемлемом уровне концентрации золы на входе в газовую турбину. Указанные керамические теплообменники циклического действия достаточно хорошо отработаны на опытных моделях МГД-генераторов замкнутого цикла, где показана их работоспособность и надежность [3–5].

Э.А. Тюрина, А.С. Медников, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: tyurina@isem.irk.ru, mednikov@isem.irk.ru).

2. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КЕРАМИЧЕСКОГО ТЕПЛООБМЕННИКА

Теплообменник циклического действия представлен на рис.1. Цикл состоит из двух равных по времени периодов – периода нагрева керамической и периода охлаждения. Нагрев насадки осуществляется продуктами сгорания угля, а охлаждение – воздухом.

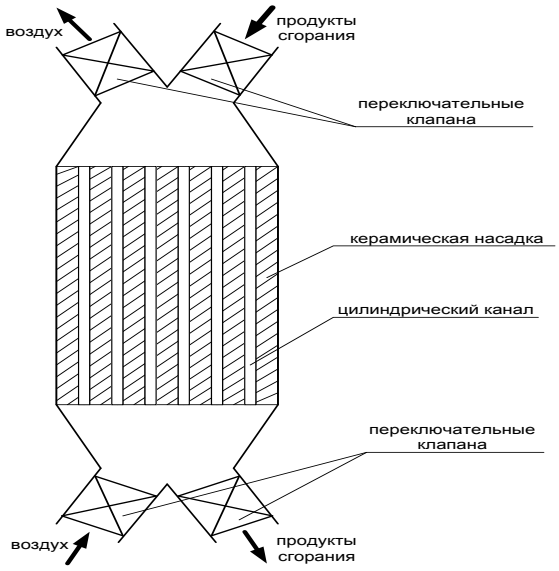


Рис.1. Теплообменник циклического действия.

Движение продуктов сгорания и воздуха осуществляется по противоточной схеме. Предполагается, что используется треугольная компоновка каналов, когда их центры располагаются в вершинах равностороннего треугольника с длиной сторон, равной S.

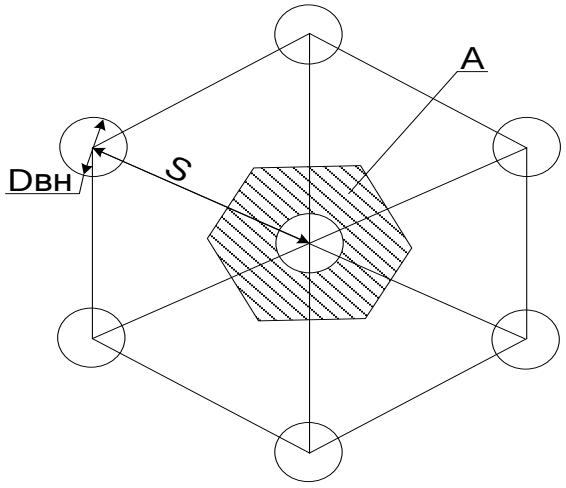


Рис.2. Компоновка каналов.

Поперечная площадь насадки, приходящаяся на каждый канал, равна площади шестигранника А, изображенного на рис. 2. Легко показать, что эта площадь

$$S_A = \pi/4 \cdot \left[(\mathrm{S} \cdot 0,525)^2 - \mathrm{D}_{\mathrm{BH}}^2 \right]. \qquad (1)$$

Исходя из этого, при расчете теплообмена рассматривается керамическое кольцо с внутренним диаметром, равным диаметру канала ($D_{ВН}$), и внешним диаметром 0,525•S. Это кольцо делится на n вложенных друг в друга малых колец. Кроме того, по высоте канала выделяется m слоев. Принято, что внешнее кольцо не имеет теплообмена с окружающей средой.

Общее число малых колец при расчете теплообмена составляет n•m. Учитывается тепло, получаемое внутренним кольцом от газа, или тепло, передаваемое воздуху, и теплообмен между соседними керамическими кольцами через их боковые поверхности и торцы.

Производная температуры керамики *i*-го малого кольца в момент *t* определяется как

$$\frac{dT_{it}}{dt} = \frac{\sum_{j \in J_i} Q_{ijt} + \overline{Q}_{it}}{c_{(T_{it})} \cdot V_i \cdot \rho}, \; i=1,\ldots,n \cdot m, \quad (2)$$

где Q_{ijt} – тепловой поток от *j*-го смежного кольца к *i*-ому кольцу, J_i – множество номеров колец, смежных с *i*-ым кольцом, $\overline{Q}_{it}$ – поток тепла для *i*-го кольца в момент времени *t* от охлаждаемых продуктов сгорания или к нагреваемому воздуху (если *i*-ое кольцо не внутреннее, то $\overline{Q}_{it}$=0), *c* – удельная теплоёмкость керамики, V_i – объём *i*-го кольца, ρ – плотность керамики.

В результате решения численным методом Эйлера системы дифференциальных уравнений (2) для периода нагрева, а затем для периода охлаждения определяется температура керамики для всех колец в конце цикла, в зависимости от этой температуры в начале цикла. Условие стационарности состоит в равенстве этих температур. Расчёт условия осуществляется методом Ньютона. При этом в качестве невязок выступают разности температур колец в начале и конце цикла, а в качестве вычисляемых параметров – температуры керамики в начале цикла.

Для сокращения неравномерности подогрева воздуха целесообразно использовать не один керамический теплообменник, а группу теплообменников, циклические процессы в которых происходят со сдвигом по времени. Расчёт группы керамических теплообменников состоит в определении температуры уходящих газов и воздуха этой группы, получающихся в результате смешения этих теплоносителей, поступающих от теплообменников, находящихся в различных фазах циклического процесса. Целесообразно принять, что теплообменники разбиваются на пары, причём сдвиг в работе теплообменников одной пары составляет $\tau^{\mathrm{cycle}}/2$, где τ^{cycle} – продолжительность цикла. Тогда сдвиг в работе *i*-ой пары теплообменников (по сравнению с работой 1-ой пары) составит

$$\Delta\tau_i = \frac{\tau^{cycle}}{2} \cdot \frac{i-1}{n_{pair}}, \qquad (3)$$

где n_{pair} – число пар теплообменников.

Зная зависимость изменения температуры продуктов сгорания и воздуха от времени для одного теплообменника, легко опреде-

лить температуры на выходе группы регенеративных теплообменников в каждый момент времени, а также среднюю, максимальную и минимальную температуры за весь цикл.

3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УГОЛЬНОЙ ПГУ

С использованием математических моделей групп регенеративных теплообменников, воздушного компрессора, газовой турбины, камеры сгорания, воздушного котла, паровой турбины и др. разработана математическая модель угольной ПГУ (рис.3). Модель ПГУ включает 555 входных, 418 выходных и 5 итерационно-уточняемых параметров. Расчет схемы производится итерационным методом Зейделя.

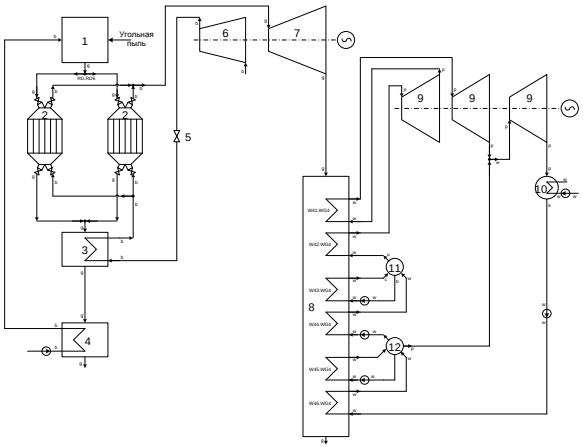


Рис. 3. Угольная ПГУ с регенеративными воздухоподогревателями циклического действия: 1 – камера сгорания, 2 – группа регенеративных керамических теплообменников, 3 – трубчатый воздухоподогреватель циклового воздуха, 4 – трубчатый воздухоподогреватель, 5 – регулирующий клапан, 6 – компрессор, 7 – газовая турбина, 8 – воздушный котел-утилизатор, 9 – паровая турбина, 10 – конденсатор, 11 – барабан-сепаратор высокого давления, 12 – барабан сепаратор низкого давления, p – пар, w – пар, вода, b – воздух, W41.WG4-W46.WG4 – теплообменные поверхности котла-утилизатора.

Математическая модель камеры сгорания твердого топлива предназначена для определения состава продуктов сгорания и требуемого расхода воздуха. При этом исходными данными являются: расход, давление и температура топлива, температура продуктов сгорания на выходе из камеры сгорания, температура и коэффициент избытка воздуха, доля потерь тепла от химического недожога.

Модели газовой турбины и компрессора служат для определения их мощности и выходной температуры рабочего тела. Исходные данные – расход рабочего тела, компонентный состав, входные давление и температура, выходное давление, адиабатный КПД, скорость рабочего тела на выходе из турбомашины. В моделях проводится упрощенный расчет процесса расширения (без учета числа ступеней и их конструктивных характеристик). В модели основной газовой турбины учитывается снижение тепловой эффективности в связи с охлаждением проточной части воздухом. В математической модели газовой турбины учитывается ограничение на входную температуру газа, а в модели компрессора – на предельно-допустимую степень сжатия.

В моделях отсеков паровой турбины определяется изменение параметров рабочего тела в процессе расширения, а также вырабатываемая при этом механическая мощность. В них учитывается снижение тепловой эффективности при работе в области влажного пара.

Математическая модель конденсатора паровой турбины, представляющего из себя пароводяной теплообменник поверхностного типа, ориентирована на определение величины тепловоспринимающей поверхности и расхода охлаждающей воды. При этом задаются термодинамические параметры пара и охлаждающей воды, расход пара, скорость охлаждающей воды и конструктивные характеристики. Модель конденсатора основана на методике теплового расчета [6].

Математические модели теплообменников воздушного котла-утилизатора включают уравнения теплопередачи и теплового баланса. Для решения системы уравнений используется итерационный метод Зейделя. После решения этой системы определяются средняя и наружная расчетные температуры металла труб, а также предельно-допустимые и действующие напряжения. Проверяется выполнение технических ограничений на такие параметры теплообменника, как скорость нагреваемого теплоносителя на выходе из труб тепловоспринимающей

поверхности, температуру металла труб и т. д.

Для определения термодинамических и транспортных параметров (энтальпии, энтропии, удельного объема, сухости, температуры, давления, динамической вязкости и теплопроводности) воды и пара используются разработанные в ИСЭМ СО РАН подпрограммы, реализующие метод узловых точек, построенные на основе зависимостей и таблиц теплофизических свойств воды и водяного пара [7]. Определение термодинамических свойств газовых смесей (энтальпии, теплоемкости и удельного объема) проводится на основе выражений, применимых для смесей идеальных газов [8, 9].

Математическая модель ПГУ ориентирована на конструкторский расчет элементов установки: поверхностей нагрева теплообменников, массы керамики, мощностей насосов, компрессоров, газовой и паровой турбин и др.

4. ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ УГОЛЬНОЙ ПГУ

С использованием математической модели ПГУ были проведены оптимизационные исследования, целью которых являлось определение оптимальных термодинамических и расходных параметров установки по критерию максимума электрического.

В качестве оптимизируемых параметров назначались давления, температуры, расходы воздуха, расход топлива, энтальпии, давления и расходы острого пара, пара высокого и низкого давления и др. Всего в задаче оптимизировалось 15 параметров технологической схемы (табл. 1). Система ограничений содержит условия на неотрицательность концевых температурных напоров теплообменников, перепадов давлений вдоль проточной части паровой, газовой турбин, ограничения на расчетные температуры и механические напряжения труб теплообменников и т. д. Всего 50 ограничений.

В качестве топлива в ПГУ использовался бурый уголь Мугунского месторождения Иркутской области стоимостью 25 дол./т с низшей теплотой сгорания 4130 ккал/кг следующего состава, %: углерод - 0,464, водород – 0,036, сера – 0,01, кислород – 0,1, азот – 0,01, влажность – 0,19, зольность – 0,19.

В таблице 2 приведены оптимальные параметры угольной ПГУ, полученные в результате исследований.

ТАБЛИЦА 1. ОПТИМАЛЬНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ОПТИМИЗИРУЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ УГОЛЬНОЙ ПГУ С РЕГЕНЕРАТИВНЫМИ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЯМИ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ.

Описание параметра	**Минимум**	**Оптимум**	**Максимум**
1	2	3	4
Давление воздуха на входе керамических теплообменников, МПа	0,75	0,9	2,5
Температура воздуха на входе керамических теплообменников, К	300	983,2	1100
Расход воздуха на входе керамических теплообменников, кг/с	200	880,1	1000
Температура воздуха на выходе трубчатого воздухоподогрева теля, К	300	616,3	700
Энтальпия пара высокого давления, кДж/кг	2900	3392,7	3600
Давление пара промперегрева, МПа	1	5,6	6
Энтальпия пара промперегрева, кДж/кг	2900	3545,8	3600
Давление пара низкого давления, МПа	1	1,9	3
Давление пара высокого давления, МПа	12	20	26
Давление газа на выходе газовой турбины, МПа	0,1	0,108	0,12
Энтальпия воды на выходе экономайзера высокого давления, кДж/кг	1200	2081,5	3000
Расход	100	222,5	300

питательной воды, кг/с			
Доля расхода питательной воды на контур низкого давления	0,1	0,85	0,99
Коэффициент избытка воздуха в камере сгорания	1	1,11	2
Расход угольной пыли, кг/с	50	74,2	150

ТАБЛИЦА 2. ОПТИМАЛЬНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ УГОЛЬНОЙ ПГУ С РЕГЕНЕРАТИВНЫМИ ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛЯМИ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ДЕЙСТВИЯ.

Наименование	**Размерность**	**Значение**
Расход топлива	тыс. т/год	1736
Площадь теплообмена каналов в группе керамических теплообменников	$м^2$	17800
Площадь теплообменных поверхностей трубчатого воздухоподогревателя циклового воздуха	$м^2$	81800
Площадь теплообменных поверхностей трубчатого воздухоподогревателя воздуха поступающего на сжигание угольной пыли	$м^2$	60170
Число каналов в одном керамическом теплообменнике	шт	180
Масса керамики в одном керамическом теплообменнике	кг	13250
Высота корпуса керамического теплообменника	м	6
Площадь теплообменных поверхностей W41.WG4	$м^2$	6930
Площадь теплообменных поверхностей W42.WG4	$м^2$	19140
Площадь теплообменных поверхностей W43.WG4	$м^2$	5610
Площадь теплообменных поверхностей W44.WG4	$м^2$	55300
Площадь теплообменных поверхностей W45.WG4	$м^2$	50000
Площадь теплообменных поверхностей W46.WG4	$м^2$	128600
Температура на входе в газовую турбину	К	1730
Давление на входе в газовую турбину	МПа	0,9
Мощность паровой турбины	МВт	316
Мощность газовой турбины	МВт	312
Мощность воздушного компрессора	МВт	286
Полезная мощность	МВт	600
Электрический КПД	%	47,8

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполненные расчёты показывают высокую энергетическую эффективность рассматриваемой схемы угольной ПГУ с регенеративными керамическими воздухоподогревателями периодического действия и перспективность этого типа установок, поскольку полученный в ходе этих расчётов оптимизированный КПД нетто по производству электроэнергии составил 47,8 %.

Кроме того, использование воздуха в качестве рабочего тела газотурбинного цикла дает возможность увеличить сроки службы газовой турбины и поверхностей нагрева котла-утилизатора, что ведет к снижению эксплуатационных затрат.

Целью дальнейших исследований в данном направлении является оптимизация параметров ПГУ по критерию минимума цены отпускаемой электроэнергии и сопоставление эффективности исследуемой ПГУ с другими типами угольных ТЭС.

6. ЛИТЕРАТУРА

[1] Альков Н., Наумов В. Газотурбинная энергетика на твердом топливе – перспектива автономного энергообеспечения // Газотурбинные технологии. 2002, № 6, С. 2-7.

[2] Саламов А.А. О перспективах угольной энергетики // Энергетик. - 2009. - N 4. - С. 22-25.

[3] Kobayashi K.,Yoshikawa K., Tsuji K., Shioda S. Analysis of Power Generation System on Gasification of Coal and Solid Wastes Using High Temperature Air // International Conference on MHD Power Generation and High Temperature Technologies .Beijing, PRC, Oct. 12 – 15, 1999.

[4] Moshida S., Kasahara M., Hasegawa T. Highly Preheated Gas Generator with Use of Ceramic Honeycomb-type Regenerative Heat Exchanger // International Symposium on High Temperature Air Combustion and Gasification. Kaohsiuhg, Taiwan, Jan. 20 – 22, 1999.

[5] Yamashita K., Murata K., Nakada Y., et. al., "Feasibility Study of Molten Carbonate Membrane

Desulfurizer," Proceedings of the 2nd International High Temperature Air Combustion Symposium (Kaohsiung, Taiwan, January 20-22, 1999), Energy & Resource Laboratories, Hsinchu, Taiwan, pp. F6.1-F6.7.

[6] Руководящие указания по тепловому расчету поверхностных конденсаторов мощных турбин тепловых и атомных электростанций. М.: СПО Союзтехэнерго, 1982. – 107 с.

[7] Ривкин С.Л., Александров А.А. Теплофизические свойства воды и водяного пара. – М.: Энергия, 1980. – 424 с.

[8] Рид Р., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. – Л.: Химия, 1971. – 704 с.

[9] Мессерле В.Е., Устименко А.Б. Тридцать первая Международная техническая конференция по использованию угля и топливным системам // Теплоэнергетика. 2007.№3. С.71-75.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Тюрина Элина Александровна – доктор техн. наук, ведущ. науч. сотр. отдела «Теплосиловых систем» Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск. Область научных интересов: энергетические системы на органическом топливе, энерго- и ресурсосберегающие, экологически чистые химико-технологические процессы, моделирование технических систем.



Медников Александр Станиславович – канд. техн. наук, стар. науч. сотр. отдела «Теплосиловых систем» Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск. Область научных интересов: энергетические системы на органическом топливе, водородная энергетика, моделирование технических систем, экология.

Малая атомная энергетика, прошедшее и будущее

Л.А. Кочетков, Ю.Д. Баранаев

Истощение запасов минерального сырья в настоящее время одна из острейших проблем человечества. По оценкам 60-80% мировых запасов минерального сырья сосредоточено в северных и северо-восточных территориях нашей страны [1]. Его использование связано с необходимостью сооружения здесь источников тепловой и электрической энергии, которые должны эксплуатироваться практически повсеместно в изолированном от мощных сетевых систем режиме. Одним из перспективных энергоисточников здесь могут быть атомные электростанции малой мощности. По ним в нашей стране накоплен немалый опыт как разработок, так и эксплуатации.

Можно считать, что история малой атомной энергетики в нашей стране началась с Первой в мире Обнинской АЭС (1954-2002 гг.) В самом деле, она практически все 48 лет своего существования эксплуатировалась в двухцелевом режиме – в режиме исследовательского реактора и в режиме производства электрической и тепловой энергии.

