

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук

ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Сборник научных трудов

ВЫПУСК 7

Материалы международной научно-технической конференции

«СОВРЕМЕННЫЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ»

30 октября – 2 ноября 2012 года
Саратов

Саратов
Издательство Саратовского университета
2012

УДК 620.9: 621.311: 697.7
ББК 31.3
П78

Проблемы совершенствования топливно-энергетического
П78 **комплекса : сб. науч. тр. Вып. 7. Современные научно-технические**
проблемы теплоэнергетики и пути их решения : материалы между-
нар. науч.-техн. конф. – Саратов : Изд-во Саратов. ун-та, 2012. –
148 с. : ил.

В сборнике представлены материалы международной научно-технической конференции «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения», а также результаты научных исследований основных проблем развития и функционирования топливно-энергетического комплекса. Рассматриваются вопросы методологии векторной оптимизации, эффективности комбинирования водородных технологий и АЭС, повышения эффективности теплоэнергетических установок, экологические вопросы энергетики и другие проблемы.

Для научных и инженерных работников, аспирантов и студентов.

Редакционная коллегия:

Р. З. Аминов, д-р техн. наук (отв. редактор),
Ю. Е. Николаев, д-р техн. наук, *В. А. Хрусталёв*, д-р техн. наук,
Ю. М. Хлебалин, д-р техн. наук, *Е. А. Ларин*, канд. техн. наук,
А. Ф. Шкрет, канд. техн. наук (отв. секретарь), *М. В. Гариевский*, инженер

УДК 620.9: 621.311: 697.7
ББК 31.3

ISSN 1682-9840

© Отдел энергетических проблем
Саратовского научного центра
Российской академии наук, 2012

ПРЕДИСЛОВИЕ

Энергетика является одной из важнейших отраслей, обеспечивающих эффективное развитие экономики страны. С этих позиций очень важно взглянуть на ее текущее состояние, дать объективную оценку сложившихся в ней тенденций, а также получить рекомендации по дальнейшему совершенствованию системы реформирования и управления.

Наиболее весомый вклад в выработку электроэнергии в России (более 65%) вносят тепловые электростанции на органическом топливе.

В конце доперестроечного периода в стране была отработана система ввода крупных, освоенных отечественной промышленностью энергоблоков на сверхкритические параметры пара единичной мощностью от 300 до 1200 МВт на органическом топливе. Примерно половина всей электроэнергии тепловых электростанций вырабатывалась на теплоэлектроцентралях.

Современное состояние производства энергии (тепловой и электрической) на тепловых электростанциях, работающих на органическом топливе, можно рассматривать как кризисное. В настоящее время оборудование тепловых электростанций сильно изношено. Физическое старение сопровождается моральным износом. Оно требует модернизации и реконструкции с переходом на современные парогазовые технологии либо снятия с эксплуатации и демонтажа.

В результате реформирования и передачи тепловых электростанций в руки частного сектора практически прекратилось совершенствование и развитие тепловых электростанций.

Высокий уровень капиталовложений в энергетику, относительно длительный цикл окупаемости (до 10 лет и более) приводят к её низкой инвестиционной привлекательности и оттоку денежных средств.

Вполне очевидно, что выход из кризисного состояния связан, прежде всего, с дальнейшими преобразованиями законодательной базы и совершенствованием системы управления. При этом научная общественность не может быть в стороне и должна активно участвовать в решении этих вопросов.

Р. З. Аминов, лауреат премии Правительства РФ,
доктор технических наук, профессор

УДК 621.31

СТАНДАРТИЗАЦИЯ, ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО УРОВНЯ И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ СЕРТИФИКАЦИИ – ВАЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА И БЕЗОПАСНОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

А. Ф. Дьяков, Э. М. Перминов¹, Д. С. Савваитов²

Научно-технический совет единой энергетической системы, Москва

¹ Корпорация «Единый электроэнергетический комплекс», Москва

² ЗАО НПО «Нетрадиционная электроэнергетика», Москва

Исходные положения

Федеральный закон от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» разделил все требования, предъявляемые к продукции, процессам, работам и услугам на обязательные и добровольные. При этом государство взяло на себя обязательное нормирование и надзор за соблюдением требований безопасности.

У приобретателей промышленной продукции и заказчиков работ и услуг в условиях рынка в качестве инструмента защиты от недоброкачественной, технически несовершенной и фальсифицированной продукции, а также от некомпетентных и ненадежных контрагентов остались оценка и подтверждение их соответствия установленным требованиям.

Ликвидация ОАО РАО «ЕЭС России» осложнила осуществление в электроэнергетике единой технической политики, повышение эффективности, надежности и обеспечение технологической совместимости её звеньев. Недостаточно эффективна практика предупреждения разработок и внедрения новой техники и технологий, выполняемых нередко на низком научно-техническом уровне. Неудовлетворительно организована защита субъектов электроэнергетики от приобретения ими промышленной продукции низкого качества, а также от заключения договоров на услуги с некомпетентными и ненадежными контрагентами.

Необходимый технический уровень и качество поставляемой энергетикам промышленной продукции могут быть обеспечены только совмест-

ными усилиями всех субъектов рынка, действующих в рамках единой технической политики с использованием методов и средств технического регулирования.

Значительная часть существующих систем добровольной сертификации в силу своих ограниченных возможностей, организационной и методической разобщенности не может результативно участвовать в реализации единой технической политики в электроэнергетике. Имеют место также принципиальные расхождения в методологии оценок и определенный «фирменный подход» к методам оценки.