Унаследовав от первого промышленного реактора «А» идеи и многие технические решения, реактор «АМ» канального типа с графитовым замедлителем и отражателем вместе с тем имел и многие иные технические решения, существенно усложнившие его проект и эксплуатацию. Среди них – топливо в виде стружки из уран-молибденового сплава, заливаемого в твэле магнием, сложный по конструкции технологический канал, трубная система которого изготовлена из нержавеющей стали, высокие в сравнении с промышленным реактором параметры теплоносителя первого контура – давление ~ 10 МПа и температура на выходе из реактора 290^{o}C, сложная конструкция главных насосов первого контура с гидравлическим уплотнением сальников с целью предотвращения истечения радиоактивной воды первого контура наружу. Самым трудным в разработке проекта оказался тепловыделяющий элемент. К его разработке было привлечено 4 организации; решение о начале их изготовления состоялось лишь за 8 месяцев до физического пуска. Другие трудности проекта были связаны с физическими расчетами из-за отсутствия констант, проверенных методов расчета и выбранного неоптимального для графитового замедлителя шага решетки (120 мм).

Основные волнения эксплуатационников в начале эксплуатации были связаны с насосами первого контура, возможным обесточиванием установки – из-за неоптимальной системы аварийного расхолаживания (ГЦН плюс аккумуляторная батарея) и неоптимальным шагом решетки. В процессе эксплуатации дополнительной и пожалуй основной проблемой были течи воды в графитовую кладку реактора через трещины в трубах технологических каналов, возникающие в результате коррозии под напряжением. Все это потребовало серьезной модернизации проекта и оборудования АЭС и, в частности, были заменены насосы первого контура на герметичные бессальниковые, усовершенствована система аварийного расхолаживания, разработаны технологические решения, позволившие снизить вероятность возникновения течи и локализовать негативные последствия течей воды в кладке реактора. Это позволило стабилизировать работу реактора и интенсифицировать проведение экспериментальных исследований по проектам новых АЭС.

В результате выполненных на петлевых установках экспериментальных работ это направление (канальный реактор с графитовым замедлителем) в будущем имело продолжение в первой очереди Белоярской

АЭС и Билибинской АТЭЦ. В новых проектах этого направления необходимо было кроме безопасности окончательно решить проблему течи воды.

Следующей установкой малой мощности была самоходная, смонтированная на четырех гусеничных платформах АЭС «ТЭС-3» (1961÷1965 гг.) мощностью N_T=11 МВт, $N_Э$=1,5 МВт с реактором типа ВВЭР. Это был уже третий опыт использования реактора этого типа (первый в 1955 г. на стенде подводной лодки в ФЭИ, второй в 1958 г. на опытном образце подводной лодки К-3). АЭС предназначалась для работы в любых условиях. Ее опытный образец был установлен и прошел испытания на промплощадке ФЭИ.

Монтаж межсамоходных коммуникаций, наружного распределительного устройства, дополнительной биологической защиты – бетонной коробки с засыпкой грунтом (2 м) и сборного домика с трансформатором собственных нужд, щитом турбогенератора и бытовыми помещениями – все это было выполнено за менее полугода.

Реактор позволял автоматическое изменение мощности при изменении нагрузки на турбогенераторе. За счет предусмотренных «подвесок» из BeO к шести стержням ручных регуляторов обеспечивался контроль мощности с нуля. Для пуска с «О» и для расхолаживания был предусмотрен пусковой дизель-генератор и аккумуляторная батарея. При расхолаживании использовался воздушный радиатор.

Персонал смен состоял из 6 человек; кроме того было предусмотрено 6 сотрудников для выполнения ремонтных работ. За время эксплуатации и выполнения экспериментальных работ на реакторе и установке серьезных аварийных ситуаций не было, если не считать появление через 3 года после начала эксплуатации межконтурной течи в парогенераторе. Разгрузка всей активной зоны произведена за 15 суток на своем рабочем месте, в «естественных условиях».

В итоге можно отметить, что и проект и изготовление большей части оборудования установки Ленинградский Кировский завод в целом и его специальное КБ. выполнили успешно. А ФЭИ, научный руководитель проекта ТЭС-3, на основе приобретенного опыта интенсифицировал поисковые исследования по малой атомной энергетике в сотрудничестве с ОКБМ, Институтом систем энергетики имени Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН, Институтом физико-технический проблем Севера Сибирского отделения РАН, НИКИЭТ и др.

В эти же годы появляются проекты реакторов с другими теплоносителями, в первую очередь органическими. Повышенная температура кипения и слабое коррозионное воздействие на сталь были их положительными качествами. В ГНЦ РФ – ФЭИ на Первой АЭС был создан теплофизический стенд с электрическими имитаторами твэлов, а затем были созданы две петлевые установки, предназначенные для всесторонних исследований органических теплоносителей; одна без электрообогрева первого контура, вторая – с электрообогревом. На второй проводились испытания тепловыделяющих элементов для энергетической установки, которую разрабатывал ИТЭФ. В результате проведенных испытаний была установлена, по мнению ФЭИ, бесперспективность органических теплоносителей – их крекинг под воздействием высоких температур и радиационного воздействия, накопление водорода в газовых объемах баков теплоносителя, худшие теплофизические свойств по сравнению с водой.

В научно-исследовательском институте атомных реакторов в 1963 г была создана опытная блочно-транспортабельная АЭС – «АРБУС» – с органическим теплоносителем в первом контуре мощностью N_T=5000 кВт, $N_Э$=750 кВт. В качестве теплоносителя использовались гидростабилизированный газойль, гидротерфенил и дитолилметан. АЭС эксплуатировалась 15 лет; за это время наработка составила 789 эфф. суток. После реконструкции в 1979 г. она эксплуатировалась в режиме

выра-ботки тепла. Монтаж оборудования (19 блоков) занял 7 месяцев, количество персонала составляло 17 человек. Для очистки теплоносителя от продуктов его разложения был разработан и использовался вакуум-дистилляционный метод. За год подпитка контура свежим теплоносителем составляла 45 т. Коксо-образные отложения на поверхностях твэлов были определены в качестве основного недостатка теплоносителя. Кроме АЭС «АРБУС» была разработана установка с двумя реакторами для снабжения теплом золотого прииска Многовершинный в Хабаровском крае, но проект не был реализован.

Другим теплоносителем, к которому был проявлен интерес учеными Белоруссии, был диссоциирующий теплоноситель – четырехокись азота N_2O_4. На основе их предложения была создана транспорта-бельная АЭС «Памир», располагаемая на автомобильном транспорте, мощностью $N_Т$=5 МВт, $N_Э$=630 кВт. На подго-товленной площадке установку можно было привести в рабочее состояние за 6 часов. АЭС «Памир» была в эксплуатации 3 года 1985-1988 гг.[2] За это время была осознана бесперспективность этого тепло-носителя как по причине его опасности для человека, так и по причине плохой совместимости с конструкцион-ными материалами.

Продолжением Первой в мире АЭС стали два блока Белоярской АЭС и четыре блока Билибинской АТЭЦ. Первый блок Бело-ярской АЭС мощностью $N_Э$=100 МВт был пущен в 1964 г. и эксплуатировался 17 лет до 1981 г. Второй блок мощностью $N_Э$=200 МВт введен в эксплуатацию в 1967 г. и эксплуатировался 21 год до 1989 г. Основная научно-техническая идея проектов этих блоков состояла в том, чтобы реализовать реакторный перегрев пара с выдачей его на турбину при параметрах давление 10 МПа и температура 510^{o}С. Это позволило поднять термодинамический КПД до 38 % и использовать стандартный машинный зал, что обеспечило серьезное улучшение экономических показателей блоков. Среди трудностей проекта следует упомянуть разработку твэлов пароперегревательных каналов, с которой удалось справиться совместными усилиями ВНИИНМ и ФЭИ, и разработку пускового режима с переходом от водяного охлаждения пароперегревательных каналов к охлаж-дению их паром. Эта работа была выполнена ФЭИ с проведением экспериментальных исследований на двух созданных на реактора АМ петлевых установках. В проекте не удалось решить проблему течей трубной системы топ-ливных (технологических) каналов и разгерметизации оболочек твэлов и это бы-ло основной проблемой при эксплуатации блоков. Среди других проблем и аварийных ситуаций можно отметить

- падение плиты верхнего перекрытия в машинном зале при температуре окружающей среды -48^{o}С, сопровождав-шееся мощным пожаром;
- повреждение значительного количества свежих топливных каналов на блоке № 2 во время пуско-наладочных работ в результате непредсказанной вибрации кадмиевых стерженьков, располагаемых в опускной трубке топливных каналов;
- повреждения большого количества топливных каналов на блоке № 2 при нарушении технологии выхода на мощ-ность;
- повреждение твэлов отработавших топливных каналов при их длительном хранении в бассейне выдержки;
- накопление радиолизного водорода в конденсаторе турбины.

И все же проект РУ АМБ уникален; даже при мощности 200 МВт стоимость электроэнергии на втором блоке почти сравнялась с ТЭЦ. Только в США была попытка его повторить в проекте АЭС «Pathfinder» (Первопроходец), которая бы-ла сооружена в Южной Дакоте и введена в эксплуатацию в 1966 г, а в 1967 г. она была остановлена по неизвестной авторам причине.

4 блока Билибинской АТЭЦ - первой и единственной в мире АСММ, обеспечивающей энергоснабжения потребителей в постоянном режиме, были сооружены на Чукотке в условиях вечной мерзлоты (3÷4 м) в 1974-1976 г.г. В настоящее время их эксплуатация продлена на 15 лет до 2019-2021 гг. Тепловая мощность каждого из реакторов 62 МВт, электрическая 12 МВт и производство тепловой энергии 25 Гкал/час. Реакторы канальные с трубчаными твэлами типа реактора АМ, система отвода тепла одноконтурная с естественной циркуляцией кипящего водного теплоносителя. Установка эксплуатируется в каждодневном режиме изменения мощности. Большой заслугой КБ Ленинградского металлического завода – главного конструктора установки, явилось то, что за все время эксплуатации на всех реакторных установках практически не было течей трубной системы топливных каналов. Несмотря на высокую стоимость сооружения, себестоимость электроэнергии и отпускаемого тепла в 1,5 раза ниже чем на Чаунской ТЭЦ, работающей на привозном органическом топливе. Опыт длительной надежной эксплуатации Билибинской АТЭЦ в условиях крайнего Севера не имеет аналогов и убедительно подтверждает целесообразность сооружения АЭС в таких регионах.

Вскоре после пуска первого блока Белоярской АЭС в НИИ атомных реакторов была введена в эксплуатацию в 1965 г. АЭС с реактором ВК-50. Установка одноконтурная с кипящим водным теплоносителем с естественной циркуляцией и возможным маневрированием мощности до 30%. Установка эксплуатируется уже 50 лет; за это время ее мощность увеличена с 30 МВт эл. до 45 МВт эл. В дальнейшем это направление в нашей стране не имело развития, поскольку в условиях высоких требований по безопасности не имело заметных преимуществ по сравнению с направлением водо-водяных реакторов (ВВЭР).

Отметим, что, к сожалению, при создании и эксплуатации упомянутых выше энергоблоков АС небольшой мощности с уникальными типами РУ ставилась задача проверки различных технических идей в области реакторостроения, а не создание референтных прототипов для последующего широкомасштабного развития АСММ в удаленных районах. Поэтому можно считать, что собственно развитие малой энергетики началось и ведётся, пока только на проектном уровне, с опорой на технологии ядерного судостроения, в основном использующего водоохлаждающие реакторы типа ВВЭР.

Это направление стартовало пуском первого блока Ново-Воронежской АЭС 30.09.1964 г. Его мощность была 210 МВт эл. Мощным развитием этого направления стали не только блоки АЭС большой мощности, но и реакторы судовых установок подводного и надводного флота. Многочисленные проекты РУ малой мощности также были основаны на реакторах этого типа. Так в 1963÷1974 гг. ОКБМ совместно с ФЭИ разработали технологические проекты серии блочно-транспортабельных АЭС с реакторами типа ВВЭР тепловой мощностью 14,5; 18; 36 и 65 МВт, что позволяло обеспечить электрическую мощность от 1,5 до 12 МВт с отпуском тепла от 4 до 24 Гкал/час. Преимущества этих проектов: интегральная компоновка, естественная циркуляция теплоносителя в первом контуре, блочность в изготовлении, саморегулирование. Из этой серии глубже других была разработана АЭС «Север-2» с двумя реакторами тепловой мощностью 14,5 МВт. В это же время разрабатывались АЭС с РУ малой мощности и других типов, в том числе ВК-12, ВК-25, ВК-50 и ВК-100 электрической мощностью 24 МВт, 50 МВт, 115 МВт и 230 МВт соответственно, а также канальные водо-графитовые реакторы типа АМ электрической мощностью 32 МВт, 65 МВт и 130 МВт (без теплофикации).

Ни один из этих проектов не был реализован. В настоящее время лишь на базе ледокольного реактора КЛТ-40 заканчивается изготовление плавучей АЭС. Реальная стратегия малой атомной

энергетики в нашей стране пока не разработана.

Из всего накопленного опыта по малой энергетике можно высказать следующие выводы:

- В ближайшие годы ускоренное освоение Крайнего Севера, Дальнего Востока и Сибири становится неизбежной реальностью с необходимостью его обеспечения тепловой и электрической энергией энергоисточниками малой мощности. Настоящая и предполагаемая в ближайшем будущем потребность в них значительна. Так «суммарная установленная мощность малых электростанций в России в 2007 г. составила 11,8 ГВт»[3], а на период до 2030 г. предположительно потребуются новые энергоисточники суммарной мощностью 20 ГВт [4].
- По экономическим и экологическим характеристикам и потребительским качествам атомные станции малой мощности могут оказаться предпочтительным вариантом для многих точек базирования в районах Крайнего Севера. Уникальный опыт Билибинской АЭС показывает, что атомная станция может быть надежным, безопасным и выгодным энергоисточником.
- В нашей стране разработаны про-екты малых атомных станций с реакторами ВВЭР, ВК, с канальным графитовым реактором, с реакторами с органическим, диссоциирующим (N_2O_4) и с жидкометаллическим (свинец-висмут) теплоносителями. Наибольший опыт по разработке РУ накоплен с реакторами типа ВВЭР, наибольший эксплуатационный опыт в условиях Крайнего Севера накоплен с реакторами ЭГП (канальный с графитовым замедлителем). Предпочтительным вариантом из них, по мнению авторов, является АЭС с водоохлаждаемыми реакторами на базе технологий ядерного судостроения.
- И несколько выводов-рекомендаций из опыта сооружения и эксплуатации Билибинской АТЭЦ:
  - надежность энергоснабжения потребителей, в том числе самой АЭС и поселка эксплуатационников может быть обеспечена при сооружении АЭС в составе минимум трех блоков;
  - для сокращения строительно-монтажных работ на площадке размещения АСММ следует предпринять все возможные усилия по поставке оборудования в виде транспортируемых блоков заводского изготовления;
  - реакторная установка должна обладать высокой маневренностью - обеспечивать возможность ежедневного изменения уровня мощности в соответствии с графиком потребления;
  - при стационарном размещении АСММ выбор площадки и посадка зданий и сооружений должны обеспечивать их устойчивость и целостность в течение всего времени эксплуатации с учетом условий вечной мерзлоты;
  - в большинстве районов Крайнего Севера целесообразно использовать воздушно-конденсационные установки для охлаждения конденсаторов турбины, хорошо зарекомендовавшие себя на Билибинской АЭС;
  - при создании АСММ и анализе технико-экономических показателей проекта необходимо учитывать возможность трудно прогнозируемого, но достаточно вероятного, снижения потребностей в энергоснабжении потребителей в течении срока эксплуатации, что может привести к снижению КИУМ и ухудшить технико-экономические характеристики ядерных энергоблоков;
  - первостепенное внимание при создании АСММ необходимо уделять вопросам вывода из эксплуатации, в

частности, обращению с ОЯТ, поскольку организация его вывоза является весьма сложной в техническом плане и затратной задачей.

Относительно дальнейшего развития АСММ в удаленных районах можно сказать, что этот вопрос во многом зависит от достижения приемлемых технико-экономических показателей предлагаемых проектов по сравнению с альтернативными вариантами энергоснабжения. Тезис о безальтернативности ядерной энергетики на Крайнем Севере не подтверждается на практике и необходимо вступать в конкурентную борьбу, обосновывая и доказывая свои преимущества. Причем основой для таких доказательств должны быть реальные представительные данные о технических, экономических, эксплуатационных характеристиках АСММ, которые могут и должны быть получены в результате создания и эксплуатации действующих прототипов. Поэтому можно полагать, что для выхода АСММ на рынок необходимо строительство демонстрационных блоков с перспективными реакторными установками за счет средств ГК «Росатом». Без этого привлечение для создания АСММ внешних инвестиций и масштабное развитие малой атомной энергетики представляется маловероятным, что и показал опыт и история развития этого направления.

ЛИТЕРАТУРА

[1] П.Н. Алексеев, В.А. Стукалов, С.А. Субботин, Т.Д. Щепетина «Системный подход к обоснованию необходимости широкомасштабного развития АСММ на принципах «Стратегии национальной безопасности Российской Федерации». Сборник докладов конференции «Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики», Москва, Наука 2011.

[2] В.А. Сидоренко «Задачи, проблемы и возможности создания атомной энергетики малых мощностей». Сборник докладов конференции «Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики», Москва, Наука 2011.

[3] С.П. Филиппов «Емкость рынка для малой электрогенерации в России», стр. 14.

[4] А.А. Саркисов «Вступительная статья председателя Программного комитета конференции» (Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики). Сборник докладов конференции «Атомные станции малой мощности: новое направление развития энергетики», Москва, Наука 2011, стр. 2.

Согласованная оптимизация параметров цикла паротурбинного энергоблока и проточной части паровой турбины

А.М. Клер, Ю.Б. Захаров, Н.О. Епишкин

Энергетическая эффективность паровой турбины оказывает существенное влияние на энергетическую и экономическую эффективность энергоблока в целом. В докладе рассматривается методический подход к достаточно-точной оценке взаимовлияния показателей эффективности паровой турбины и энергоблока, основанный на последовательном решении в ходе итерационного процесса задачи оптимизации параметров цикла энергоблока и параметров проточной части паровой турбины.

При этом в модели энергоблока описание отсеков паровой турбины с каждой итерацией уточняется .Представлен пример построения математической модели отсека ЦВД, учитывающий изменения его КПД при изменении расхода, давления, энтальпии входного потока пара в отсек и давления выходного потока пара.

Ключевые слова: **паротурбинный энергоблок, оптимизация параметров цикла, оптимизация проточной части паровой турбины**

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая эффективность паровой турбины оказывает существенное влияние на энергетическую и экономическую эффективность энергоблока в целом.