Таким образом, необходимо констатировать, что для структур и организаций электроэнергетики вопросы сертификации являются злободневными, так как:

- возможности добровольной оценки соответствия (сертификации) в обеспечении надежности и эффективности их деятельности используются недостаточно;

- единая техническая политика и единая методология в области добровольной сертификации не реализуются.

Учитывая сложившуюся обстановку в отрасли и стране в корпорации «ЕЭЭК» был выполнен ряд специальных НИОКР. На основе разработанной при этом научно-технической документации была создана и зарегистрирована в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии действующая «Система добровольной сертификации» (СДС). Ведущим исполнителем этих НИОКР выступило ЗАО НПО «Нетрадиционная электроэнергетика» корпорации «ЕЭЭК».

СДС как инструмент технического регулирования базируется на Федеральном законе №184 «О техническом регулировании», международном стандарте ИСО/МЭК 17000: 2004 «Оценка соответствия. Общие положения» и СТО РАО «ЕЭС России» 1723082.27.010.002-2008 «Оценка соответствия в электроэнергетике». Система тесно взаимодействует с научно-технической коллегией НП «НТС ЕЭС», в составе которой создана секция «Техническое регулирование», комиссией Минэнерго России по мониторингу оборудования, структурами Российской академии наук, Московского энергетического университета (МЭИ), Международной энергетической академии (МЭА) и Международной электротехнической академии (МЭТА), ведущими научно-исследовательскими и проектными структурами электроэнергетики и смежных отраслей.

Область полномочий аккредитованных в «Системе» органов сертификации охватывает тепловые и гидравлические электростанции всех типов, тепловые и электрические сети, подстанции, системы РЗА, ПА и АСУТП в электроэнергетике, возобновляемую и малую энергетику, а также работы и услуги, выполняемые для субъектов электроэнергетики, производства соответствующих предприятий, системы менеджмента качества, охраны труда и экологии.

СДС корпорации «ЕЭЭК» заключены соглашения о сотрудничестве в области технического регулирования в электроэнергетике с ОАО «ФСК ЕЭС», «Отраслевым Советом по техническому регулированию, стандартизации и оценке соответствия в электротехнической промышленности» и НП «ВТИ», ОАО «Системный оператор ЕЭС», ОАО «НИИПТ», АО «Институт ТЭП», ОАО «НТЦ электроэнергетики». В стадии рассмотрения и согласования заключение подобных соглашений с ОАО «РусГидро», ОАО «МРСК», ООО «Газпромэнергохолдинг» и другими структурами.

Деятельность СДС одобрена Минэнерго России. Предполагается, что СДС корпорации «ЕЭЭК» может стать консультационным, координирующим и методическим центром, обслуживающим все субъекты электроэнергетики в области технической оценки соответствия и сертификации.

Возможности «Системы»

Новая «Система» обеспечит потребности заявителей как по добровольной сертификации, так в будущем и по обязательной сертификации, область аккредитации которой охватывает практически всю номенклатуру промышленной продукции, материалов и топлива, приобретаемых объектами электроэнергетики. Кроме объектов добровольной сертификации, включая промышленную продукцию, производства и системы менеджмента предприятий и организаций, созданная «Система добровольной сертификации (оценки соответствия)» может, благодаря требованиям, заложенным в её документации, оценивать: потенциальных контрагентов, предлагающих свои услуги и работу; инвестиционные проекты, проекты совместного обеспечения, разрабатываемые участниками Киотского протокола; степень опасности оборудования, находящегося в эксплуатации; легитимность происхождения продукции с целью предупреждения приобретения фальсифицированных товаров; процессы и продукцию на соответствие требованиям по энергоэффективности энергосбережению.

Кроме сертификации, новая «Система» может оказывать услуги по оценке рисков потерь приобретателя, связанных с приобретением недоброкачественной или контрафактной продукции, и давать рекомендации по выбору форм оценки соответствия, адекватных этим рискам, оказанию помощи разработчикам ТЗ и приобретателям в формировании систем показателей качества (потребительских свойств) разрабатываемых и приобретаемых объектов, осуществлению предотгрузочной инспекции продукции, участию в процессе организации работ по продлению сверхнормативных сроков безопасной эксплуатации оборудования, оказанию методической и консультационной помощи при разработке и внедрении организациями систем менеджмента качества, экологического менеджмента и менеджмента охраны здоровья персонала, оценке соответствия оборудования, находящегося в эксплуатации, требованиям к его функциональным показателям и безопасности.

Организационная структура «Системы»

Структурная схема «Системы добровольной сертификации» корпорации «ЕЭЭК»:

1. Руководящий орган «Системы» – корпорация «ЕЭЭК», который:
 - определяет техническую политику «Системы»;
 - обеспечивает развитие «Системы» с учетом реальной потребности в её услугах;
 - осуществляет контроль деятельности органов по сертификации, входящих в «Систему»;
 - определяет ценовую политику и утверждает цены и тарифы на услуги «Системы»;
 - наделяет полномочиями органы по сертификации, экспертные организации и испытательные лаборатории, входящие в «Систему», и выдает им соответствующие свидетельства;
 - организует подготовку и аттестацию экспертов;
 - ведет сводный реестр «Системы» и её сайт;
 - периодически заслушивает отчеты организаций, входящих в «Систему», проводит проверку их деятельности;
 - осуществляет выборочную экспертизу дел сертификатов и экспертных заключений;
 - является официальным исполнителем договоров на оказание услуг, перечисленных выше, а также по разработке и внедрению систем менеджмента (фактически работы будут исполнять эксперты соответствующих органов).
2. Органы сертификации: наделяются руководящим органом «Системы» полномочиями на деятельность в пределах области её аккредитации и выполняют следующие функции:
 - заключают договоры с заявителями (по рекомендации и согласованию с руководящим органом);
 - организуют и проводят работы по сертификации;
 - оформляют и выдают сертификаты соответствия и разрешения на применение знаков соответствия;
 - согласовывают с соисполнителями и заявителями и утверждают программы испытаний, обследования производств, инспекционных проверок;
 - организуют и проводят инспекционный контроль соблюдения условий сертификации и в зависимости от результатов проверок принимают решения о подтверждении действия сертификатов (приостановке, прекращении действия).
3. Комиссия по апелляциям: состоит из независимых экспертов и авторитетных специалистов (состав утверждается руководящим органом), выполняет следующие функции:

- рассматривает жалобы на действия участников процессов оценки и подтверждения соответствия и принимает обязательные для них решения;
- рассматривает споры между заявителями и органами по сертификации и дает по ним своё заключение;
- рассматривает споры между участниками «Системы» и принимает по ним решение.

4. Научно-технический совет (НТС) СДС: включает представителей ТГК, ОГК, ОАО «РусГидро», ОАО «ФСК ЕЭС», ведущих НИИ (состав утверждается руководящим органом).

Научно-технический совет осуществляет следующие функции:

- рассматривает и одобряет проекты документов «Системы», определяющие процессы и процедуры её деятельности;
- вносит руководящему органу предложения по развитию «Системы» и области её деятельности;
- рассматривает предложения по включению в «Систему» органов по сертификации, испытательных лабораторий и экспертных организаций и представляет свои рекомендации руководящему органу;
- рассматривает и одобряет программы подготовки экспертов «Системы»;
- периодически рассматривает итоги деятельности «Системы» и вносит предложения по её совершенствованию;
- разрабатывает и вносит предложения по популяризации деятельности «Системы»;
- содействует привлечению заказчиков услуг «Системы».

5. Экспертные организации: аккредитуются руководящим органом из числа авторитетных НИИ, КБ и технологических организаций. Экспертные организации рассматривают по поручению органов сертификации заявки на сертификацию, протоколы испытаний, проводят при необходимости обследование производств и готовят по ним заключение. Экспертные организации могут также привлекаться «Системой» для выполнения других работ (консалтинг, оказание методической помощи организациям, подготовка экспертов и др.)

6. Испытательные центры (лаборатории): наделены полномочиями руководящим органом «Системы»:

- проводят испытания объектов с целью оценки их соответствия и оформляют акты в соответствии с требованиями «Системы»;
- разрабатывают по заданию руководящего органа «Системы» программы и методики испытаний;
- рассматривают и анализируют протоколы испытаний, представленные заявителями, и подготавливают заключение о возможности их признания.

В своей деятельности «Системы» тесно взаимодействует с научно-технической коллегией некоммерческого партнерства «НТС ЕЭС», комиссией Минэнерго России по мониторингу оборудования, структурами Рос-

сийской академии наук, Московского энергетического университета (МЭИ), Международной энергетической академии (МЭА) и Международной электротехнической академии (МЭТА).

При создании «Системы добровольной сертификации» специалистами был разработан комплект документов, обеспечивающий её работу в пределах аккредитованной области полномочий:

Документы по оценке соответствия:

1. Требования к промышленной продукции.
 2. Требования к производству промышленной продукции.
 3. Общие требования к потенциальным контрагентам, предлагающим услуги.
 4. Требования к результатам выполненных работ и услуг.
 5. Требования к инвестиционным проектам.
 6. Требования к системам менеджмента.
 7. Требования к условиям хранения промышленной продукции.
 8. Требования к условиям транспортирования продукции.
 9. Требования к результатам НИР и ОКР.
 10. Методическое руководство по выполнению оценки рисков потерь организаций электроэнергетики, связанных с приобретением и применением ими недоброкачественной продукции.
 11. Методическое руководство по оказанию помощи организациям электроэнергетики в формировании ими систем показателей качества (потребительских свойств) промышленной продукции при разработке технических заданий (ТЗ).
 12. Порядок проведения работ по предотгрузочной инспекции промышленной продукции.
 13. Правила оценки соответствия функциональных показателей и показателей безопасности оборудования и технических устройств, находящихся в эксплуатации.
 14. Правила участия в работе по продлению сроков оборудования, находящегося в эксплуатации.
 15. Правила проведения работ по оказанию помощи организациям при разработке и внедрении ими систем менеджмента качества, охраны окружающей среды и здоровья персонала.
 16. Порядок и формы декларирования держателями сертификатов «Системы» соблюдения условий добровольной оценки соответствия.
 17. Правила организации и проведения инспекционных проверок и др.
- Разработаны также документы, обеспечивающие правила и условия функционирования «Системы», описывающие область её деятельности, порядок и процедуру проведения сертификации, её организационную структуру, кадровый состав и нормативную базу оценки соответствия.

Документы организационные:

1. Документы, организационно обеспечивающие деятельность СДС.

2. Положения:

- о руководящем органе «Системы»;
- НТС «Системы»;
- о комиссии по апелляциям;
- органе по сертификации;
- экспертной организации;
- испытательной лаборатории;
- реестре «Системы»;
- эксперте «Системы»;

3. Порядок наделения полномочиями:

- органа по сертификации;
- экспертной организации;
- испытательной лаборатории;
- экспертов «Системы».

4. Формы:

- сертификатов «Системы»;
- формы знаков соответствия «Системы».

5. Правила применения знаков соответствия «Системы».

6. Положение об оплате услуг «Системы».

7. Порядок и программа подготовки и аттестации экспертов «Системы».

8. Рекомендации по оказанию методической помощи организациям электроэнергетики в области добровольной оценки соответствия.

Ниже дан перечень документов, характеризующих область деятельности «Системы», виды и процедуры добровольной сертификации и правила ее проведения.

**Область деятельности Системы, виды и процедуры
добровольной сертификации**

Оценка промышленной продукции:

1. Сертификация приобретаемой промышленной продукции, результатов выполненных работ и услуг.
2. Проверка легитимности происхождения приобретаемой промышленной продукции.
3. Организация и проведение предотгрузочной инспекции приобретаемой продукции.
4. Оценка рисков потерь приобретателей и разработка рекомендаций по выбору форм оценки соответствия и др.

Сертификация Систем менеджмента:

1. Сертификация систем менеджмента качества.
2. Сертификация систем экологического менеджмента.
3. Сертификация систем менеджмента охраны здоровья.

Оценка оборудования, находящегося в эксплуатации:

1. Оценка соответствия оборудования, находящегося в эксплуатации, требованиям к его функциональным показателям и безопасности.
2. Участие в работах по подготовке решений о продлении сроков эксплуатации оборудования.

Оценка потенциальных контрагентов:

1. Оценка соответствия контрагентов.
2. Организация и проведение ежегодных конкурсов на звание «Лучший исполнитель» по номинациям:
 - поставка промышленной продукции;
 - НИР и ОКР;
 - монтажные и наладочные работы;
 - строительство и реконструкция промышленных и гражданских объектов;
 - информация и маркетинг;
 - ремонт и модернизация оборудования.

Оценка проектов:

1. Оценка соответствия НИР и ОКР.
2. Оценка инвестиционных проектов.
3. Разработка рекомендаций по установлению систем показателей качества промышленной продукции.

Показатели добровольной сертификации и правила ее проведения установлены правилами функционирования «Системы». Добровольная сертификация не менее важна для приобретателей, чем обязательная.

Важность и злободневность возросли в связи с вступлением России в ВТО и созданием ЕврАзЭС.

1. Как показано, задачу по сертификации оборудования можно решить с помощью создания «Системы добровольной сертификации» либо обязательной сертификации. Выбор того или иного пути определяется целью, которую требуется достичь, а также существующим состоянием и тенденциями развития технического регулирования в целом.

2. Целесообразно включить в график разработки первоочередных технических регламентов ЕврАзЭС технические регламенты в части безопасности электростанций и сетей, высоковольтного оборудования, электроустановок, причем с учетом недавних энергоаварий в России.

3. Единый перечень продукции, подлежащей обязательной оценке (подтверждению) соответствия в рамках Таможенного союза, необходимо расширить, включив в него, в частности, оборудование для электроэнергетики.

4. Целесообразно использовать существующие наработки (в том числе проекты) технических регламентов при их выпуске в рамках ЕврАзЭС и Таможенного союза.

5. Следует выработать механизм применения (и обновления) огромного массива отраслевых нормативно-технических документов (стандартов, инструкций и т. д.), который выпал из нормативно-правовой среды. Реализация данного механизма требует значительных временных и финансовых ресурсов.

Руководящий орган СДС приглашает к взаимовыгодному сотрудничеству все структуры отрасли электроэнергетики и других заинтересованных отраслей.

Заказы на все виды работ и услуг можно направлять по адресу: корпорация «Единый электроэнергетический комплекс», Техническому директору Перминову Э. М., 109044, Москва, Воронцовский переулок, 2 / 1, Тел. / факс: (495) 912-06-33 доб.116 и 911-74-30.

Е - mail: **emp38@corp-eeek.ru**.

Сведения о СДС корпорации «ЕЭЭК» можно найти на сайте **www.corp-eeek.ru**.

УДК 621.039:62-622

РАЗВИТИЕ ВОДОРОДНЫХ ЦИКЛОВ НА АЭС КАК ПУТЬ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ*

Р. З. Аминов

Саратовский научный центр РАН

Суточные графики нагрузок электропотребления европейской части России характеризуются значительной неравномерностью. Например, для объединенных энергосистем Средней Волги, Северо-Запада, Центра и Юга суточная неравномерность колеблется от 16 до 30% [1]. Снижение ночной мощности, определяющее полупиковую часть графика электрических нагрузок, занимает от 10 до 27%, а продолжительность ночного спада нагрузок составляет от 6 до 8 часов. Характерный график нагрузок электропотребления (в относительных единицах) по отдельным ОЭС европейской части России в зимний рабочий день приведен на рис. 1.

Использования суточного максимума на этом графике составляет от 21,1 до 21,6 ч/сут., плотность графиков нагрузки 0,88–0,9, коэффициент суточной неравномерности (отношение ночного минимума нагрузки к дневному максимуму) 0,727–0,776.

В условиях неравномерных графиков электропотребления прохождение ночных провалов требует разгрузки оборудования электростанций вплоть до ежесуточных остановов части агрегатов. При этом вся тяжесть

* Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (соглашение № 8184 от 23 июля 2012 г.).

регулирования ложится на тепловые электростанции, потребляющие дорогое органическое топливо. Атомные электростанции хотя и имеют самые высокие относительные приросты расходов топлива должны оставаться в базовой части графика нагрузок в силу относительно низкой стоимости ядерного топлива.