Проблема достаточно точной оценки взаимовлияния параметров цикла паротурбинного энергоблока и энергетической эффективности паровой турбины является одной из сложных проблем, с которой сталкиваются исследователи при комплексной оптимизации паротурбинного энергоблока. В большинстве таких работ внутренние относительные КПД всех отсеков (групп ступеней с одинаковым расходом пара) одной части турбины (или одного цилиндра) принимаются одинаковыми [1-3]. Несколько более точный подход состоит в том, что одинаковыми принимаются лишь «сухие» КПД отсеков, не учитывающие потери от влажности, а эти потери определяются по средней влажности пара в отсеке [4]. В работах фирмы General Electric [5], на основе статистического анализа режимов работы турбинных ступеней, внутренний относительный КПД отсека определяется как функция от объёмного расхода пара.

Следует отметить, что рассмотренные подходы не дают возможности сделать достаточно точную оценку КПД отсеков паровой турбины.

В последние годы в ИСЭМ СО РАН был предложен подход к совместной оптимизации параметров цикла ГТУ и ПГУ и параметров проточной части газовых турбин, в котором наряду с расчётом схемы установки проводится поступенчатый расчёт газовой турбины. [6,7] В полной мере данный подход применительно к паровым турбинам не может быть использован, поскольку число ступеней в паровой турбине в несколько раз больше, чем в газовой. В связи с этим значительно увеличивается число оптимизируемых параметров задачи (до нескольких сотен), что создаёт практически неразрешимые трудности при одноэтапной оптимизации.

В настоящей работе для решения указанной проблемы предлагается новый подход, основанный на итерационном сочетании оптимизационного расчёта энергоблока (с представлением паровой турбины в виде отсеков без поступенчатого расчёта) и оптимизационных поступенчатых расчётов частей паровой турбины. При этом в ходе итерационного процесса происходит уточнение моделей отсеков турбины, используемых при оптимизации энергоблока.

Возможность реализации такого подхода обусловлена существенным повышением в

А.М. Клер, Ю.Б. Захаров, Н.О. Епишкин, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: kler@icem.irk.ru).

последние годы производительности вычислительной техники.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

Рассматривая возможность согласованной оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров элементов паротурбинного энергоблока и элементов проточной части паровой турбины, следует в первую очередь определить критерии эффективности, которые могут быть использованы при решении этих двух оптимизационных задач. В работах ИСЭМ СО РАН [8,9] при оптимизации параметров энергоблоков на органическом топливе использовались такие критерии как КПД нетто (показатель энергетической эффективности), удельные капиталовложения на единицу полезной мощности и цена электроэнергии при заданной норме возврата капиталовложений (показатели экономической эффективности).

Что касается критерия эффективности при оптимизации проточной части паровой турбины или расчётных групп её ступеней (цилиндров и отсеков), то с нашей точки зрения таким критерием (при всех критериях оптимизации энергоблока) может выступать внутренний относительный КПД паровой турбины или расчётной группы ступеней.

При оптимизации энергоблока по критерию максимума КПД нетто целесообразность использования в качестве критерия оптимизации проточной части турбины максимума её внутреннего относительного КПД очевидна. При оптимизации энергоблока по какому-либо критерию экономической эффективности обоснованность использования при оптимизации проточной части критерия максимума внутреннего относительного КПД (при фиксированных давлениях, энтальпиях и расходах входных потоков пара в турбину, цилиндр или отсек и фиксированных расходах и давлениях выходных потоков пара из указанных элементов) обусловлена следующим.

Стоимость паровой турбины (без конденсаторов, регенеративных подогревателей и другого вспомогательного оборудования) составляет 5–7% от суммарной стоимости паротурбинного угольного энергоблока. В свою очередь стоимость элементов проточной части составляет относительно небольшую часть от стоимости паровой турбины. Поэтому удорожание проточной части паровой турбины на десятки процентов при неизменной стоимости других элементов энергоблока приведёт к росту его удельных капиталовложений лишь на доли процента. В то же время рост внутреннего относительного КПД даже на один процент приведёт при постоянном расходе топлива к росту мощности так же на один процент и к сокращению удельных капиталовложений так же примерно на один процент. Исходя из этого, с достаточной точностью можно считать, что практически любой рост затрат в проточную часть, приводящий к увеличению её внутреннего относительного КПД, экономически оправдан.

Следует подчеркнуть, что сделанный вывод справедлив лишь при фиксированных расходах, энтальпиях и давлениях входных и выходных потоков пара оптимизируемых элементов проточной части.

Исходя из сказанного процесс согласованной оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров элементов (за исключением конструктивных параметров паровой турбины) угольного энергоблока и конструктивных параметров проточной части паровой турбины может быть организован следующим образом.

I. Фиксируются внутренние относительные КПД элементов проточной части паровой турбины. Наиболее корректным представляется подход, при котором для каждого отсека (группы турбинных ступеней с одинаковым расходом пара) задаётся свой КПД. Решается задача оптимизации параметров цикла и конструктивных параметров элементов угольного энергоблока вида:

$$\min_x F\left(x, y, c^0\right), \qquad (1)$$

при условиях

$$H\left(x, y, c^0\right) = 0, \qquad (2)$$

$$G\left(x, y, c^0\right) \geq 0, \qquad (3)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}, \qquad (4)$$

где x – вектор оптимизируемых независимых параметров цикла и конструктивных параметров элементов (параметры острого пара, пара промежуточного перегрева, давление в отборах пара на регенерацию, давление пара в конденсаторе турбины, внешние диаметры труб и толщины стенок труб теплообменных поверхностей котла и др.); y – вектор зависимых (вычисляемых) параметров (давления, расходы, энтальпии или температуры теплоносителей и рабочего тела в различных точках технологической схемы, механические мощности отсеков паровой турбины и др.); c^0 – вектор заданных внутренних относительных КПД отсеков; F – критерий эффективности (целевая функция) при оптимизации энергоблока; H – векторная функция ограничений-равенств (уравнения материального и энергетического балансов, зависимости, связывающие параметры рабочего тела и др.); G – векторная функция ограничений-неравенств (включает ограничения сверху и снизу на вычисляемые термодинамические параметры, ограничения на механическое напряжение в элементах оборудования, на концевые температурные напоры теплообменников и др.); $\underline{x}$, $\overline{x}$ – вектора, компоненты которых задают ограничения снизу и сверху на соответствующие компоненты вектора x.

Отметим, что информационно-входные параметры (расход, давление и энтальпия входного потока пара и выходное давление пара) при расчёте *i*-го отсека паровой турбины состоят из некоторых компонентов векторов x и y. В общем случае эту зависимость можно представить как

$$z_i^{вх} = \varphi_i\left(x, y\right), \qquad (5)$$

где $z_i^{вх}$ – вектор информационно-входных параметров *i*-го отсека.

При расчётах отсеков в процессе оптимизации энергоблока используются их упрощённые модели, в которых описывается процесс расширения пара, как правило, при заданном внутреннем относительном КПД $\eta_i^{вн.отн}$. При этом вектор информационно-выходных параметров отсека (выходная энтальпия пара и механическая мощность) определяются как функция информационно-входных параметров и заданного значения КПД:

$$z_i^{вых} = \psi_i\left(z_i^{вх}, \eta_i^{вн.отн}\right). \qquad (6)$$

Следует отметить, что выражения (5) и (6) для каждого отсека входят в систему уравнений (2), а компоненты векторов $z_i^{вых}$ являются компонентами вектора y.

Обозначим решение задачи (1)–(4) через x^0 и y^0.

II. .Проточная часть турбины разбивается на последовательно расположенные по ходу пара расчётные группы турбинных ступеней таким образом, что между последней ступенью предыдущей группы и первой ступенью последующей группы отсутствуют равенства радиальных и осевых скоростей потоков пара, выходящего из последней ступени предшествующей группы и потока пара, входящего в первую ступень последующей группы. Если ЦВД турбины имеет петлевую схему движения пара, то он разделяется на две группы. Первая группа включает ступени, расположенные до поворота потока пара (ступени, расположенные во внутреннем корпусе) и ступени, расположенные после поворота пара. В противном случае ЦВД представляется одной группой.

Ступени, расположенные в ЦСД, представляют из себя одну группу. То же относится и к ступеням, расположенным в ЦНД. Каждая группа может состоять из одного или нескольких отсеков.

Такое разбиение проточной части турбины на группы ступеней позволяет (при условии фиксации термодинамических параметров и расходов входных и выходных потоков пара

группы) проводить оптимизацию групп практически независимо друг от друга.

В дальнейшем полагается, что каждая из указанных выше расчётных групп ступеней имеет один входной поток пара и один или несколько выходных потоков пара (на регенеративные подогреватели и на последующую группу ступеней).

Общий вид рассматриваемых групп турбинных ступеней представлен на рис. 1.

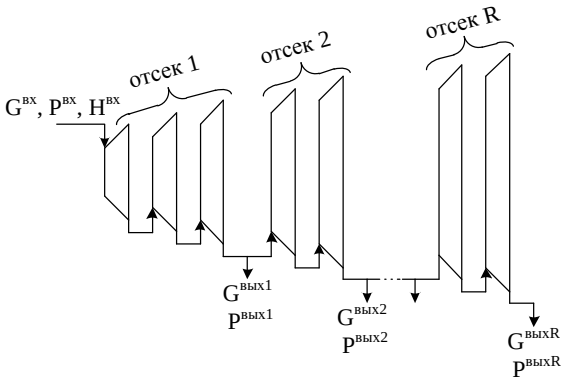


Рис. 1. Расчётная группа ступеней.

$G^{вх}$, $P^{вх}$, $H^{вх}$ – расход, давление и энтальпия входного потока пара; $G^{вых\,i}$, $P^{вых\,i}$ – расход и давление *i*-го выходного потока пара; R – число выходных потоков пара.

Очевидно, что $G^{вх} = \sum_{i=1}^{R} \left(G_i^{вых}\right)$.

Внутренний относительный КПД группы определяется как:

$$\eta_{гр}^{вн.отн} = \frac{\sum_{i=1}^{R} N_i^{отс}}{\sum_{i=1}^{R} G_i^{вых} \Delta H_i^a}, \qquad (7)$$

где $\Delta H_i^a = H^{вх} - H_i^a$ – адиабатный переход энтальпий; H_i^a – энтальпия пара в конце процесса адиабатного расширения из точки с параметрами $P^{вх}$, $H^{вх}$ до давления на выходе из *i*-го отсека – $P_i^{вых}$, т.е. H_i^a энтальпия пара при давлении $P_i^{вых}$ и энтропии $S^{вх}$, где $S^{вх}$ энтропия при давлении $P^{вх}$ и энтальпии $H^{вх}$.

Задача оптимизации расчётной группы ступеней состоит в максимизации внутреннего относительного КПД группы при фиксированных расходе, давлении и энтальпии входного потока пара, расходах и давлениях выходных потоков пара (максимизация КПД группы при этих условиях равносильна максимизации её механической мощности). В качестве оптимизируемых параметров выступают коэффициенты разложения базовых профилей (в соответствии с методикой, изложенной в [6]), высоты сопловых и рабочих лопаток. В качестве ограничений-неравенств выступают ограничения по механической прочности сопловых и рабочих лопаток, требования поддержания дозвукового режима течения пара, требования нахождения конструктивных углов входа и выхода лопаток в заданных диапазонах.

Математическая формулировка задачи оптимизации расчётной группы турбинных ступеней имеет следующий вид:

$$\max\left[\eta^{вн.отн} = f\left(x^{вн}, y^{вн}, z^{вх}, \theta\right)\right], \qquad (8)$$

при условиях:

$$H^{гр}\left(x^{вн}, y^{вн}, z^{вх}, \theta\right) = 0, \qquad (9)$$

$$G^{гр}\left(x^{вн}, y^{вн}, z^{вх}, \theta\right) \geq 0, \qquad (10)$$

$$\underline{x}^{вн} \leq x^{вн} \leq \bar{x}^{вн}, \qquad (11)$$

где $x^{вн}$ – вектор независимых внутренних оптимизируемых параметров расчётной группы ступеней; $y^{вн}$ – вектор зависимых (вычисляемых) внутренних параметров расчётной группы ступеней (энтальпии и давления в узлах расчётной схемы группы ступеней, механические мощности ступеней и др.); $z^{вх}$ – вектор информационно-входных параметров группы (расход, давление и энтальпия входного потока пара, расходы и давления выходных потоков пара); θ – вектор исходных данных (характеристики базовых профилей, прочностные характеристики лопаточных материалов и др.); $H^{гр}$ – векторная функция ограничений-равенств расчётной группы ступеней (материальные и энергетические балансы, уравнения газо-

динамики и др.); $G^{гр}$ – векторная функция ограничений-неравенств расчётной группы ступеней.

Следует отметить, что вектор $y^{вн}$ может быть (из системы (9)) определён как неявная функция от $x^{вн}$, $z^{вх}$ и θ вида:

$$y = H^{-1}\left(x^{вн}, z^{вх}, \theta\right). \qquad (12)$$

Подставляя (12) в (8) и (10) имеем задачу вида:

$$\min\left[\eta^{вн.отн} = f\left(x^{вн}, z^{вх}, \theta\right)\right], \qquad (13)$$

при условиях

$$G^{гр}\left(x^{вн}, z^{вх}, \theta\right) \geq 0 \qquad (14)$$

и условии (11).

Следует отметить, что если расчётная группа турбинных ступеней состоит из одного отсека, то внутренний относительный КПД группы совпадёт с внутренним относительным КПД отсека. Для того, чтобы результаты оптимизации проточной части группы ступеней могли быть использованы при оптимизации энергоблока, необходимо построить зависимость изменения оптимального значения КПД от информационно-входных параметров отсека. Такое построение, в этом случае, может быть сделано на основе теории двойственности в нелинейном программировании[10].

Оптимальное значение КПД как функции от информационно-входных параметров отсека имеет вид:

$$\begin{aligned}\eta^{вн.отн} &= \eta^{вн.отн*} + \\ &+ \sum_{i=1}^{N}\left(\frac{\partial \eta^{вн.отн}}{\partial z_i^{вх}}\right)^{*}\left(z_i - z_i^{*}\right) + \\ &+ \sum_{j=1}^{M}\left[u_j \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{\partial g_j}{\partial z_i}\right)^{*}\left(z_i - z_i^{*}\right)\right] = \\ &= \eta^{вн.отн*} + \sum_{i=1}^{N} a_i\left(z_i - z_i^{*}\right)\end{aligned}, \qquad (15)$$

где $\left(\frac{\partial g_j}{\partial z_i}\right)^{*}$ – частная производная j-го компонента вектора G по i-ому компоненту вектора $z_i^{вх}$, определённая в оптимальной точке; u_j – двойственная переменная, соответствующая i-ому компоненту вектора $z^{вх}$; z_i^{*} – значение i-ого компонента вектора $z^{вх}$, при котором проводилась оптимизация; $\eta^{вн.отн*}$ – оптимальное значение внутреннего относительного КПД отсека; $\left(\frac{\partial \eta^{вн.отн}}{\partial z_i^{вх}}\right)^{*}$ – частная производная КПД по i-ой компоненте вектора $z_i^{вх}$, определённая при оптимальном значении вектора $x^{вн}$; N – размерность вектор информационно-входных параметров z; M – размерность векторной функции G (число ограничений-неравенств в задаче оптимизации расчётной группы ступеней)

Следует подчеркнуть, что z^{*} – вектор информационно-входных параметров отсека, полученных при решении задачи (1)–(4) оптимизации энергоблока.

Коэффициенты a_i, показывающие как изменится оптимальное значение внутреннего относительно КПД отсека при увеличении z_i на 1 определяются из выражения:

$$a_i = \left(\frac{\partial \eta^{вн.отн}}{\partial z_i^{вх}}\right)^{*} + \sum_{j=1}^{n}\left(\frac{\partial g_j}{\partial z_i}\right)^{*}. \qquad (16)$$

Существенно сложнее построить зависимость (15) в случае, если расчётная группа ступеней состоит из более чем одного отсека. Это связано с тем, что КПД отсеков в данном случае не являются целевой функцией задачи оптимизации группы ступеней, что делает невозможным использование выражения (15), а так же в том, что у всех отсеков кроме первого входные энтальпии пара являются информационно-выходными параметрами и вычисляются при расчёте предыдущего отсека.

Преодоление указанных трудностей возможно, если в модели расчётной группы ступеней связи между энтальпией пара на

выходе из предыдущего отсека и энтальпией пара на входе в последующий отсек вида

$$H_{i+1}^{вх} = H_i^{вых} \qquad (17)$$

заменить следующими соотношениями:

$$H_{i+1}^{вх} = H_i^{вых} + \Delta H_{i+1}, \qquad (18)$$

где $H_{i+1}^{вх}$ – энтальпия пара на входе в i+1 отсек группы ступеней; $H_i^{вых}$ – энтальпия пара на выходе из i-ого отсека; ΔH_{i+1} – изменение энтальпии (пробный шаг) между смежными отсеками

Величины $\Delta H_2, \ldots, \Delta H_R$ (R – число отсеков) добавляются в состав вектора информационно-входных параметров расчётной группы ступеней $z^{вх}$.

В случае, если расчётная группа ступеней состоит более чем из одного отсека, необходимо для каждого отсека определить коэффициенты, показывающие, как изменится значение внутреннего относительного КПД соответствующего отсека (в точке, где КПД группы ступеней максимальный) при увеличении на 1 каждого из компонентов вектора информационно-входных параметров (входных расходов, давлений и энтальпий и выходного давления) данного отсека. Отметим, что компоненты векторов информационно-входных параметров всех отсеков группы ступеней образуют вектор информационно-входных параметров группы.

Указанные коэффициенты a_{ij}, где i – номер отсека, j – номер информационно-входного параметра i-ого отсека, могут быть определены из выражения

$$a_{ij} = \frac{\eta_{ij}^{вн.отн} - \eta_i^{вн.отн*}}{\Delta z_{Lij}^{вх}}, \qquad (19)$$

где $\eta_i^{вн.отн*}$ – внутренний относительный КПД i–ого отсека, в точке решения задачи (13), (14), (11) при значении вектора информационно-входных параметров, равном $z^{вх*}$; компоненты вектора $z^{вх*}$, кроме компонент соответствующих изменениям входных энтальпий отсеков ΔH принимают значения, полученные при решении задачи оптимизации энергоблока (1)–(4); изменения входных энтальпий в $z^{вх*}$ полагаются равными нулю; $\eta_i^{вн.отн}$ – внутренний относительный КПД i–ого отсека, в точке решения задачи (13), (14), (11) при значении вектора информационно-входных параметров, равном $z_{Lij}^{вх}$; все компоненты вектора $z_{Lij}^{вх}$ совпадают с компонентами вектора $z^{вх*}$, кроме компоненты Lij соответствующей j-ому информационно-входному параметру i-ого отсека. Значение этой компоненты определяется из выражения:

$$z_{Lij}^{вхL} = z_{Lij}^{вх*} + \Delta z_{Lij}^{вх}, \qquad (20)$$

где $\Delta z_{Lij}^{вх}$ – пробный шаг по Lij-ой компоненте вектора $z^{вх}$. КПД i-ого отсека как функция от его информационно-входных параметров определится из выражения:

$$\eta_i^{вн.отн} = \eta_i^{вн.отн*} + \sum_{j=1}^{N} a_{ij}\left(z_{Lij}^{вх} - z_{Lij}^{вх*}\right). \qquad (21)$$

Отметим, что КПД отсека определяется из выражения (7) при R=1. При этом, $H^{вх}$ определяется по параметрам торможения на входе в отсек.