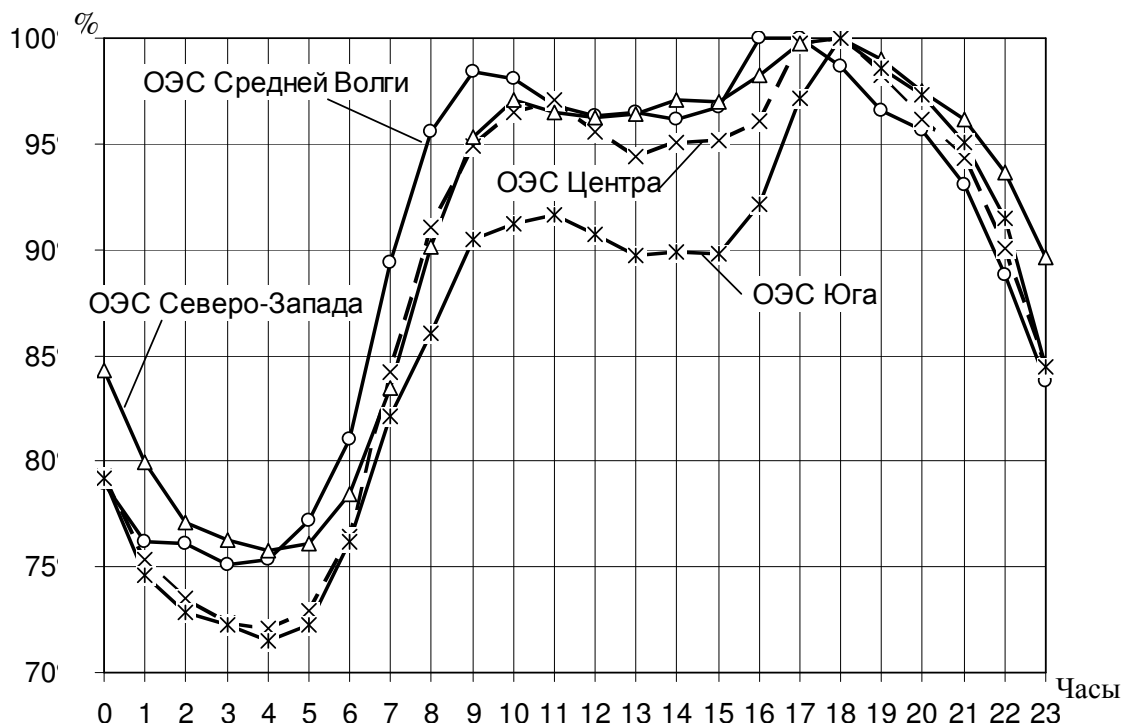


Рис. 1. Относительная нагрузка электропотребления по отдельным ОЭС европейской части России в зимний рабочий день 17.12.2009 г.

Увеличение доли атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей энергосистем, а также исторически сложившаяся высокая доля теплоэлектроцентралей с ограниченным диапазоном регулирования мощности в отопительный период требует сооружения специальных потребителей-регуляторов. В качестве таких потребителей-регуляторов предполагается сооружение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Однако выбор площадки для ГАЭС – непростая задача, поскольку требуются специфические рельефно-геологические условия, затопление больших земельных площадей, нарушение сложившегося экологического равновесия и т.п.

В этой связи большую актуальность приобретают вопросы поиска альтернативных путей аккумулирования энергии. Одним из них является производство водорода и кислорода путем электролиза воды за счет провальной ночной электроэнергии. Здесь возможны следующие направления развития:

- 1) производство товарного водорода и кислорода;
- 2) использование водород-кислородного пара в цикле влажно-паровых АЭС для повышения температуры рабочего тела;

3) получение высокотемпературного пара путем сжигания водорода в кислородной среде и использование этого пара в автономных паросиловых установках для выработки пиковой электроэнергии.

Разработанный водородный сценарий развития мировой экономики предполагает довольно существенный рост темпов его потребления (рис. 2). При этом в существующей структуре производства водорода в настоящее время доминирует риформинг природного газа – 85%, термолиз нефти составляет 7%, газификация угля – 4% и электролиз воды – 4%. В рассматриваемых технологиях наиболее чистый водород получается при электролизе воды (до 99,7%).

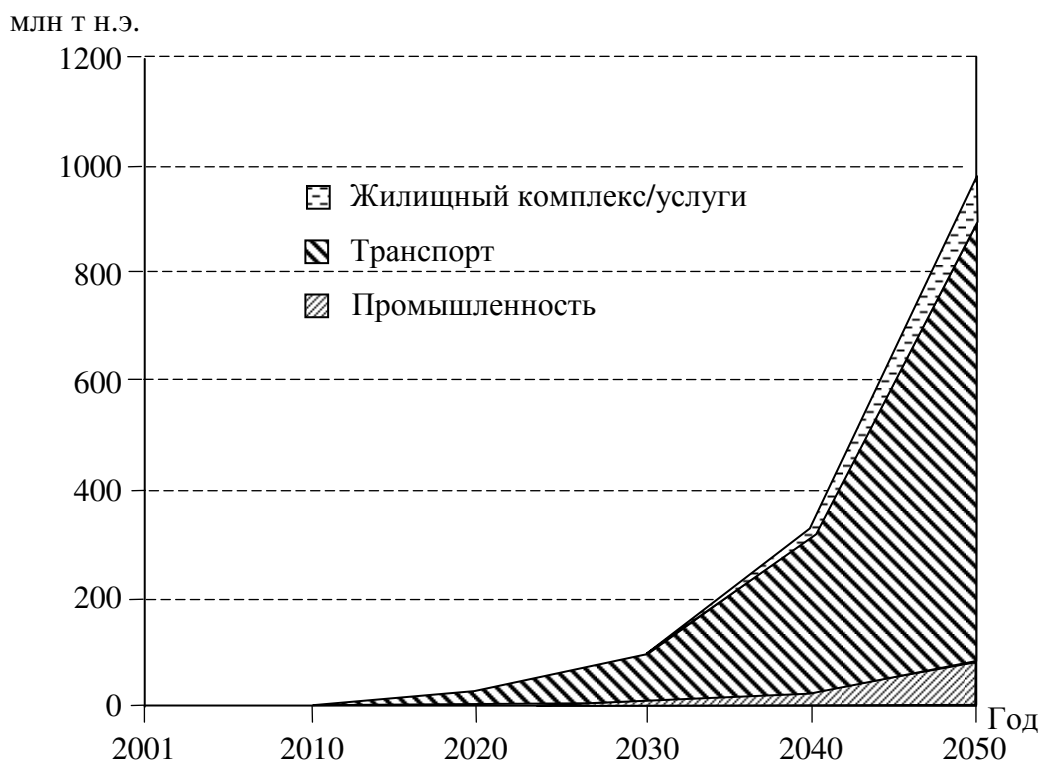
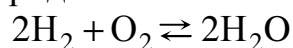