Задача (13), (14), (11) должна решаться при оптимальном числе ступеней расчётной группы и оптимальном их распределении по отсекам. Эта задача может быть сведена к многократному решению задачи (13), (14), (11) и использованию вариантов метода направленного перебора.

III. После определения зависимостей вида (21) для всех отсеков турбины они включаются в модели соответствующих отсеков, используемых при оптимизации блока. При этом КПД не фиксируются, как в задаче (1)–(4), а определяются в зависимости от параметров отсека. В модели блока задаётся вектор КПД отсеков в базовой точке $\eta^{вн.отн1}$ и матрица коэффициентов a_{ij} для всех отсе-

ков турбины – A^1. Тогда задача оптимизации блока может быть представлена в виде:

$$\min_x F\left(x, y, \eta^{вн.отн1}, A^1\right), \qquad (22)$$

при условиях

$$H\left(x, y, \eta^{вн.отн1}, A^1\right) = 0, \qquad (23)$$

$$G\left(x, y, \eta^{вн.отн1}, A^1\right) \geq 0, \qquad (24)$$

$$\underline{x} \leq x \leq \overline{x}. \qquad (25)$$

Обозначим её решение через x^1, y^1.

На основе векторов x^1, y^1 формируется вектор информационно-входных параметров турбины $z^{вх1}$ и решаются задачи (13), (14), (11) для всех групп ступеней турбины, определяются новый вектор оптимизационных КПД отсеков $\eta^{вн.отн2}$ и новая матрица коэффициентов A^2.

Теперь для каждого отсека имеются две линейные зависимости КПД от информационно-входных параметров вида (21). Поскольку есть основания полагать, что оптимальный отсека КПД является выпуклой функцией, то его значение может быть определено из универсального выражения пригодного для любого числа зависимостей:

$$\eta_i^{вн.отн} = \min_{t=1,\ldots,T} \left\{ \begin{matrix} \eta_i^{вн.отн*t} + \\ + \sum_{j=1}^{N} a_{ij}^t \left(z_{Lij}^{вх} - z_{Lij}^{вх*t} \right) \end{matrix} \right\}, \qquad (26)$$

где t – номер текущей точки, в которой были определены зависимости вида (21); T – число точек (в рассматриваемом случае T=2).

Поскольку (26) является негладкой функцией, то её использование в оптимизационных задачах приводит к плохой сходимости (или полному отсутствию сходимости) оптимизационного процесса. Избежать негладкости функции можно следующим приёмом. КПД отсеков включаются в состав оптимизируемых параметров при оптимизации энергоблока. Для каждого отсека вводится T дополнительных ограничений-неравенств вида:

$$\eta_i^{вн.отн*t} + \sum_{j=1}^{N} a_{ij}^t \left(z_{Lij}^{вх} - z_{Lij}^{вх*t} \right) \geq \eta_i^{вн.отн}, \quad t = 1,\ldots,T \qquad (27)$$

Поскольку при любом критерии эффективности энергоблока рост КПД отсеков (без роста капиталовложений) выгоден, то среди ограничений (27) в оптимальной точке будет как минимум одно активное ограничение, обращающееся в строгое равенство. Поэтому в оптимальной точке значение КПД отсеков при использовании приёма с вводом его в состав оптимизируемых параметров будет совпадать со значением, вычисленным из выражения (26).

Добавляя в модель энергоблока вектор $\eta^{вн.отн2}$ и в матрицу коэффициентов A^2 и, используя описанный приём расчёта внутреннего относительного КПД отсеков можно вновь решить задачу оптимизации параметров энергоблока и уточнить значения векторов x и y $\left(x^3, y^3\right)$, получить новый вектор информационно-входных параметров турбины, оптимизировать её группы ступеней и построить новые зависимости КПД отсеков. Такой итерационный процесс будет продолжаться до тех пор, пока параметры энергоблока, получаемые на соседних итерациях, не окажутся достаточно близкими.

В качестве примера предлагаемого подхода рассмотрим построение зависимости КПД первого отсека ЦВД паровой турбины энергоблока на суперсверхкритические параметры. Цилиндр высокого давления турбины рассматриваемого энергоблока выполнен по обычной (не петлевой) схеме и состоит из двух отсеков. Параметры потока пара на входе в ЦВД: расход – 472,13 кг/с, давление – 28,5 МПа, энтальпия – 3480,6 кДж/кг. Давление пара на выходе из первого отсека – 6,85 МПа, на выходе из второго отсека 4,5 МПа. Расход пара в нерегулируемый отбор между первым и вторым отсеком 6,13 кг/с. Все приведенные выше параметры

получены при оптимизации энергоблока. При этом внутренний относительный КПД ЦВД задавался равным 0,91. Для оптимизации проточной части ЦВД была разработана его оптимизационная модель. При этом первый паровой отсек ЦВД включал 9 ступеней, а второй 2 ступени.

Оптимизация по критерию максимума внутреннего относительного КПД ЦВД при указанных информационно-входных параметрах дала оптимальное значение КПД первого отсека 0,8884. Пробные шаги информационно-входных параметров первого отсека, полученные при соответствующих изменениях указанных параметров, значения КПД отсека и коэффициенты a_{1j}, $j = 1,..4$ представлены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ВХОДНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПЕРВОГО ОТСЕКА ЦВД НА ЕГО ВНУТРЕННИЙ-ОТНОСИТЕЛЬНЫЙ КПД

Информационно-входные параметры первого отсека	Баз. знач.	Проб. шаг	Изм. знач.	Изм. КПД	Коэф. a_{1j}
Входной расх. пара, кг/с	466	9,3	475,3	0,8858	-0,00037
Входная энтальпия, кДж/кг	3480	70	3550	0,8858	-0,00015
Входное давление пара, МПа	29,1	0,57	28,5	0,8863	-0,00035
Выходное давление пара, МПа	6,85	0,159	7,0	0,8823	-0,00377

Как видно в результате определены коэффициенты зависимости КПД первого отсека ЦВД от его информационно-входных параметров.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Впервые разработан метод итерационной увязки задач оптимизации паротурбинного энергоблока и проточной части паровой турбины.

2. Предложен оригинальный подход к моделированию отсеков паровой турбины, обеспечивающий точный учёт влияния параметров отсека на его КПД при оптимизации энергоблока.

3. Представлен пример использования предлагаемого методического подхода.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Левенталь Г.Б., Попырин Л.С. Оптимизация теплоэнергетических установок. – М.: Энергия, 1970, – 352С.

[2] Попырин Л.С., Самусев В.И., Эпильштейн В.В. Автоматизация математического моделирования теплоэнергетических установок. – М.: Наука, 1981, – 236С.

[3] Дорохов Е.В., Седов А.С. Основы проектирования тепловых схем энергоблоков ТЭС на суперсверхкритические параметры. М.: Издательский дом МЭИ, 2007 - 152С.

[4] Попырин Л.С. Математическое моделирование и оптимизация теплоэнергетических установок – М.: Энергия, 1978, – 416С.

[5] Robert L. Bartlett; with contributions by J.E. Mulder and R.C. Sheldon. Steam turbine performance and economics: New York : McGraw-Hill, 1958

[6] А.М. Клер, Ю.Б. Захаров. Оптимизация параметров цикла ГТУ и конструктивных параметров проточной части газовой турбины с охлаждаемыми сопловыми и рабочими лопатками // Теплофизика и аэромеханика, 2012, том 19, № 4, С. 449-459.

[7] А.М. Клер, Ю.Б. Захаров, Ю.М. Потанина. Согласованная оптимизация параметров охлаждаемой проточной части газовой турбины и параметров цикла ГТУ и ПГУ // Теплофизика и аэромеханика, 2014, том 21, № 3, С. 401-410.

[8] Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А., Корнеева З.Р., Маринченко А.Ю., Михеев А.В., Платонов Л.А., Потанина Ю.М., Степанова Е.Л., Медников А.С .Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования – Новосибирск; Наука, 2005.– 236 С.

[9] A.M. Kler, Y.M. Potanina. Technical and economic studies on the optimization of prospective coal-fired power stations. Int. J. Global Energy Issues. -2003, Vol.20, No.4. - pp.340-352.

[10] Гольштейн Е.Г. Выпуклое программирование (элементы теории). – М.: Наука, 1970.–68С.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Клер Александр Матвеевич окончил энергетический факультет ИПИ в 1971г. После окончания института работает в ИСЭМ СО РАН. Доктор технических наук, профессор, заведующий отделом теплосиловых систем ИСЭМ СО РАН.



Захаров Юрий Борисович окончил энергетический факультет ИрГТУ в 2007 году. Кандидат технических наук, старший научный сотрудник ИСЭМ СО РАН.



Епишкин Николай Олегович окончил энергетический факультет ИрГТУ в 2012г. Аспирант очного обучения ИСЭМ СО РАН.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ СХЕМ И ПАРАМЕТРОВ ЛОКАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

А. М. Клер, П.В. Жарков

Разработана методика выбора оптимального состава оборудования локальной энергосистемы, основанная на оптимизации как состава элементов системы, так и ее режимных параметров в нормальных и послеаварийных режимах работы. Оптимизируются источники как электрической, так и тепловой энергии с учетом условия целочисленности при выборе числа энергоблоков на электростанциях и числа цепей ЛЭП.[1]

Ключевые слова: **локальные системы энергоснабжения**

ВВЕДЕНИЕ

Локальные системы энергоснабжения (ЛСЭС) характерны для Районов Крайнего Севера и Дальнего Востока РФ. Это системы энергоснабжения труднодоступных районов и отдельных населенных пунктов, а также многих промышленных предприятий различных отраслей народного хозяйства не имеющие связи с объединенной энергосистемой. Они включают: генерирующие мощности, линии электропередачи, электрические подстанции и другое сетевое оборудование, а так же потребителей активной и реактивной мощности. Часто в отдельных узлах ЛСЭС осуществляется производство и распределение не только электрической энергии, но и тепловой. При этом в состав системы могут входить установки производящие только тепло (паровые и водогрейные котлы на органическом топливе, электрокотлы, тепловые насосы), установки осуществляющие комбинированное производство тепла и электроэнергии (теплофикационные паротурбинные, газотурбинные, парогазовые, газопоршневые установки и др.), и установки производящие лишь электроэнергию (конденсационные паротурбинные установки, одноцелевые ГТУ и др.).Поскольку удельные капиталовложения и эксплуатационные издержки в локальных системах энергоснабжения существенно выше чем в централизованных, то для них возрастает важность отыскания оптимальных вариантов состава оборудования. Кроме того для локальных систем возрастают и требования по надежности энергоснабжения потребителей, поскольку прекращение подачи энергии (или сокращение этой подачи) может привести к катастрофическим последствиям [1].Для этих систем необходимо учитывать требования по устойчивой работе, в частности наличие в нормальных режимах работы вращающегося резерва мощности, не меньшего чем номинальная мощность самой крупной генерирующей установки. Важное отличие локальных энергосистем от централизованных состоит в гораздо большей доли единичных мощностей используемых типоразмеров генерирующего оборудования от суммарной генерирующей мощности системы. Это же относится и к долям пропускной способности отдельных цепей линий электропередачи по отношению к суммарной пропускной способности линий электропередачи между узлами системы. Указанные отличия приводят к тому, что методы оптимизации структуры генерирующих мощностей и межсистемных связей, используемые в централизованных системах энергоснабжения [2], в которых оптимизируемые числа генерирующих агрегатов различных типов и цепей линий электропередачи рассматриваются как непрерывные параметры (с последующим округлением в точке оптимума) оказываются неприемлемы для локальных систем. Кроме того в локальных системах требуется проведение более точных расчетов потерь электроэнергии в сетях при выборе состава оборудования. Здесь недостаточно рассматривать лишь баланс активной мощности, как

[1] А.М. Клер, П.В. Жарков, Институт систем энергетики им. Л.А.Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия (e-mail: pzharkov@isem.irk.ru).

это делается при выборе генерирующего оборудования в централизованных системах. Неприменим для ЛСЭС и используемый в централизованных системах подход, когда выбор теплогенерирующего оборудования производится отдельно от выбора электрогенерирующего оборудования. Здесь взаимовлияние подсистем гораздо выше и они должны оптимизироваться совместно. Вместе с тем ЛСЭС имеют гораздо меньшее число элементов чем централизованные системы, что существенно упрощает их оптимизацию.

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ЛОКАЛЬНОЙ СЭС

Целью настоящей работы является создание методики оптимизации схем и параметров локальной энергетической системы, позволяющей выбрать оптимальные целые числа установленных генерирующих агрегатов, цепей линий электропередачи, и других элементов, а так же учесть при оптимизации как нормальные, так и послеаварийные режимы работы. При этом в каждом режиме требуется проведение электрического расчета с составлением балансов как активных, так и реактивных мощностей. Задача оптимизации состава оборудования может быть сформулирована следующим образом. Задается расчетная схема системы на которой указываются электростанции, линии электропередачи, трансформаторные подстанции, места установки компенсирующий устройств и потребители нагрузки. При этом система может быть «избыточной» и включать элементы, которые в процессе оптимизации параметров «вырождаются». Выделяются две группы представительных режимов работы энергосистемы: нормальные и послеаварийные. Для каждого нормального режима работы задается нагрузка потребителей и время работы в этом режиме на протяжении расчетного периода. Для каждого послеаварийного режима задаются нагрузки потребителей и состав не работающего оборудования. В представленной ниже математической постановке послеаварийные режимы по электрогенерирующему оборудованию формируются из принципа n-2, по теплогенерирующему оборудованию и цепям линий электропередачи из принципа n-1.В соответствии с этими принципами для каждой электростанции рассматривается работа с выходом из строя двух, самых мощных агрегатов из числа установленных, или выход из строя по одному самому мощному агрегату из числа установленных на двух разных электростанциях, а для каждой линии электропередачи рассматривается работа с выходом из строя одной цепи. Аналогично рассматривается выход из строя одного самого мощного теплогенерирующего агрегата для группы агрегатов, работающих на общих тепловых потребителей. Суммарные топливные издержки СЭС определяются как издержки всех электростанций во всех нормальных режимах. Во всех послеаварийных режимах проверяется требование на работоспособность. Задача состоит в выборе таких чисел (целых) элементов оборудования при которых принятый критерий экономической эффективности достигает экстремального значения и обеспечивает работоспособность системы как во всех нормальных, так и во всех послеаварийных режимах. Следует отметить, что при определении капиталовложений отдельно должны быть учтены капиталовложения в первые (головные) блоки электростанции и капиталовложения в последующие блоки. Как известно стоимость головного блока существенно выше стоимости последующих блоков. Аналогично должны учитываться стоимости первой и второй цепей ЛЭП (если предусмотрено использование только одноцепных и двухцепных ЛЭП). Задачи оптимизации локальной СЭС в настоящей работе решается при следующих допущениях: а) на одной электростанции могут быть установлены энергоблоки одного типоразмера, либо двух типоразмеров; б) при установке блоков двух типоразмеров блоки одного типоразмера предназначены для комбинированного производства как электроэнергии, так и тепла, а другого только для производства электроэнергии; в) при установке блоков лишь одного типоразмера они могут быть предназначены либо для производства только элек-

троэнергии, либо для комбинированного производства тепла и электроэнергии; г) при близкой мощности двух типоразмеров на одной станции в качестве первого блока принимается теплофикационный блок. В противном случае, в качестве первого блока принимается блок имеющий большую мощность; д) установка котлов отпускающих тепло в виде пара или горячей воды осуществляется на отдельных котельных.

ПОДХОД К МОДЕЛИРОВАНИЮ ЭЛЕМЕНТОВ ЛОКАЛЬНОЙ СЭС

Часто в математических моделях технологических схем ТЭС и ЭЭС для задания режима работы элементы этих систем (котлов, турбин, энергоблоков, цепей линий электропередачи) используются логические или целые переменные. Например, если некоторая целая переменная равна единице, то соответствующий элемент работает, и проводится его расчет, а если эта переменная равна нулю, то элемент не работает, и его расчет не проводится. При этом экстенсивные переменные модели (электрическая мощность энергоблока, тепловая мощность водогрейного котла и др.) задаются равными нулю. Очевидно, что при таком построении математических моделей ТЭС и ЭЭС определить производные, то есть провести линеаризацию по логическим или целым переменным невозможно. В работах ИСЭМ СО РАН [3-5] предложен другой способ учета состояния агрегата. Этот подход впервые был использован при описании группы однотипных одинаково загруженных параллельно работающих агрегатов. В модели группы были выделены «внешние» экстенсивные параметры группы, (расходы и мощности) входящие в описание технологических связей группы с другими элементами схемы электростанции, и аналогичные «внутренние» параметры, определяющие режим работы одного представительного агрегата группы. Очевидно, что «внутренние» экстенсивные параметры получаются делением соответствующих «внешних» параметров на число агрегатов в группе. «Внутренние» интенсивные параметры связи (давления, температуры, электрические напряжения) полагаются равными «внешним» интенсивным параметрам. Хотя физический смысл имеет только целое число агрегатов (или элементов) в группе, но математические расчеты при такой форме записи модели можно проводить и при любых вещественных значениях числа элементов, что позволяет линеаризовать целевую функцию и ограничения по данному параметру (числу агрегатов в группе), используя например конечно-разностные методы определения частных производных. Причем число элементов при таком подходе можно задавать как больше единицы, так и меньше единицы. Единственное значение числа элементов, при котором не могут проводиться расчеты – это нулевое значение (чтобы избежать деления на нуль). Поэтому вместо нуля минимальное значение числа элементов приходится ограничивать малым положительным числом ε , существенно меньшим единицы. Если группа состоит из одного агрегата, то в случае работы этого агрегата число элементов в группе должно быть задано равным единице, а в случае выключения агрегата из работы оно будет равно е. Назовем данный параметр, изменяющийся от ε до 1 индексом существования элемента (если речь идет о наличии или отсутствии данного элемента в технологической схеме) или индексом режима работы (если речь идет о включении в работу или выключение из работы существующего в технологической схеме элемента). В соответствии с предложенным подходом все связи отключаемого элемента с другими элементами технологической схемы по экстенсивным параметрам (расходам и мощностям) представляются в виде

$$S^{внеш} = dS^{внутр}, \quad (1)$$

если $S^{внутр}$– информационно-выходные параметры для модели элемента и

$$S^{внутр} = S^{внеш}/d, \quad (2)$$

если $S^{внутр}$ – информационно-входные параметры,

где d– индекс существование или индекс режима работы; $S^{внутр}$– вектор внутренних параметров связи агрегата с другими элемента схемы, входящих в подмодель элемента; $S^{внеш}$ – вектор внешних параметров

связи, входящих в подмодели других «смежных» элементов. При $d = 1$ имеем $S^{внеш} = S^{внутр}$, а при $0 < d = \varepsilon \ll 1$ имеем $S^{внеш} \ll S^{внутр}$, т.е. при близких к нулю расходах и мощностях, поступающих от других элементов схемы или передаваемых этими элементами, внутренние потоки, определяемые из (2), будут достаточно большими, чтобы обеспечить нахождение в процессе оптимизации внутренних параметров отключенного агрегата в допустимых пределах. Задача выбора числа элементов оборудования, например энергоблоков на электростанции (группы параллельно работающих элементов), является более сложной задачей чем задача рассмотренная в [3-5]. Здесь нужно выбрать как число установленных на станции блоков, так и число блоков находящихся в работе в каждом представительном режиме. При этом определении капиталовложений должно проводиться с учетом того что головной блок станции будет стоить дороже последующих. Для обеспечения выполнения указанных требований предлагается использовать следующий прием. Вводится параметр задающий число энергоблоков, установленных на ТЭС (для простоты рассматривается случай, когда на ТЭС устанавливается один типоразмер энергоблоков) – $n^{бл}_{уст}$. Диапазон изменения этого параметра задается неравенством:

$$\underline{n}^{бл}_{уст} \le n^{бл}_{уст} \le \overline{n}^{бл}_{уст}, \qquad (3)$$

где $\underline{n}^{бл}_{уст}$ и $\overline{n}^{бл}_{уст}$ – целые числа, задающие минимальную и максимальную границы числа устанавливаемых энергоблоков. При этом $\underline{n}^{бл}_{уст}$ как правило не меньше 2. Вводятся параметры, задающие число работающих энергоблоков в каждом представительном режиме (нормальном или аварийном) – $n^{бл}_i$. В i-ом нормальном режиме $n^{бл}_i$ должен отвечать условию

$$\underline{n}^{бл}_i \le n^{бл}_i \le n^{бл}_{уст}, \qquad (4)$$

где $\underline{n}^{бл}_i$ – минимально-возможное по условиям надежности число работающих энергоблоков на ТЭС в i-ом режиме.

В j-ом аварийном режим $n^{бл}_j$ должен отвечать условию

$$\underline{n}^{бл}_j \le n^{бл}_j \le n^{бл}_{рсj}, \qquad (5)$$

где $n^{бл}_{рсj}$ – число работоспособных блоков в j-ом послеаварийном режиме.

Поскольку послеаварийный режим относится не к отдельно взятой ТЭС, а ко всей энергосистеме, то должно выполняться условие

$$n^{бл}_{рсj} \le n^{бл}_{уст}, \qquad (6)$$

Вводится параметр (индекс) $\alpha^{тэс}$ определяющий существование станции: $\alpha^{тэс} = 1$ – станция существует; $\alpha^{тэс} = \varepsilon \ll 1$ – станция не существует. На этот параметр накладывается ограничение $\varepsilon \le \alpha^{тэс} \le 1$.

С использованием введенных параметров капиталовложения в ТЭС могут быть определены из выражение (если на станции устанавливаются энергоблоки одного типоразмера)

$$K^{тэс} = \alpha^{тэс}\left[K^{бл}_j + K^{бл}_{посл}\left(n^{бл}_{уст} - 1\right)\right], \qquad (7)$$

где $K^{бл}_j$ – капиталовложения в первый энергоблок, $K^{бл}_{посл}$ – капиталовложения в последующие энергоблоки.

Если на станции устанавливаются энергоблоки двух типоразмеров и учитывая что первым (головным) будет лишь один блок предлагается для расчета капиталовложений использовать следующее выражение

$$K^{тэс} = \alpha^{тэс}\left[K^{бл}_{j1} + K^{бл}_{посл1}\left(n^{бл}_{уст1} - 1\right) + K^{бл}_{посл2}\, n^{бл}_{уст2}\right], \qquad (8$$

где $K^{бл}_{j1}, K^{бл}_{посл1}$ – капиталовложения в головной и последующие блоки первого типоразмера, $K^{бл}_{посл2}$ – капиталовложения в последующий блок второго типоразмера, $n^{бл}_{уст1}, n^{бл}_{уст2}$ – число блоков первого и второго типоразмера, установленных на ТЭС. Отметим, что можно подобрать такое ε отвечающее условию $0 \ll \varepsilon \ll 1$, что при $\alpha^{тэс} = \varepsilon$ $K^{тэс}$ будет пренебрежимо мало при любом допустимом числе энергоблоков ТЭС.

При предлагаемом подходе индекс *d* из выражений (1) и (2) для i-го режима работы определяется как $d = \alpha^{тэс} n^{бл}_i$.

Электрическая мощность ТЭС с одним типоразмерам энергоблоков (КЭС) в i-ом режиме определяется как:

$$N^{кэс}_i = \alpha^{тэс} n^{бл}_i N^{бл}_i, \qquad (9)$$

где $N^{бл}_i$ – мощность энергоблока в i-ом режиме.

Для ТЭС с двумя типами энергоблоков один из которых теплофикационный (ТЭЦ) электрическая мощность энергоблока в i-ом режиме найдется из выражения:

$$N_i^{\text{тэц}} = \alpha^{\text{тэс}}\left[n_{1i}^{\text{бл}} N_{1i}^{\text{бл}} + n_{2i}^{\text{бл}} N_{2i}^{\text{бл}}\right], \quad (10)$$

где $n_{1i}^{\text{бл}}, n_{2i}^{\text{бл}}$ – число блоков ТЭЦ первого и второго типоразмеров, работающих в i-ом режиме, а $N_{1i}^{\text{бл}}, N_{2i}^{\text{бл}}$ – электрическая мощность указанных блоков в i-ом режиме.

Отпуск тепла от ТЭЦ в i-ом режиме определяется как

$$Q_i^{\text{тэс}} = \alpha^{\text{тэс}} n_{1i}^{\text{бл}} Q_{1i}^{\text{бл}}, \quad (11)$$

где $Q_{1i}^{\text{бл}}$ – отпуск тепла от одного теплофикационного энергоблока.

Потребление топлива КЭС в i-ом режиме определяется как

$$B_i^{\text{тэс}} = \alpha^{\text{тэс}} n_i^{\text{бл}} \Psi^{\text{кбл}}\left(N_i^{\text{бл}}\right), \quad (12)$$

где $B^{\text{бл}} = \Psi^{\text{кбл}}\left(N_i^{\text{бл}}\right)$ – энергетическая характеристика производящего только электроэнергию энергоблока, определяющая расход топлива по мощности.

Потребление топлива ТЭЦ в i-ом режиме определяется как

$$B_i^{\text{тэс}} = \alpha^{\text{тэс}}\left[n_{1i}^{\text{бл}} \varphi^{\text{тбл}}\left(N_{1i}^{\text{бл}}, Q_{1i}^{\text{бл}}\right) + n_2^{\text{бл}} \Psi^{\text{кбл}}\left(N_{2i}^{\text{бл}}\right)\right], \quad (13)$$

где $\varphi^{\text{тбл}}\left(N_{1i}^{\text{бл}}, Q_{1i}^{\text{бл}}\right)$ – энергетическая характеристика теплофикационного энергоблока первого типоразмера, определяющая расход топлива по электрической и тепловой мощности.

Капиталовложения в котельную определяются по аналогии с капиталовложениями в КЭС:

$$K^{\text{кот}} = \alpha^{\text{кот}}\left[K_1^{\text{кот}} + K_2^{\text{кот}}\left(n_{\text{уст}}^{\text{кот}} - 1\right)\right], \quad (14)$$

$\alpha^{\text{кот}}$ – индекс существование котельной, $K_1^{\text{кот}}, K_2^{\text{кот}}$ – капиталовложения в первый и последующие котлы, $n_{\text{уст}}^{\text{кот}}$ – число котлов установленных в котельной.

Тепловая мощность котельной в i-ом режиме определяется как

$$Q_i^{\text{кот}} = \alpha^{\text{кот}} n_i^{\text{кот}} Q_i^{\text{кот}}, \quad (15)$$

$n_i^{\text{кот}}$ – число котлов работающих в i-ом режиме, $Q_i^{\text{кот}}$ – тепловая мощность одного котла в i-ом режиме.

Расход топлива котельной в i-ом режиме определяется из выражения

$$B_i^{\text{кот}} = \Psi^{\text{кот}}(Q_i^{\text{кот}}). \quad (16)$$

где $\Psi^{\text{кот}}$ – энергетическая характеристика котла.

Капиталовложения в линию электропередач определяется из выражения

$$K^{\text{лэп}} = \alpha^{\text{лэп}}\left[K_1^{\text{цепь}} + K_2^{\text{цепь}}\left(n_{\text{уст}}^{\text{цепь}} - 1\right)\right], \quad (17)$$

$\alpha^{\text{лэп}}$ – индекс существование линии электропередачи, $K_1^{\text{цепь}}, K_2^{\text{цепь}}$ – капиталовложения в первую и последующие цепи линии, $n_{\text{уст}}^{\text{цепь}}$ – число цепей в линии.

Активная и реактивная мощности одной цепи в i-ом режиме определяется как

$$P_{\text{акт}i}^{\text{цепь}} = \frac{P_{\text{акт}i}^{\text{лэп}}}{n_{i\text{раб}}^{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}}, \quad (18)$$

$P_{\text{акт}i}^{\text{цепь}}$ – активная мощность ЛЭП в i-ом режиме, $n_{i\text{раб}}^{\text{цепь}}$ – число работающих цепей ЛЭП в i-ом режиме,

$$Q_{\text{акт}i}^{\text{цепь}} = \frac{Q_{\text{акт}i}^{\text{лэп}}}{n_{i\text{раб}}^{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}}, \quad (19)$$

где $Q_{\text{акт}i}^{\text{лэп}}$ – реактивная мощность ЛЭП в i-ом режиме.

Для каждого энергоблока КЭС в i-ом режиме учитываются ограничения на электрическую мощность сверху и снизу, для котла (парового или водогрейного)учитываются ограничение на тепловую мощность сверху и снизу. Для теплофикационная энергоблока учитываются ограничения на: электрическую мощность сверху и снизу, тепловую мощность сверху и снизу, максимальный расход топлива энергоблоком сверху и снизу, минимальную электрическую мощность вырабатываемую на потоке пара в конденсатор паровой турбины снизу.

При расчёте электрической сети ЛСЭС используются математические описания элементов представленные в [6]. Расчёт ЛЭП основан на П-образной схеме замещения. Расчет проводится для одной цепи или одной ЛЭП (при одноцепном их исполнении). При этом активная и реактивная мощности в конце цепи определяются из выражений (18) и (19). После расчета потерь мощности в цепи определяются активная и реактивная мощности в ее начале, а затем мощности в начале ЛЭП из выражений

$$P_{\text{нл}}^{\text{лэп}} = P_{\text{нл}} n_{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}, \quad (20)$$

$$Q_{\text{нл}}^{\text{лэп}} = Q_{\text{нл}} n_{\text{цепь}} \alpha^{\text{лэп}}, \quad (21)$$

где $P_{\text{нл}}, Q_{\text{нл}}$ – активная и реактивная мощности в начале цепи.

При расчётах ЛЭП задаются активная и реактивная мощность в конце линии, и продольная и поперечная составляющие напряжения в начале линии. При оптимизации ЛСЭС учитываются ограничение на ток звена сверху (ограничение по нагреву про-

водов). Отметим, что если ЛЭП одноцепная, то $\alpha^{\text{лэп}}$ из модели исключается, а $n_{\text{цепь}}$ изменяется в пределах от ε до 1.Расчет двухобмоточного трансформатора основан на Г – образной схеме замещения. При оптимизации для трансформаторов а каждом режиме проверяется условие $\sqrt{P_{\text{вн}}^2 + Q_{\text{вн}}^2} \le S^{\text{ном}}$, где $S^{\text{ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, $P_{\text{вн}}, Q_{\text{вн}}$ – активная и реактивная мощности на стороне высокого напряжения.

Каждый узел электрической сети описывается балансами активной и реактивной электрических мощностей, а также равенствами продольных и поперечных составляющих напряжений на входах или на выходах элементов (ЛЭП, трансформаторов, генераторов и др.) инцидентных данному узлу. При оптимизации ЛСЭС учитываются ограничение сверху и снизу для модулей напряжения в каждом узле сети $\underline{U}_{\text{узл}} \le U_{\text{узл}} \le \overline{U}_{\text{узл}}$, где $U_{\text{узл}}$ – модуль напряжения в узле, $\underline{U}_{\text{узл}}, \overline{U}_{\text{узл}}$ – минимальная и максимальная границы модуля напряжения.

Активная и реактивная мощности генератора каждого энергоблока в любом режиме должны отвечать системе ограничений-неравенств, определенный генераторной диаграммой соответствующего электрогенератора. Эта диаграмма определяет область допустимых сочетаний активной и реактивной мощности генератора.

При оптимизации в роли независимых оптимизируемых параметров выступают активные и реактивные мощности энергоблоков, тепловые нагрузки теплофикационных блоков и котлов, коэффициенты трансформации трансформаторов, индуктивные сопротивления реакторов емкости компенсирующих устройств. Системы ограничений-неравенств учитываемые при оптимизации в каждом режиме включают приведенные ограничения для каждого элемента ЛСЭС.

В качестве целевой функции при оптимизации могут использоваться приведенные затраты, или другой критерий, зависящий от капиталовложений и эксплуатационных издержек. В свою очередь эксплуатационные издержки состоят из суммы условно-постоянных издержек, прямо пропорциональных капиталовложениям в элементы ЛСЭС и суммы топливных издержек ТЭС и котельных, определяемых для каждого потребителя топлива произведением его годового расхода на цену.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЛСЭС.

В наиболее общем виде задача оптимизации параметров ЛСЭС может быть сформулирована следующим образом (рассматривается статическая постановка в предположении, что строительство объектов ЛСЭС производится в достаточно короткие сроки, а последующая эксплуатация осуществляется при постоянных условиях: постоянных расчетных нагрузках потребителей и эксплуатационных издержках).

Требуется

$$min_{A, d_{\text{уст}}, d_1^{\text{раб}}, \dots, d_{R^{\text{н}}+R^{\text{а}}}^{\text{раб}}, x_1, \dots, x_{R^{\text{н}}+R^{\text{а}}}} F(K_{\Sigma}, U_{\Sigma}^{\text{топ}}), \quad (22)$$

при условиях

$$H_i\left(A, d^{\text{уст}}, d_i^{\text{раб}}, x_i, y_i, c_i\right) = 0, \quad (23)$$

$$G_i\left(A, d^{\text{уст}}, d_i^{\text{раб}}, x_i, y_i, c_i\right) \ge 0, \quad (24)$$

$$H_j\left(A, d_j^{\text{рс}}, d_j^{\text{раб}}, x_j, y_j, c_j\right) = 0, \quad (25)$$

$$G_j\left(A, d_j^{\text{рс}}, d_j^{\text{раб}}, x_j, y_j, c_j\right) = 0, \quad (26)$$

$$d_j^{\text{рс}} = d^{\text{уст}} - \Delta d_j, \quad (27)$$

$$U_{\Sigma}^{\text{топл}} = \Phi(y_1, \dots, y_{R^{\text{н}}}, P_{\Sigma}), \quad (28)$$

$$K_{\Sigma} = \omega(d^{\text{уст}}, P_{\text{об}}), \quad (29)$$

$$\varepsilon \le A_l \le 1, \quad (30)$$

$$\underline{d}_k^{\text{уст}} \le d_k^{\text{уст}} \le \overline{d}_k^{\text{уст}}, \quad (31)$$

$$0 \le d_{ik}^{\text{раб}} \le d_{ik}^{\text{уст}}, \quad (32)$$

$$0 \le d_{jk}^{\text{раб}} \le d_{jk}^{\text{рс}}, \quad (33)$$

$$d_k^{\text{уст}} \in \left[0,1,2,\dots,\overline{d}_k^{\text{уст}}\right], \quad (34)$$

$$d_{ik}^{\text{раб}} \in \left[0,1,2,\dots,\overline{d}_k^{\text{уст}}\right], \quad (35)$$

$$d_{jk}^{\text{раб}} \in \left[0,1,2,\dots,d_{jk}^{\text{рс}}\right], \quad (36)$$

$$\Delta d_j \in D^{\text{откл}}(d^{\text{уст}}), \quad (37)$$

$l = 1, \dots, \alpha;\ k = 1, \dots, K;\ i = 1, \dots, R^{\text{н}};\ j = 1, \dots, R^{\text{а}}$,

где A – вектор индексов существования, $d^{\text{уст}}$ – вектор числа установленных однотипных элементов (энергоблоков КЭС и ТЭС, котлов, цепей ЛЭП и др.), $d_r^{\text{раб}}$ – вектор числа работающих элементов в r-ом нормальный или аварийном режимах, $R^{\text{н}}$ – число рассматриваемых нормальных режимов, $R^{\text{а}}$ – тоже послеаварийных режимов, x_r – вектор непрерывных оптимизируемых параметров

(активных и реактивных мощностей энергоблоков, коэффициентов трансформации, тепловых нагрузок теплофикационных энергоблоков и котлов и др.), F – критерии экономической эффективности (приведенные затраты или др.), K_Σ – суммарные капиталовложения в элементы ЛСЭС, $U_\Sigma^{\text{топл}}$ – суммарные ежегодные топливные издержки по ЛСЭС, H_i – векторная функция ограничений-равенств в i-ом режиме , y_i – вектор вычисляемых (из системы H_i) параметров i-ого нормального режима работы, c_i – вектор исходных данных (нагрузок потребителей, цены топлива и оборудования и др.), G_i – векторная функция ограничений-неравенств, подстрочным индексом j обозначаются переменные и функции относящиеся к j-ому послеаварийному режиму, $d_j^{\text{рс}}$ – вектор числа работоспособных элементов в j-ом послеаварийном режиме, Δd_j – вектор числа элементов выведенных из работы j-ом послеаварийном режиме, α – размерность вектора A, K – размерность вектора $d^{\text{уст}}$, $\underline{d}_k^{\text{уст}}, \overline{d}_k^{\text{уст}}$ – нижняя и верхняя границы измерения k-ой компоненты вектора $d^{\text{уст}}$, $D^{\text{откл}}$ – множество всех сочетаний отключаемых элементов рассматриваемых послеаварийных режимах, $P_т$ – вектор цен топлива, $P_{об}$ – вектор цен оборудования. Помимо указанных ограничений-неравенств в систему уравнений могут быть введены дополнительные ограничения, позволяющие быстрее найти оптимальные решения. В частности, если в системе как минимум должна быть одна электростанция, то вводится дополнительное ограничение, требующее, чтобы сумма индексов существования всех электростанций была не меньше единицы. Если в узле есть тепловая нагрузка, то сумм индексов существования ТЭЦ и котельных в этом узле должна быть не меньше единицы. Решение нелинейной задачи (22-37) достаточно большой размерности, часть оптимизируемых параметров которой непрерывные, а часть целочисленные, связано со значительными вычислительными трудностями. Это обусловлено необходимостью в одной задаче осуществлять согласованную оптимизацию ЛСЭС как в нормальных, так и в послеаварийных режимах работы. В связи с этим предлагается упрощенный подход к решению указанной задачи, позволяющий с меньшими вычислительными затратами получать решения, достаточно близкие к оптимальным. В соответствии с этим подходом совместная оптимизация проводится только для нормальных режимов, при этом приближенный учет послеаварийных режимов достигается вводом следующих дополнительных ограничений: I) ограничения, требующие, чтобы при остановке двух наиболее мощных энергоблоков оставшиеся обеспечили суммарную электрическую мощность, равную суммарной мощности энергоблоков в режиме с максимальной нагрузкой, II) ограничение, требующее наличие в каждом нормальном режиме вращающегося резерва, не меньшего мощности самого крупного из работающих энергоблоков, III) ограничение, требующее, чтобы при отключении одного источника тепла оставшиеся обеспечили заданную тепловую нагрузку. Для источников тепла, работающих в централизованных системах электроснабжения, требуется, чтобы эта заданная нагрузка составляла 70% от расчетной (при покрытии отопительной нагрузки и нагрузки ГВС). Для локальных систем энергоснабжения, работающих в суровых климатических условиях, доля указанной нагрузки от расчетной должна быть выше (вплоть до 100%). Такие ограничения устанавливаются для каждого узла ЛСЭС, в котором есть тепловая нагрузка. Предлагаемый подход включает следующие этапы. 1) Решается непрерывная задача нелинейного программирования (22-37). По итогам оптимизации первого этапа формируются варианты значений индексов существования элементов ЛСЭС (ТЭЦ, КЭС, котельных, ЛЭП и др.). Если индексы существования в оптимальной точке (α^*) отвечают условию $\alpha^* - \varepsilon \le \delta$, то α полагаются равными ε, а если условию $1 - \alpha^* \le \delta$, то α полагаются равными 1 (δ - заданная погрешность определения α). Если ни одно из указанных условий не выполняется, то рассматриваются два варианта значений соответству-