Рис. 2. Потребление водорода по секторам мировой экономики (водородный сценарий)

Сжигание водорода в кислородной среде с последующим использованием высокотемпературного пара в паровых турбинах имеет свои специфические особенности.

Реакция окисления водорода



может осуществляться как в прямом (слева-направо), так и в обратном направлении.

До определенной температурной границы реакция идет только в прямом направлении. При более высоких температурах наблюдается явление диссоциации, когда появляются обратные процессы, доля которых возрастает по мере повышения температуры. Известная из термодинамики зависимость степени диссоциации водяного пара при высоких температурах приведена на рис. 3.

Если такой диссоциированный пар смешивать с балластировочной средой, например с низкотемпературным паром во влажно-паровых циклах АЭС, то возможен недожег водорода, который будет расти с увеличением относительной доли балластировочной среды. В этой связи для уменьшения недожога водорода необходимо сначала диссоциированный пар перевести в состояние полного окисления путем снижения его температуры ниже пороговой границы, а затем осуществлять его подмешивание в балластировочную среду.

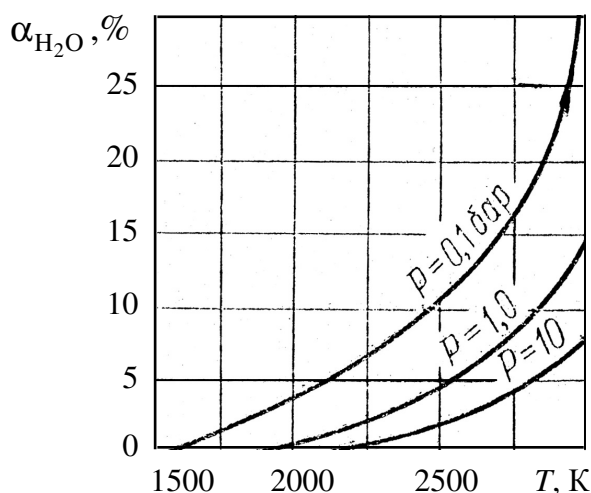


Рис. 3. Зависимость степени диссоциации водяного пара от температуры и давления

На таком принципе основано предложение авторов [2] двухступенчатого сжигания водорода. Схема такого устройства приведена на рис. 4. Сжигание водорода здесь при стехиометрическом соотношении с кислородом осуществляется в специальной дожигающей водород-кислородной камере, охлаждаемой снаружи рабочим паром, что обеспечивает снижение температуры водород-кислородного пара, а соответственно и химического недожога при его последующем смешении.

Производство водорода путем электролиза воды в период снижения электропотребления (ночного провала) и последующее его хранение в суточном цикле предполагают возможность производства дополнительной пиковой электроэнергии на этой основе. Во влажно-паровых циклах АЭС это происходит, прежде всего, путем повышения температуры рабочего тела (пара), что приводит к росту КПД паросилового цикла и обеспечивает получение дополнительной электрической мощности.

Пароводородным смешением можно осуществлять перегрев как свежего пара, так и пара промперегрева. Получаемые здесь дополнительные циклы в T - S координатах представлены на рис. 5. При осуществлении перегрева свежего пара снижается количество влаги, отбираемой в сепараторе, а следовательно, увеличивается расход пара в цилиндре среднего давления турбины. В этом случае получается дополнительная мощность как в

цилиндре высокого давления за счет увеличения теплоперепада, так и в цилиндрах среднего и низкого давления за счет увеличения расхода рабочего тела.

Если КПД основного цикла влажно-паровой АЭС находится на уровне 34–35%, то КПД дополнительного цикла при перегреве свежего пара от температуры насыщения до температуры 430°C составляет 42,5%, а при перегреве от 430 до 510°C – 45,3%. В то же время КПД дополнительного цикла при промперегреве от 250 до 430°C составляет 38%.