ющего индекса существования - ε и 1. 2) Для каждого из сформированных на первом этапе сочетаний индексов существования решается непрерывная задача оптимизации того же вида, что и на первом этапе, но с удалением из состава оптимизируемых параметров индексов существования. По итогам решения этой задачи формируются варианты числа устанавливаемых элементов (энергоблоков, котлов, цепей ЛЭП и др.). Если некоторое число элементов n^* в точке решения с точностью δ близко к целому числу, то его значение в дальнейших расчетах принимается равным этому числу. В противном случае рассматриваются два ближайших к оптимальному значению n^* целых числа. Это правило действует для числа энергоблоков и котлов, при этом вместо значения числа элементов 0 принимается значение, равное ε. Число цепей ЛЭП, полученное с использованием указанного правила, увеличивается на 1. Это позволяет учесть требование, чтобы при отказе одной цепи любой ЛЭП обеспечивалась работа ЛСЭС. В результате выполнении двух этапов формируются варианты индексов существования и чисел однотипных элементов ЛСЭС. 3) Для каждого варианта индексов существования и числа установленных элементов решаются задачи оптимизации для всех нормальных и послеаварийных режимов работы. При этом индексы существования и число установленных элементов выводятся из состава оптимизируемых параметров. Это позволяет проводить оптимизацию отдельных режимов ЛСЭС независимо друг от друга. Целевой функцией при оптимизации режимов являются топливные издержки. При решении оптимизационных задач на третьем этапе учитываются требования целочисленности количества работающих элементов. Если хотя бы один из нормальных или послеаварийных режимов не может быть обеспечен, то соответствующее сочетание индексов существования и числа установленных элементов считается недопустимым. Для допустимых вариантов по итогам расчета нормальных режимов определяется критерий экономической эффективности (приведенные затраты, чистый дисконтированный доход и др.), по которому и выбирается оптимальный вариант.

ПРИМЕР ОПТИМИЗАЦИИ ЛСЭС

Предлагаемый методический подход иллюстрируется на примере ЛСЭС, схема которой представлена на рис.1.

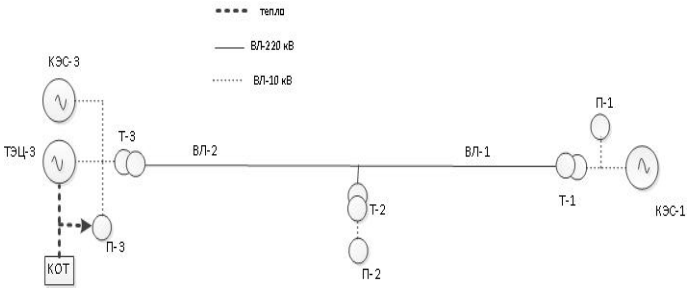


Рис. 3. Схема локальной энергосистемы.
КЭС-1, КЭС-3– конденсационные электростанции; ТЭЦ-3 – теплофикационная электростанция; П-1, П-2 – потребители электроэнергии; П-3– потребитель тепловой и электрической энергии; Т-1, Т-2, Т-3 – трансформаторные подстанции; ВЛ-1, ВЛ-2 – линии электропередачи.

Система включает три узла с электрическими нагрузками, при этом в узле 3 имеется достаточно большая отопительная нагрузка. Электростанции ЛСЭС могут работать на твердом топливе, добыча которого осуществляется в узле 1. Доставка топлива в узел 3 осуществляется автомобильным транспортом, что приводит к его существенному удорожанию в этом узле. В узле 1 может быть построена КЭС с агрегатами мощностью 50 МВт. В узле 3 может быть построена либо ТЭЦ, либо КЭС, также с агрегатами мощностью 50 МВт. При этом отпуск тепла от теплофикационного энергоблока составляет 90 Гкал/ч. Кроме того, в узле 3 располагается отопительная котельная, которая либо покрывает всю тепловую нагрузку (при отсутствии ТЭЦ), либо только её пиковую часть (при наличии ТЭЦ). Тепловая мощность котла принимается равной 50 Гкал/ч. Для упрощения примера рассматривается один нормальный «среднегодовой» режим работы. Следует отметить, что большую часть электрической нагрузки в узлах ЛСЭС обеспечивают горнодобывающие предприятия с плотным графиком

нагрузки. Продолжительность «среднегодового» режима принимается равной 8000 ч, а электрическая нагрузка в узлах - расчетной нагрузке. Тепловая нагрузка в «среднегодовом» режиме составляет 250 Гкал/ч при расчетной нагрузке 350 Гкал/ч. Тепловые и электрические нагрузки потребителей в «среднегодовом» режиме и его продолжительность подобраны таким образом, чтобы произведение соответствующих нагрузок на продолжительность режима равнялось годовому потреблению тепла и электроэнергии. Напряжение двух предусмотренных в схеме линий электропередачи принято равным 220 кВ. В связи с суровыми климатическими условиями района расположения ЛЭП предусмотрено их строительство в одноцепном исполнении. При этом число цепей совпадает с числом параллельных линий. Капиталовложения в линии принимаются одинаковыми. В связи с этим индекс существования линий не вводится, а оптимизируется только число параллельных линий. Активные электрические нагрузки потребителей П1, П2, П3 составляют 33 МВт, 25 МВт, 300 МВт, а реактивные 9,9 МВар, 7,5 МВар, 90 МВар. Цена твердого топлива в узле 1 составляет 2800 руб./т у.т., в узле 3 - 4900 руб./т у.т.. Протяженность ВЛ-1 и ВЛ-2 составляет по 200 км. Стоимость одного километра одноцепной ЛЭП составляет 17,4 млн.руб. Стоимость конденсационного блока 50 МВт составляет: первого – 7918 млн. руб., последующего – 5037 млн.руб.. Стоимость теплофикационного блока 50 МВт составляет: первого – 8156 млн. руб., последующего – 5641 млн.руб.. Стоимость водогрейного котла 50 Гкал/ч составляет 305 млн. руб. На основе разработанных математических моделей элементов энергосистемы с помощью ПВК «Система машинного построения программ» - СМПП [3] сформирована математическая модель локальной энергосистемы учитывающая как нормальные, так и аварийные режимы работы. В результате решения оптимизационной задачи выбора варианта тепло- электроснабжения потребителей ЛСЭС (этап 1 описанного выше методического подхода к решению оптимизационной задачи) получаем значения индексов существования для электростанций КЭС-1, КЭС-3, ТЭЦ-3 : 0,33; 0,05; 0,97. В дальнейшем индекс существования КЭС-3 принимается равным $0{,}05$, а индекс существования ТЭЦ-3 – 1 (как близкие к целым значениям). Рассматриваются два индекса существования КЭС-1 - ε и 1. На основе полученных результатов рассматриваем два варианта тепло- электроснабжения: существуют КЭС-1 и ТЭЦ-3, существует только ТЭЦ-3. В результате решения оптимизационных задач выбора состава оборудования (этап 2 методического подхода) для двух вариантов получаем значения чисел элементов оборудования ЛСЭС (таблица 1).

Таблица 1. Значения индексов существования чисел элементов ЛСЭС

Вариант	Блоки КЭС-1	Блоки Т ТЭЦ-3	Блоки К ТЭЦ-3	Пиковые котлы	ВЛ-1	ВЛ-2
1	5,57	3,4	0,52	1,7	1,84	1,71
2	-	8,1	1,0	1,0	1,16	1,29

На основе полученных на этапах 1 и 2 результатов производим назначение всех возможных вариантов состава оборудования и определение для каждого варианта набора послеаварийных режимов. Варианты с одной цепью ВЛ-1 и/или ВЛ-2 из дальнейшего рассмотрения были исключены, как заведомо не обеспечивающие работу в режиме с отказом этой цепи. В результате был сформирован 21 вариант состава оборудования ЛСЭС. Для этих вариантов решались задачи оптимизации в нормальном «среднегодовом» режиме работы. Результаты показали, что допустимые решения этих задач есть только у вариантов 1-6 представленных в табл.2. Для них, исходя из приведенных выше принципов, были сформированы послеаварийные режимы. В табл. 3 представлены результаты расчетов послеаварийных режимов работы указанных вариантов.

Таблица 2. Варианты состава оборудования ЛСЭС.

Вариант	Блоки КЭС-1	Блоки Т ТЭЦ-3	Блоки К ТЭЦ-3	Пиковые котлы	ВЛ-1	ВЛ-2	Приведенные затраты, млн. руб.
1	6	3	1	2	2	2	17074
2	5	4	1	1	2	2	17144
3	5	4	1	2	2	2	17184
4	6	4	1	1	2	2	17980
5	6	4	1	2	2	2	18022
6	-	9	1	1	2	2	18661

Таблица 3. Результаты проверки работы ЛСЭС в аварийных режимах работы

Вариант	Отказ двух блоков на КЭС-1	Отказ двух блоков на ТЭЦ-3	Отказ блоков на КЭС-1 и ТЭС-3	Отказ одной цепи ВЛ-1	Отказ одной цепи ВЛ-2	Отказ блока Т на ТЭЦ-3
1	-	+	-	+	-	+
2	-	-	-	+	+	+
3	-	+	+	-	+	+
4	+	-	-	-	-	+
5	+	+	+	+	+	+
6	нет КЭС-1	+	+	+	+	+

+ – режим работы возможен

- – режим работы невозможен

Как видно, все послеаварийные режимы допустимы лишь у вариантов 5 и 6. Из этих вариантов лучшее значение критерия экономической эффективности имеет вариант 5, включающий КЭС в узле 1 и ТЭЦ в узле 3.

Заключение.

Разработана оригинальная методика выбора оптимального состава оборудования локальной энергосистемы. Методика основана на оптимизации как состава элементов системы, так и ее режимных параметров в нормальных и послеаварийных режимах работы. Оптимизируются источники как электрической, так и тепловой энергии. Учтено условие целочисленности при выборе числа энергоблоков на электростанциях и числа цепей ЛЭП. Приведен пример оптимизации ЛСЭС, обеспечивающей потребителей электрической и тепловой энергией.

ЛИТЕТРАТУРА

[1] ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

[2] Ханаев В.В. Труфанов В.В. Математическое моделирование потребителей электроэнергии при оптимизации развития электроэнергетических систем // Электричество.- 2008.- №9.- С. 2-9.

[3] Клер А.М., Деканова Н.П., Скрипкин С.К. и др. Математическое моделирование и оптимизация в задачах оперативного управления тепловыми электростанциями. – Но-

восибирск: Наука. Сиб. предприятие РАН, 1997. – 120 с.
[4] Клер А.М., Деканова Н.П., Степанова Е.Л. Оптимизация режимных параметров и состава работающего оборудования крупных энергоисточников // Изв. РАН. Энергетика, 2004. - № 6. – С. 43-52.
[5] Клер А.М., Деканова Н.П., Тюрина Э.А. и др. Теплосиловые системы: Оптимизационные исследования. – Новосибирск: Наука, 2005. – 236 с.
[6] Справочник по проектированию электрических систем / В.В. Ершевич, А.Н. Зейлигер, Г.А. Илларионов и др. Под ред. С.С. Ропотяна и И.М. Шапиро.-3-е изд., перераб и доп.–М.: Энергоатомиздат, 1985–352с.

БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Клер Александр Матвеевич – зав. отделом теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, доктор технических наук, профессор.

Жарков Павел Валерьевич окончил Иркутский государственный технический университет в 2003 году. Кандидат технических наук, сотрудник отд. теплосиловых систем Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН.

Фотоэлектрическая энергетическая установка с наведением на Солнце

К.В. Аржанов

Приведены результаты разработки двухкоординатного следяще-позиционного шагового электропривода для солнечной установки, обеспечивающего минимизацию потребления электроэнергии приводами при наведении установки на Солнце.

Ключевые слова: **Фотоэлектрическая энергетическая установка, солнечная батарея, микроконтроллер, минимизация энергопотребления, автоматическое слежение за Солнцем.**

Основным условием при разработке современных высокоэффективных автономных фотоэлектрических энергетических установок (АФЭУ) является реализацией режима автоматического слежения солнечных батарей за Солнцем. Ориентирование солнечных батарей на Солнце позволяет повысить энергетическую эффективность АФЭУ на 30-50 %. При наведении солнечных батарей на Солнце необходимо осуществлять минимизацию энергопотребления электроприводами. Это реализуется путем непрерывно-дискретного перемещения, которое осуществляется в шаговыми электроприводами, работающих в следяще – позиционном режиме.

На рис. 1 приведена функциональная схема [1] фотоэлектрической энергетической установки [2], где: СБ – солнечная батарея (КСМ 190 или аналог); АБ1, АБ2 – аккумуляторные батареи; КЗАБ – контроллер заряда АБ; И – инвертор; М1, М2 – шаговые двигатели; Р1, Р2 – редукторы; ДШД1, ДШД2 – драйверы управления шаговыми двигателями; ДПС1, ДПС2 – блоки датчика положения Солнца; КНС – контроллер наведения на Солнце;

КВ1 – КВ4 – конечные выключатели, GPRS модуль, КОНВЕРТОР - узел связи с внешним компьютером по каналу RS 485. В установке используется инвертор с синусоидальным выходом (мощностью 2 кВт) и два последовательно соединенных аккумулятора (общей емкостью 470 Ач). Контроллер наведения на Солнце состоит из микроконтроллера STM32-F103, преобразователя постоянного напряжения, пяти операционных усилителей, узла связи с блоком ручного наведения, узла связи с конечными выключателями, узла связи с внешним компьютером. Программное обеспечение контролера наведения на солнце позволяет работать в следующих режимах: автоматическое наведение на солнце, ручное наведение от пульта управления, режим наведения от внешнего компьютера с изменениями параметров наведения, управление по каналу GPRS [3].

Автоматическое наведение реализуется с помощью контроллера наведения и датчика положения солнца, выполненного в форме усеченной четырехгранной пирамиды [4]. Если фотоэлементы в противоположных гранях датчика выдают одинаковый ток, то перемещать раму с СБ не требуется, а если есть отличие, то необходимо перемещение в таком направлении, чтобы скомпенсировать эту разницу по току. Если фотоэлементы в противоположных гранях датчика показывают одинаковый ток, то фотодатчик (и соответственно СБ) находится в тени и перемещение рамы производить не требуется. Если тыловой фотоэлемент выдает самый больший ток, то Солнце светит с обратной стороны рамы и необходимо развернуть раму в направлении Солнца. Перемещения происходят дискретно через 1 - 3 градуса по обеим координатам, пока не выровняются сигналы в противоположных гранях в фотодатчике. Погрешность между сигналами тока в противоположных гранях фотоэлементов датчика, при которой необходимо проводить перемещение по координатам, составляет 0,5 градуса.

Точность наведения составляет 1 градус по обоим координатам.

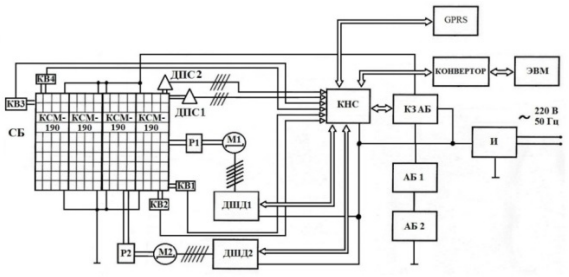


Рис. 1. Функциональная схема АФЭУ

При дискретном наведении рамы с СБ (перемещение на 1 - 3 градуса) заложен несимметричный режим позиционирования в электроприводе, а именно - несимметричный режим разгона, движения и торможения в шаговом электроприводе [5]. Диаграмма режима позиционирования показана на рис.2

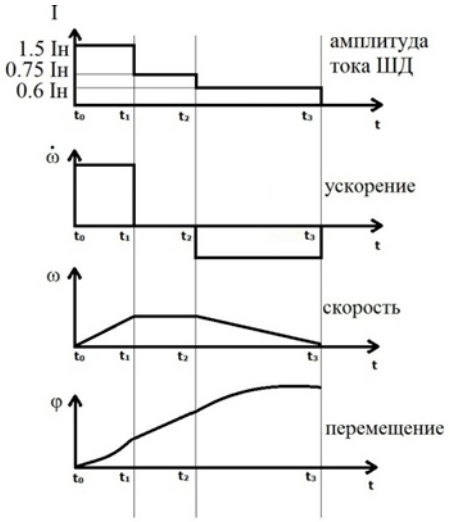


Рис.2 Диаграмма режима позиционирования

Несимметричный режим позиционирования совмещен с нелинейным заданием амплитуды тока ШД, то есть амплитуда тока ШД меняется во время движения. Увеличенный пусковой ток в ШД целесообразно делать при положительном значении ускорения (пусковой ток увеличить до 1,5 кратного от номинального тока), после преодоления начального момента сухого трения можно снизить амплитуду тока ШД (рабочий ток уменьшить до 0,75 от номинального тока, а в режиме торможения до 0,6 от номинального тока). Это позволяет исключить сбои при пуске ШД и в целом уменьшить потребление тока двигателем во время микроцикла наведения.

Для обеспечения точного наведения СБ на Солнце при действии большой ветровой нагрузки предложен алгоритм, реализующий увеличение амплитуды тока ШД при определении большой ветровой нагрузки. Принцип заключается в определении сбоя в ШД путем измерения ошибки по току в наклонных гранях датчика положения Солнца и определение уменьшалась ли эта ошибка в течении заданного времени. Если ошибка в течении заданного времени не уменьшилась, это означает что действует большой момент ветровой нагрузки или выключился ДШД по каким либо причинам. Необходимо опросить ДШД. Если он исправен - это означает, что действует большой момент ветровой нагрузки. При этом необходимо увеличить амплитуду задания тока в ДШД на время перемещения рамы с СБ.

На рис. 3 показана предлагаемая структурная схема контура регулирования амплитуды тока в ШД (для одной координаты) в функции от разницы токов в противоположных гранях фотоэлементов ДПС (косвенной ошибки по положению) и их производной.

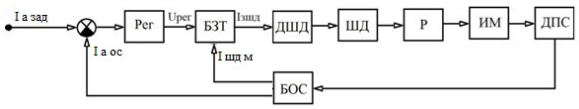


Рис. 3 - Структурная схема контура регулирования амплитуды тока

На рис. 3 приняты следующие обозначения: БЗТ – блок задания тока; Рег – регулятор; ДШД – драйвер ШД, Р – редуктор; ИМ – исполнительный механизм; ДПС – датчик положения Солнца; БОС – блок обратной связи; $I_{азад}$. – задание на амплитуду тока ШД, $I_{аос}$. – величина обратной по амплитуде тока ШД, $U_{рег}$ – выходной сигнал регулятора; $I_{зшд}$ – амплитуда тока задания для ШД, $I_{шд\ м}$ – максимальное значение амплитуды тока для ШД.

Особенностью данной структурной схемы (алгоритма управления контуром тока шагового электропривода) является: увеличение задания амплитуды тока ШД при поддержании заданного темпа уменьшения ошибки по положению в независимости от нагрузки на ШД. Осуществляется это путем управления амплитудой тока в ШД в функции ошибки наведения и ее производной, определяемой в ДПС.

Высокоэффективная система наведения шаговыми электроприводами для АФЭУ реализуется на следующей основе: непрерывно-дискретное наведение СБ, созданием оптимального по быстродействию перемещения в цикле наведения, с учетом ограничений по скорости, ускорению и рывку; созданием нелинейного режима позиционирования с изменением амплитуды тока ШД в цикле перемещения и созданием дополнительного контура регулирования амплитуды тока ШД в функции ошибки наведения и ее производной. С учетом вышеизложенного разработана экспериментальная установка АФЭУ 0-5. На рисунке 4 приведена фотография разработанной фотоэлектрической установки.



Рис. 4 – Разработанная фотоэлектрическая установка.

ЛИТЕРАТУРА

1. Аржанов К.В. Автоматическое управление фотоэлектрической энергетической установкой // Материалы 10 Международной научно-практической конференции «Электронные средства и системы управления». – Томск: Изд-во В-Спектр, 2014, с. 190 – 192.
2. Солнечное фотоэлектрическое устройство: пат. № 128781 U1 Рос. Федерация. № 2012153448; заявл. 11.12.12; опубл. 27.05.2013 в бюл. № 15; ил.
3. Программное обеспечение двухкоординатной системы наведения солнечных батарей на Солнце. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №2014616456. Дата поступления 29.04.2014. Дата государственной регистрации в Реестре программ для ЭВМ 24.06.2014.
4. Датчик положения Солнца: пат. № 135126 U1 Рос. Федерация. № 2013117198; заявл. 15.04.2013; опубл. 27.11.2013 в бюл. № 33; ил.
5. Аржанов В.В., Шурыгин Ю.А., Шиняков Ю.А., Аржанов К.В. Минимизация энергопотребления электроприводами в фотоэлектрической энергетической установке // Известия Томского политехнического университета. – 2013. – Т.322. – № 4. – С. 146-150.

Биографические данные



Аржанов Кирилл Владимирович – аспирант Томского государственного университета систем управления и радиоэлектроники, Россия. Основные научные интересы: системы АСУ ПТ, солнечная энергетика.

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОНОМНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И АККУМУЛЯТОРНЫЕ УСТРОЙСТВА НА ПРИМЕРЕ п. «БАТАМАЙ» КОБЯЙСКОГО РАЙОНА ЯКУТИИ

Д.Н. Карамов

В настоящей статье представлена математическая модель автономной системы электроснабжения использующей возобновляемые источники энергии и аккумуляторные батареи. Описаны принципы распределения нагрузки по агрегатам с определением основных эксплуатационных параметров с заданным шагом дискретизации. Применение разработанной модели демонстрируется на примере оптимизации состава оборудования реальной автономной системы электроснабжения.

Ключевые слова: автономные системы электроснабжения, фотоэлектрические преобразователи, ветроэнергетические установки, дизельные электростанции, аккумуляторные батареи, оптимизация состава оборудования, энергетическая эффективность.

1. ВВЕДЕНИЕ

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) играют заметную роль в электроэнергетике различных стран. Вместе с тем, в РФ их доля в выработке электроэнергии в настоящее время незначительна, однако в последнее время наблюдается тенденция к её росту. К настоящему времени реализованы следующие проекты: фотоэлектрическая станция (ФЭС) – 5000 кВт (с. Кош-Агач, Республика Алтай), ФЭС – 1000 кВт (первая очередь из 4000 кВт) (п. Батагай, Якутия), ветроэнергетическая станция (ВЭС) – 250 кВт (п. Тикси, Якутия), ВЭС – 275 кВт (Усть-Камчатск), ВЭС – 550 кВт (о. Беринга) и др. [1, 2]. Значительная часть указанных генерирующих мощностей вводится в автономных системах электроснабжения.

По различным оценкам в ближайшие 5-10 лет ожидается ввод новых генерирующих мощностей на базе ВИЭ до 6-10 ГВт [3].

Задача оптимизации автономной системы электроснабжения (АСЭС) использующей ВИЭ и накопители энергии является в настоящее время одной из самых актуальных. Опыт российских и зарубежных исследовательских коллективов показывает, что комбинированное применение ВИЭ и накопителей энергии в АСЭС является экономически эффективным способом энергообеспечения потребителей. В сравнении с дизельными электростанциями комбинированное применение ВИЭ и накопителей энергии в несколько раз уменьшает выбросы углекислого газа, значительно сокращает зависимость от привозного топлива, улучшает экологическую обстановку [4, 5].

Вопросам моделирования и оптимизации АСЭС использующих ВИЭ и накопители энергии посвящено значительное число работ, выполненных как в нашей стране, так и за рубежом. В первую очередь следует отметить работы [6, 7, 8, 9], на базе которых созданы программные комплексы позволяющие решать задачи оптимизации АСЭС. Наиболее распространены следующие оптимизационные комплексы: HOGA – Hybrid optimization by genesis algorithm (Испания), HOMER – Hybrid optimization modeling software (США), HYPORA – Hybrid power optimized for rural/remote areas (США). Среди преимуществ указанных оптимизационных комплексов следует отметить, что они решают задачу оптимизации АСЭС, с выбором оптимального соотношения генерирующих мощностей. Также представленные оптимизационные комплексы имеют удобный интерфейс для пользователя, что делает работу более комфортной. Кроме того, имеются открытые бета-версии для ознакомления пользователя с возможностями оптимизационных комплексов, что в свою очередь позволяет наиболее эффективно подобрать программу для решаемой задачи.

В тоже время представленные оптимизационные комплексы имеют и недостатки, к которым можно отнести следующее.

1. Использование в расчетах среднемесячной солнечной радиации.
2. Использование распределения скоростей ветра, построенного на основе среднегодовой скорости ветра и отсутствие учета случайного характера динамики этой скорости.
3. Применение среднегодовой нагрузки (HYPORA).
4. Отсутствие учета влияния температуры окружающей среды на вольт-амперные характеристики (ВАХ) фотоэлектрических преобразователей и на выработку электроэнергии ветроэнергетических установок.
5. Отсутствие электрических расчётов мгновенных режимов и учета потерь мощности.
6. Отсутствие возможности (у пользователя) дополнять АСЭС новыми элементами.

В связи с вышеуказанными недостатками зарубежных оптимизационных комплексов возникла задача разработки модели автономной АСЭС, учитывающей: достаточно детальный график нагрузок потребителя, стохастичность интенсивности солнечного излучения, температуры окружающей среды, электрические потери, основные эксплуатационные параметры АСЭС и более детально учитывающей случайный характер динамики скорости ветра.

Реализация подобной модели позволяет решать более качественно следующие задачи:

1. Определение оптимального соотношения генерирующих мощностей.
2. Выбора оптимального типоразмера оборудования.
3. Выбор вспомогательного оборудования.

Актуальность разработки подобной модели состоит в том, что еще на стадии проектирования реальной АСЭС становится возможным не только решить задачу выбора оптимального соотношения генерирующих мощностей, но и выполнить проверку работоспособности АСЭС. Автором была разработана модель АСЭС, использующей ВИЭ и накопители энергии (НЭ). Реализована модель в среде имитационного моделирования Matlab/Simulink, так как это наиболее подходящая графическая среда, позволяющая при помощи блок-диаграмм в виде направленных графов строить модели элементов АСЭС.

2. РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ АСЭС

В математической модели АСЭС реализованы модели устройств генерации, распределения, преобразования и передачи электроэнергии.

В модель генерирующих устройств включены фотоэлектрические преобразователи (ФЭП), ветроэнергетические установки (ВЭУ), дизельные электростанции (ДЭС), аккумуляторные батареи (АБ).

При моделировании основных генерирующих устройств используются модели, разработанные как российскими, так и зарубежными коллективами. Модель ФЭП описанная в [10], позволяет учитывать влияние внешних погодных условий на ВАХ ФЭП. Моделирование ВЭУ, основано на работах [11, 12]. Модель позволяет по мгновенным характеристикам скорости ветра, параметрам окружающей среды, и конструктивным характеристикам ВЭУ определить её мгновенную генерируемую мощность. Описание рабочих параметров АБ с учетом мгновенных режимов и электрических потерь выполняется по моделям, представленным в [13, 14], а ДЭС по методике, изложенной в [15].

Поскольку не всегда имеется возможность размещать ВЭУ и ФЭП вблизи потребителя, то в расчетной модели предусмотрены объекты, преобразования и передачи электроэнергии. Используемые модели элементов преобразования и передачи электроэнергии выполнены на основе следующих работ: трансформаторы (ТР), воздушные линии (ВЛ) [16], силовые инверторы (СИН), выпрямители (ВП) [17, 18, 19].

В рамках расчетного комплекса разработана программа, по определению астрономических параметров Солнца исходя из координат местности, месяца, числа и часа расчетного периода [20, 21]. В работе для учета случайного характера климатических данных и динамики их изменения используются результаты замеров практически повсеместно расположенных автоматических метеостанций. С использованием результатов указанных замеров климатических данных, представленных в [22], создается массив, описывающий с шагом один час следующие параметры окружающей среды: температура наружного воздуха, °С; давление воздуха, кПа; облачность, %; скорость ветра на высоте 10 метров, м/с. Как правило, число лет метеонаблюдений для удаленных населенных пунктов находится в интервале от 5 до 12.

На рис. 1 представлен общий вид модели АСЭС использующей ВИЭ и АБ.

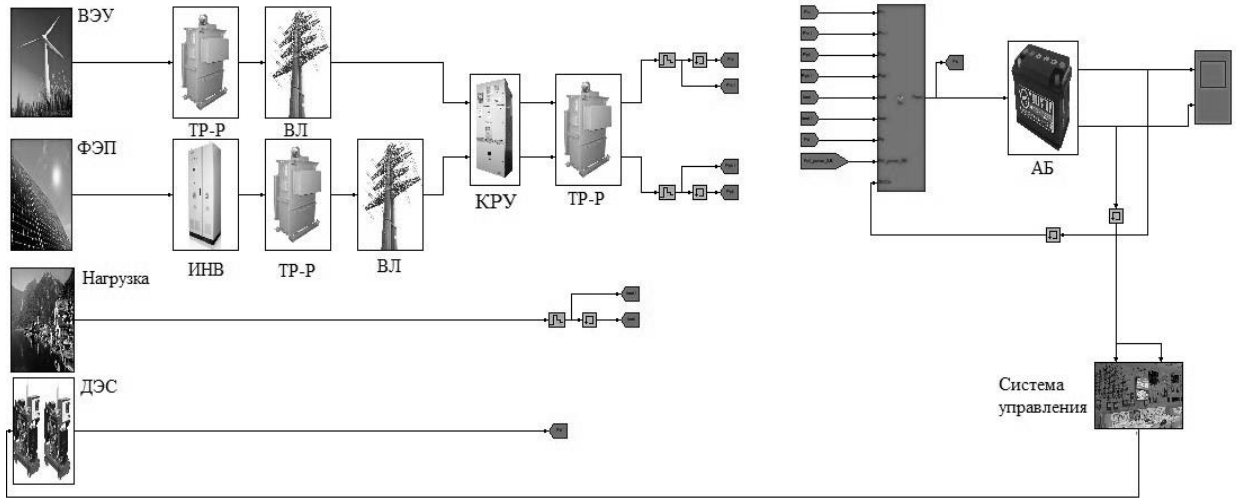


Рис. 1. Общий вид модели АСЭС использующей ВИЭ и АБ*

** ВЭУ, ФЭП, НАГРУЗКА, ДЭС, ТР-Р, ВЛ, КРУ, АБ, СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ – блок расчета ветроэнергетических установок, фотоэлектрических преобразователей, нагрузки, дизельной электростанции, трансформаторов, воздушных линий, комплектных распределительных устройств, аккумуляторных батарей, системы управления.*

2. ПРИНЦИПЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАГРУЗКИ ПО АГРЕГАТАМ

Одной из основных задач, решаемых для каждого часа расчетного периода является задача распределения нагрузок между генерирующими мощностями. В настоящей работе для решения данной задачи используется следующий подход.

1. Определяется (исходя из климатических условий и астрономических параметров Солнца) потенциально-возможная выработка электроэнергии ФЭП и ВЭУ (при их заданной установленной мощности).
2. Определяется потери активной мощности при передачи потенциально-возможной выработки ФЭП и ВЭУ до потребителя.
3. Если поступающая к потребителю суммарная мощность ФЭП и ВЭУ не меньше нагрузки потребителя, то вся она покрывается за счет ВИЭ.
4. Если наблюдается избыток мощности, то он поступает на зарядку накопителей. В случае, когда накопители уже заряжены полностью, то на соответствующую величину сокращается мощность ВИЭ. Причем первоначально регулируются ВЭУ (как наиболее изнашивающееся), а затем ФЭП.
5. Если суммарная мощность ВИЭ меньше нагрузки потребителей то недостаток мощности покрывается за счет накопителей.

6. Если накопители разряжены (заряд 30% от номинального), то включается ДЭС. Он включается на полную мощность и отключается при достижении зарядом накопителя некоторого порогового значения (50% от номинального).
7. Если мощность ДЭС совместно с ВИЭ при разряженном накопителе, меньше нагрузки потребителя, то имеет место недоотпуск электроэнергии.

Математическое описание представленного принципа распределения нагрузок по элементам АСЭС имеет следующий вид.

Максимально возможная выработка электроэнергии ВЭУ и ФЭП

$$P_{ВЭУ}(t) = \frac{\rho(t)}{2} \cdot F_{ВЭУ} \cdot V_в{}^3(t) \cdot C_р, \quad (1)$$

где $\rho(t)$ – плотность воздуха, кг/м^3; $V_в(t)$ – скорость ветра на высоте установки ветроколеса, м/с; $F_{ВЭУ}$ ометаемая площадь ВЭУ, м^2; $C_р$ – коэффициент мощности ВЭУ, о.е; (t) – текущий момент времени.

$$P_{ФЭП}^{max}(t) = I_c(t) \cdot S \cdot k_Р \cdot \eta, \quad (2)$$

где $I_c(t)$ – интенсивность солнечного излучения, Вт/м^2; S – площадь фотоэлемента, м^2; $k_Р$ – коэффициент, учитывающий влияние температуры для мощности, о.е.; η – номинальный КПД солнечного элемента, о.е.; (t) – текущий момент времени.

Функция мощности находится как:

$$P_{\sum}(t) = P_{ВЭУ}^{max}(t) + P_{ФЭП}^{max}(t) - \sum \Delta P(t) - P_н(t), \quad (3)$$

где $P_н(t)$ – нагрузка потребителя, кВт.

$\sum \Delta P(t)$ – суммарные электрические потери СЭС.

$$\sum \Delta P(t) = \Delta P_{ТР-ФЭП}(t) + \Delta P_{ТР-ВЭУ}(t) + \Delta P_{ИНВ}(t) + \Delta P_{ВЛ-ФЭП} + \Delta P_{ВЛ-ВЭУ}(t) + \Delta P_{ТР-общ}(t) + \Delta P_{АБ}(t) + \Delta P_{СН}(t) + \Delta P_{ИНВ1}(t), \quad (4)$$

где $\Delta P_{ТР-ФЭП}$, $\Delta P_{ТР-ВЭУ}(t)$, $\Delta P_{ТР-общ}(t)$ – электрические потери в трансформаторах, кВт; $\Delta P_{ВЛ-ФЭП}$, $\Delta P_{ВЛ-ВЭУ}$ – электрические потери в воздушных линиях, кВт; $\Delta P_{ИНВ}(t)$, $\Delta P_{ИНВ1}(t)$ – электрические потери в инверторах, кВт; $\Delta P_{АБ}(t)$ – электрические потери в аккумуляторных батареях, кВт; $\Delta P_{СН}(t)$ - электрические потери в стабилизаторе напряжения, кВт.

Функция мощности $P_{\sum}(t)$ является знакопеременной функцией. Если $P_{\sum}(t)$ имеет положительный знак, следовательно, генерируемой мощности от источников использующих ВИЭ достаточно для прямого снабжения потребителя и заряда АБ.

$$P_{\sum}(t)^+ = \begin{cases} P_{\sum}(t); \left(P_{\sum}(t) > 0\right) \wedge \left(Q_{АБ}^{max} - Q_{АБ}^{ТМ}(t)\right) \geq \eta_{АБ} \cdot \eta_{ВЫП} \cdot P_{\sum}(t) \cdot \Delta t \\ \frac{Q_{АБ}^{max} - Q_{АБ}^{ТМ}(t)}{\Delta t}; \left(P_{\sum}(t) > 0\right) \wedge \left(Q_{АБ}^{max} - Q_{АБ}^{ТМ}(t)\right) < \eta_{АБ} \cdot P_{\sum}(t) \cdot \Delta t, \\ 0; \left(P_{\sum}(t) < 0\right) \end{cases} \quad (5)$$

Если же $P_{\sum}(t)$ имеет отрицательный знак, то, генерируемой мощности не достаточно для потребителя и остаток не достающей мощности извлекается из АБ.

$$P_{\sum}(t)^- = \begin{cases} P_{\sum}(t); \left(P_{\sum}(t) < 0\right) \wedge \left(Q_{АБ}^{min} - Q_{АБ}^{ТМ}(t)\right) \geq \frac{P_{\sum}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{инв}} \\ \frac{Q_{АБ}^{min} - Q_{АБ}^{ТМ}(t)}{\Delta t} \cdot \eta_{инв}; \left(P_{\sum}(t) < 0\right) \wedge \left(Q_{АБ}^{min} - Q_{АБ}^{ТМ}(t)\right) < \frac{P_{\sum}(t) \cdot \Delta t}{\eta_{инв}}, \\ 0; \left(P_{\sum}(t) > 0\right) \end{cases} \quad (6)$$

где выражение фактической емкости АБ

$$Q_{АБ}(t) = Q_{АБ}(t-1) + \left(P_{\sum}(t)^+ + P_{\sum}(t)^-\right) \Delta t \quad . \quad (7)$$

Выходная мощность ДЭС при выполнении (8) и (9) равна максимальной мощности ДЭС до тех пор, пока (5) и (9) не выполнятся [8,19].