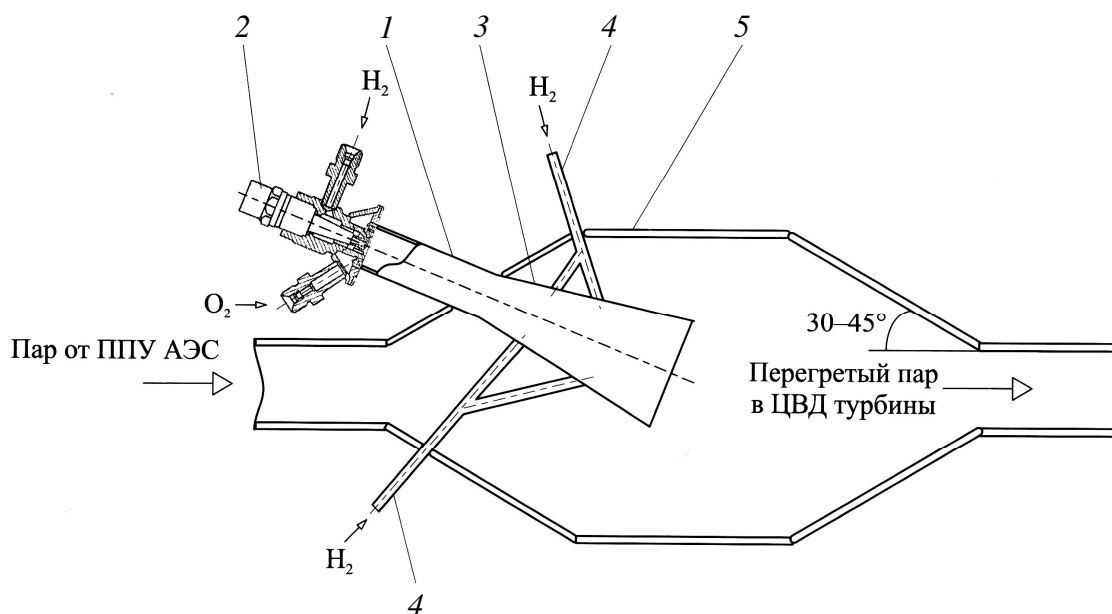


Рис. 4. Система сжигания водорода для перегрева свежего пара в цикле АЭС: 1 – водород-кислородная камера сгорания первоначального нестехиометрического окисления; 2 – запальное устройство; 3 – дожигающая водород-кислородная камера сгорания стехиометрического окисления; 4 – подводящие магистрали, осуществляющие подачу водорода в дожигающую водород-кислородную камеру сгорания 3; 5 – полость смешения высокотемпературного пара со свежим паром

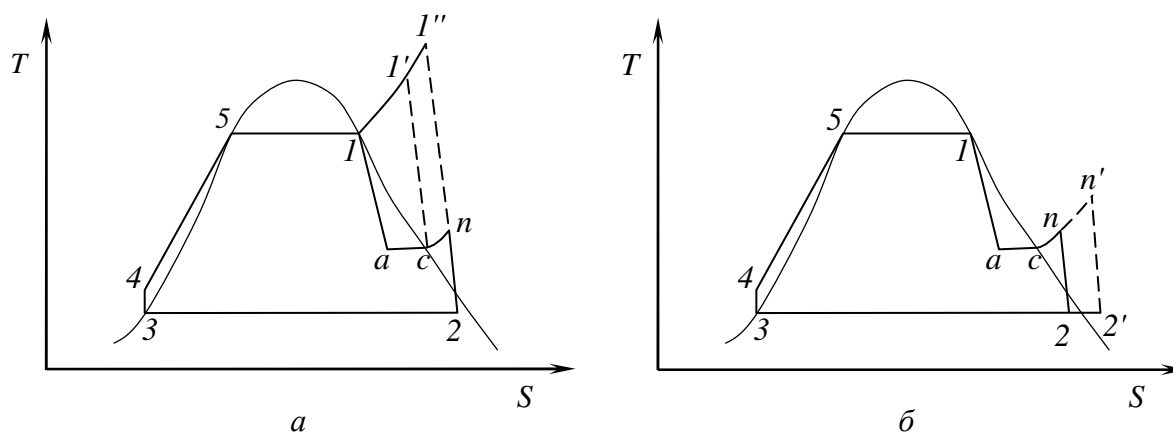


Рис. 5. Дополнительные циклы при осуществлении перегрева пара (а) и пара промперегрева (б): 1–5 – точки параметров состояния рабочего тела

При использовании водорода в циклах влажно-паровых АЭС чрезвычайно важное значение приобретают вопросы взрыво- и пожаробезопасности. При скоплении водорода с кислородом возможно образование взрывоопасной смеси. В этой связи должны быть предусмотрены специальные системы вентиляции и удаления непрореагировавшего водорода. Использование водородного пара в дополнительно устанавливаемой автономной паровой турбине (рис. 6) с термодинамической точки зрения может быть менее эффективно, так как затрачивается энергия водорода на испарение воды, но с системной точки зрения может дать ряд весьма важных новых эффектов.