Выходная мощность ВЭУ и ФЭП с учетом регулирования мощности

В случае недостатка мощности от источников использующих ВИЭ и АБ в работу включается ДЭС. Для определения момента включения ДЭС и регулирования выходной мощности ВЭУ и ФЭП, вводится понятие «балансовой мощности системы (БМС)».

$$P_{БМС}(t) = P_{н}(t) + \sum \Delta P(t) - P_{ВЭУ}^{max}(t) - P_{ФЭП}^{max}(t) - \left(P_{\sum}(t)^{+} + P_{\sum}(t)^{-}\right) \quad (8)$$

В зависимости от «балансовой мощности системы» генерируемые мощности ВЭУ, ФЭП и ДЭС определяются из выражений.

$$P_{ДЭС}(t) = \begin{cases} 0; P_{БМС}(t) \le 0 \\ P_{БМС}(t); (P_{БМС}(t) > 0) \wedge \left(P_{БМС}(t) \le P_{ДЭС}^{УСТ}\right), \\ P_{ДЭС}^{УСТ};\ (P_{БМС}(t) > 0) \wedge \left(P_{БМС}(t) > P_{ДЭС}^{УСТ}\right) \end{cases} \quad (9)$$

$$P_{ВЭУ}(t) = \begin{cases} P_{ВЭУ}^{max}(t); P_{БМС}(t) \ge 0 \\ P_{ВЭУ}^{max}(t) + P_{БМС}(t);\ (P_{БМС}(t) < 0) \wedge \left(\left(P_{ВЭУ}^{max}(t) + P_{БМС}(t)\right) \ge 0\right), \\ 0;\ (P_{БМС}(t) < 0) \wedge \left(\left(P_{ВЭУ}^{max}(t) + P_{БМС}(t)\right) < 0\right) \end{cases} \quad (10)$$

$$P_{ФЭП}(t) = \begin{cases} P_{ФЭП}^{max}(t);\ (P_{ВЭУ}(t) > 0) \\ \left(-P_{БМС}(t) - P_{ВЭУ}^{max}(t)\right); (P_{ВЭУ}^{max}(t) = 0)' \end{cases} \quad (11)$$

По генерируемой мощности ДЭС определяется его часовой расход топлива. Представленные расчеты проводятся для каждого часа расчетного периода, для которого имеются замеры автоматическими метеостанциями. Затем определяются среднегодовые показатели (расход топлива, выработка электроэнергии ДЭС, ВЭУ и ФЭП). На их основе проводятся расчеты критерия экономической эффективности.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТАВА ОБОРУДОВАНИЯ АСЭС

Цель – нахождение оптимального соотношения генерирующих мощностей и вспомогательного оборудования при минимальной стоимости кВт*ч. Для сравнения вариантов применяется методика уравновешенной стоимости электроэнергии (Levelized cost of electricity; LCOE) [23, 24]. LCOE – это стоимость электроэнергии, отпускаемой непосредственно с электростанции, использующей ВИЭ.

Целевая функция имеет вид:

$$LCOE = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{K_i + M_i + F_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^{n} \frac{E_i}{(1+r)^i}},$$

где K_i – капиталовложения, M_i – эксплуатационные расходы, F_i– топливные издержки, E_i– производство электроэнергии, кВт*ч; r – коэффициент дисконтирования, n – число лет расчетного периода, г; подстрочным индексом i обозначены величины, относящиеся к i году расчетного периода.

Капиталовложения по элементам АСЭС имеют следующий вид:

$$K_i = K_{ФЭПi} + K_{ВЭУi} + K_{ДГi} + K_{АБi} + K_{СИНi} + K_{ТР-ФЭПi} + K_{ВЛ-ФЭПi} + \\ + K_{ТР-ВЭУi} + K_{ВЛ-ВЭУi} + K_{ТР-ОБЩi} + K_{ВПi} + K_{ИНi},$$

где $K_{ФЭПi}$, $K_{ВЭУi}$, $K_{ДГi}$, $K_{АБi}$, $K_{СИНi}$, $K_{ТРi}$, $K_{ВЛi}$, $K_{ВПi}$, $K_{ИНi}$ – соответственно капиталовложения в фотоэлектрические преобразователи, ветроэнергетические установки, дизель-генераторы,

аккумуляторные батареи, силовые инверторы, трансформатор, воздушные линии, выпрямители, инверторы.

Эксплуатационные расходы по элементам АСЭС имеют вид:

$$M_i = M_{ФЭПi} + M_{ВЭУi} + M_{ДГi} + M_{АБi} + M_{СИНi} + M_{ТР-ФЭПi} + \\ + M_{ВЛ-ФЭПi} + M_{ТР-ВЭУi} + M_{ВЛ-ВЭУi} + M_{ТР-ОБЩi} + M_{ВПi} + M_{ИНi},$$

где $M_{ФЭПi}$, $M_{ВЭУi}$, $M_{ДГi}$, $M_{АБi}$, $M_{СИНi}$, $M_{ВПi}$, $M_{ИНi}$ – соответственно эксплуатационные расходы в фотоэлектрические преобразователи, ветроэнергетические установки, дизель-генераторы, аккумуляторные батареи, силовые инверторы, трансформаторы, воздушные линии, выпрямители, инверторы.

Производство электроэнергии по элементам АСЭС имеет следующий вид:

$$E_i = E_{ФЭПi} + E_{ВЭУi} + E_{ДГi} + E_{АБi},$$

где $E_{ФЭПi}$, $E_{ВЭУi}$, $E_{ДГi}$, $E_{АБi}$ – производство электроэнергии фотоэлектрическими преобразователями, кВт*ч; ветроэнергетическими установками, кВт*ч; дизель-генераторами, кВт*ч; аккумуляторными батареями, кВт*ч.

В качестве примера рассмотрим АСЭС «Батамай» Кобяйского района Якутии.

При оптимизации АСЭС рассматривается следующее оборудование – таблица 1.

ТАБЛИЦА 1

Параметры элементов генерации АСЭС*

ФЭП	$P_{уст}$, кВт	$U_{опт}$, В	КПД
ТСМ – 250А	0,250	31	0,20
ВЭУ	$P_{уст}$, кВт	$V_{стр}$, м/сек	-
Sokol Air Vertica-10	10	1,8	0,4
АБ	$Q_{уст}$, А*ч	$U_{АБ}$, В	-
DT(Delta-12-200)	200	12	0,95
ДГ	$P_{уст}$, кВт	$Q_{ном}$, л/кВт*ч	-
ЯМЗ-238-200	200	0,350	0,35

** где* $P_{уст}$*- единичная установленная мощность агрегата,* $Q_{уст}$ *– установленная емкость АБ,* $U_{опт}$ *– напряжение ФЭП в точке максимального отбора мощности,* $U_{АБ}$ *– номинальное напряжение АБ,* $V_{стр}$*- скорость страгивания ВЭУ,* $Q_{ном}$ *– номинальный расход дизельного топлива на производство кВт*ч.*

ТАБЛИЦА 2

Экономические показатели элементов АСЭС*

ФЭП	К, руб	М, % от K_i	$M_{уст}$, % от K_i	$K_{прк}$
ТСМ – 250А	16950	2	25	1,7
ВЭУ	-	-	-	-
Sokol Air Vertica-10	560000	2	25	1,7
АБ	-	-	-	-
DT(Delta-12-200)	17530	1	25	1,7
ДГ	-	-	-	-
ЯМЗ-238-200	1860000	7	10	1,7

** где* К *– капиталовложения,* М *– доля годовых издержек от капиталовложений,* $M_{уст}$ *– доля затрат от капиталовложений на доставку и установку оборудования,* $K_{прк}$ *– повышающий районный коэффициент.*

Экономические и эксплуатационные параметры элементов АСЭС вносятся в расчетную модель. Для оптимизации вариантов разработана программа, использующая

метод покоординатного спуска, в соответствии с которым, все оптимизируемые параметры, кроме одного фиксируются, а один оптимизируется. Затем оптимизируется второй параметр, а первый фиксируется на ранее найденном оптимальном значении. Такой процесс повторяется до тех пор, пока ни один параметр не может быть улучшен. При определении LCOE коэффициент дисконтирования принимался равным 0,09.

На рис. 2 показано поведение целевой функции на шагах покоординатного спуска.

1 – первый шаг (оптимизируется установленная мощность ФЭП при установленной мощности ВЭУ равной нулю и емкости АБ – 2400 кВт*ч)

2 – второй шаг (оптимизируется установленная мощность ВЭУ при установленной мощности ФЭП 200 кВт и емкостью АБ – 2400 кВт*ч)

3 – третий шаг оптимизируется установленная емкость АБ при установленной мощности ФЭП 200 кВт и ВЭУ равной нулю соответственно.

Дальнейшее повторение оптимизации ФЭП не дало улучшения целевой функции.

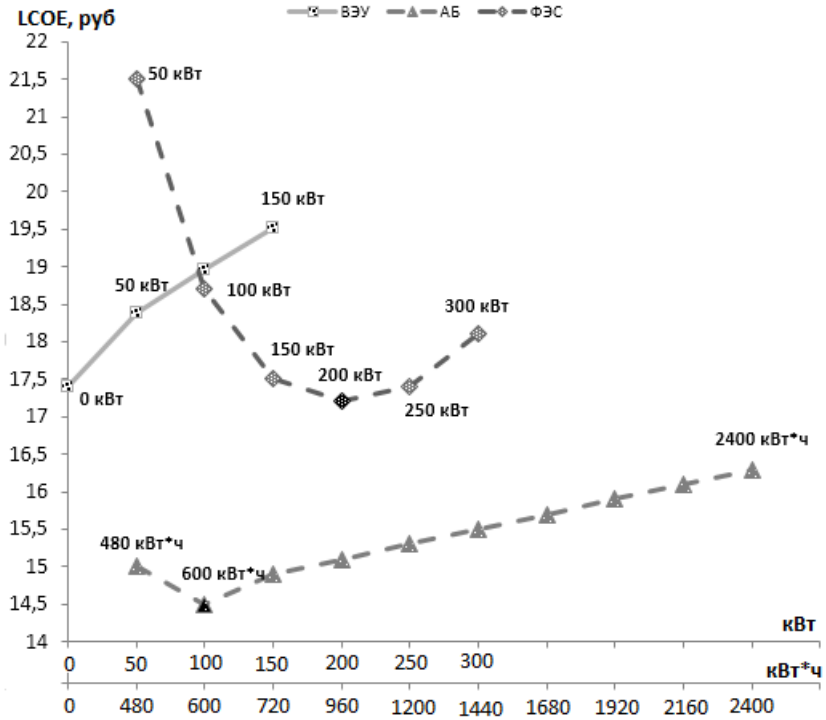


Рис. 2. Поведение целевой функции АСЭС

Согласно полученным результатам, оптимальной технологией производства электроэнергии для АСЭС «Батамай» является фото-дизельный комплекс с аккумуляторными батареями (ФЭП-ДЭС-АБ).

В таблице 3 представлены установленные мощности и экономические показатели полученного оптимального варианта и существующей компоновки АСЭС «Батамай».

ТАБЛИЦА 3

Установленные мощности и экономические показатели вариантов АСЭС «Батамай»

ВЭУ	*ФЭП*	*АБ**	*ДГ*	*Кап.вложж. млн.руб.*	*Годовой расход топлива л.*	*Годовая выработка по элементам млн. кВт*ч*			*Стоимость кВт*ч, руб.*
Вариант 1 (Вариант электроснабжения от ДЭС)						ДЭС		Нагр	**21,71**
0	0	0	120	3,72	115229	329225		329225	
Вариант 2 (Оптимальный вариант ФЭП-ДЭС-АБ)						ФЭП	ДЭС	Нагр	**14,51**
0	200	40000(480)	120	18,727	58036	163409	165816	329225	

** Суммарная емкость АБ, А*ч (кВт*ч).*

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Представлена методика оптимизации АСЭС использующей ВИЭ и АБ. На основании описанной методики реализована математическая модель АСЭС. Разработанная модель позволяет решать задачи оптимизации, а именно нахождение оптимального соотношения генерирующих мощностей, выбора оптимального единичного типоразмера оборудования, выбора установленных мощностей вспомогательного оборудования.
2. Применение методики демонстрируется на примере АСЭС «Батамай». Итоговые результаты показывают, что комбинированное применение ФЭП-ДЭС-АБ (вариант 2) обеспечивает получение наиболее дешевой электроэнергии за счет сокращения расхода дизельного топлива по сравнению с существующим чисто дизельным вариантом.

5. ЛИТЕРАТУРА

1. www.akm.ru – Кош-Агачская солнечная электростанция мощностью 5 МВт.
2. Программа инновационного развития Холдинга ОАО «РАО Энергетические системы Востока» на период до 2015 года с перспективой до 2020 года.
3. Постановление правительства РФ от 15.04.2014 №321./ Об утверждении государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики».
4. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография /Б.В. Лукутин, О.А. Суржикова, Е.Б. Шандарова. – М.:Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.
5. Карамов Д.Н./Актуальность применения возобновляемых источников энергии в децентрализованных населенных пунктах России на примере Ленского района республики Саха (Якутия)/Вестник ИрГТУ/2013/№11 (82)/ стр. 279 -283.
6. Minna Ranjeva, Anil K. Kulkarni./ Design Optimization of a Hybrid, Small, Decentralized Power Plant for Remote/Rural Areas/ Energy Procedia/2012/ том 20/ с. 258 – 270.
7. D. Yamegueu, Y. Azoumah, X.Py, H. Kottin./ Experimental analysis of a solar PV/diesel hybrid system without storage: Focus on its dynamic behavior/ International Journal of Electrical Power & Energy Systems/ 2013/ том 44/ стр. 267-274.
8. Rodolfo Dufo-López, José L. Bernal-Agustín, José M. Yusta-Loyo, José A. Domínguez-Navarro, Ignacio J. Ramírez-Rosado, Juan Lujano, Ismael Aso./ Multi-objective optimization minimizing cost and life cycle emissions of stand-alone PV–wind–diesel systems with batteries storage/Applied Energy/ 2011/ том 88/ стр. 4033-4041.
9. М.А. Сурков, А.М. Пупасов-Максимов, Д.Е. Чернов./ Применение экспериментального программного комплекса «Power System Simulation» и оценка возможности укрупненного зонирования территории Российской Федерации на оптимальные структуры комплексов с участием возобновляемых энергоресурсов/ Интернет-журнал «науковедение»/ 2012/ том 3/ с. 1-10.
10. Раушенбах Г. Справочник по проектированию солнечных батарей: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 360 с
11. Возобновляемые источники энергии: Теоретические основы, технологии, технические характеристики, экономика/ З.А.Стычинский, Н.И.Воропай. -Магдебург – Иркутск, 2010. - 215 с.
12. Wind Energy/ Peter Musgrove./ Cambridge university press, 2010. - 323 с.
13. Thomachan A. Kattakayam, K. Srinivasan./ Lead acid batteries in solar refrigeration systems/Renewable Energy/2004/ том 29/ с. 1243-1250.
14. O. Tremblay, L. Dessaint./Experimental validation of a battery dynamic model for EV application/ World Electric Vehicle Journal/ №3/2009/ с. 1-10.

15. Erkan Dursun, Osman Kilic./ Comparative evaluation of different power management strategies of a stand-alone PV/Wind/PEMFC hybrid power system/ International Journal of Electrical Power & Energy Systems/2012/ том 34/ стр. 81 – 89.
16. И. Г. Карапетян, Д. Л. Файбисович, И. М. Шапиро — Справочник по проектированию электрических сетей/ Издание 4-е, переработанное и дополненное/ Москва «Энас». 2012. 376 стр.
17. V. Salas, M. Alonso-Abella, F. Chenlo, E. Olıas./ Analysis of the maximum power point tracking in the photovoltaic grid inverters of 5kW/ Renewable Energy/2009/ том 37/ стр. 2366-2372.
18. V. Salas, E. Olıas./ Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters above 10kW/ Renewable and Sustainable Energy Reviews/2011/ том 15/ стр. 1250 – 1257.
19. V. Salas, E. Olıas./ Overview of the state of technique for PV inverters used in low voltage grid-connected PV systems: Inverters below 10kW/ Renewable and Sustainable Energy Reviews/2009/ том 13/ стр. 1541-1550.
20. P.I. Cooper./ The absortion of radiation in solar stills/ Solar Energy/ 1969/ том 12/ стр. 333 – 346.
21. Meinel A.B, Meinel M.P./ Applied solar energy/Addison Wesley Publishing Co./ 1976.
22. www.rp5.ru – электронный архив климатических данных.
23. K. Branker, M.J.M. Pathak, J.M. Pearce./ A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity/ Renewable and Sustainable Energy Reviews/2011/ том 15/ с. 4470-4482.
24. C. Kost, J.N. Mayer, J. Thomsen, N. Hartman, C. Senkpiel, S. Philips, S. Nold, S. Lude, N. Saad, T. Schlegl/ Levelized cost of electricity renewable energy technologies/Fraunhofer institute for solar energy system (FISE)/2013/ с. 27-33.

6. БИОГРАФИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ



Карамов Дмитрий Николаевич – аспирант Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, Иркутск, Россия. Основные научные интересы: математическое моделирование автономных систем электроснабжения, использующих возобновляемые источники энергии и аккумуляторные батареи, решение задач комплексной оптимизации, автономных систем электроснабжения.

Сборник статей

ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ В XXI ВЕКЕ.
ИННОВАЦИОННОЕ РАЗВИТИЕ И УПРАВЛЕНИЕ.

Всероссийская конференция
1-3 сентября 2015 г.

при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ)

Компьютерная верстка *О.М. Ковецкая*

Подписано в печать 05.10.15. Бумага офсетная. Формат 70x108 1/16.
Уч.-изд. л. 36.9. Тираж 500 экз. Заказ № 125.

Отпечатано полиграфическим участком ИСЭМ СО РАН
664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130

Сборник статей всероссийской конференции
"Энергетика России в XXI веке. Инновационное развитие и управление."
1 - 3 сентября 2015 г.
Иркутск, Россия

Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН
при поддержке Российского фонда фундаментальных
исследований (РФФИ)

664033, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 130
Телефон: +7 (3952) 42-47-00
Факс: +7 (3952) 42-67-96

E-mail: info@isem.irk.ru
http://isem.irk.ru/energy21