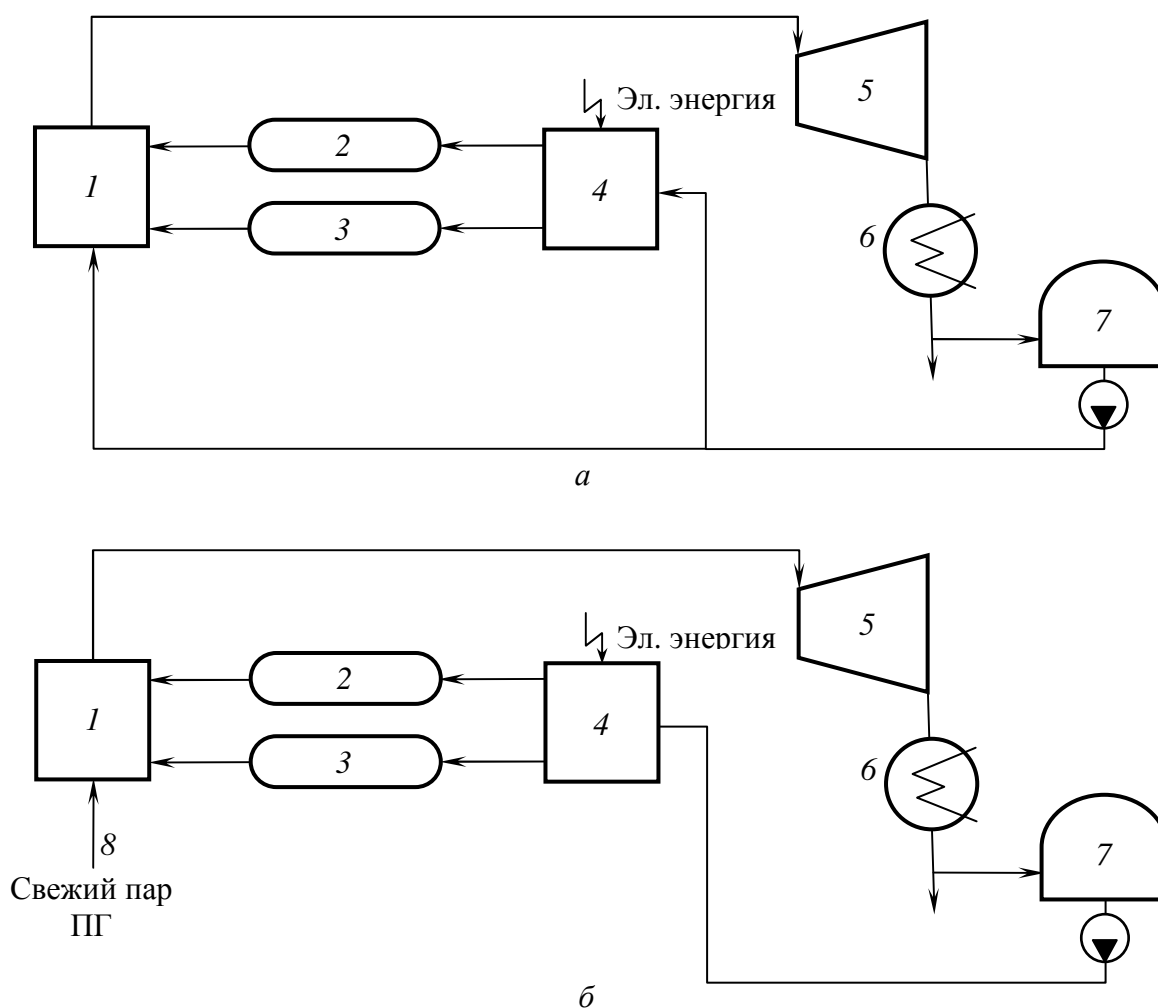


Рис. 6. Схема автономного водородного комплекса: *а* – с охлаждением водородного пара водой; *б* – с охлаждением водородного пара свежим паром из парогенераторов: 1 – водород-кислородный парогенератор; 2, 3 – хранилища водорода и кислорода; 4 – блок электролизеров; 5 – дополнительная паровая турбина; 6 – конденсатор; 7 – бак-аккумулятор; 8 – линия подачи свежего пара и парогенераторов

Сюда, прежде всего, можно отнести возможность использования автономной турбины для резервирования собственных нужд АЭС в условиях крупных системных аварий с обесточиванием станции. Кроме того, в авто-

номной турбине можно срабатывать пар, образующийся в результате остаточных тепловыделений в активной зоне реактора при его расхолаживании в аварийных ситуациях, не прибегая к системам аварийного охлаждения зоны.

Дальнейшее решение этих вопросов предусматривается соглашением №8184 «Разработка научных основ адаптации АЭС к переменным графикам электрических нагрузок и повышения их безопасности в условиях системных аварий на основе развития водородных надстроек» Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009 – 2013 годы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Индикаторы работы ЕЭС/ОЭС. URL: [http // www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru) (дата обращения: 12.06.2012).
2. Система сжигания водорода для пароводородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической станции : Пат. 2427048 С2 Рос. Федерации : МПК F22B1/26/ Аминов Р. З., Байрамов А. Н. – № 2009117039 ; заявл. 04.05.2009 ; опубл. 10.11.2010, Бюл. № 23.

УДК 69.035.4:62-622

РАЗРАБОТКА И ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ПОДЗЕМНОГО РАСПОЛОЖЕНИЯ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ЁМКОВ ХРАНЕНИЯ ВОДОРОДА И КИСЛОРОДА В СОСТАВЕ ВОДОРОДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА¹

А. Н. Байрамов

Саратовский научный центр РАН

Намеченные высокие темпы развития атомной энергетики России обуславливают проблемы обеспечения АЭС базисной электрической нагрузкой в периоды прохождения ночных минимумов электропотребления в энергосистеме. Традиционно для выравнивания загрузки АЭС используются гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), но поскольку их сооружение требует специальных природных условий и, как правило, «вблизи» АЭС невозможно, то это предполагает их зарядку из энергосистемы. В этом случае ночной тариф на электроэнергию заметно превышает себестоимость электроэнергии АЭС, что существенно влияет на стоимость производимой пиковой электроэнергии ГАЭС. В этой связи необходима

¹ Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (соглашение № 8184 от 23 июля 2012 г.).

разработка конкурентоспособных альтернативных технологий аккумулирования электроэнергии. Одной из таких технологий может оказаться использование водородного энергетического комплекса, преимуществом которого является расположение его «вблизи» АЭС с возможностью зарядки по себестоимости её электроэнергии. В часы ночного минимума электропотребления осуществляются выработка водорода и кислорода посредством электролиза воды и их аккумулирование в системе хранения. В часы пиковой электрической нагрузки водород и кислород используются в цикле АЭС с целью повышения её мощности [1–3].

Принципиальная схема водородного энергетического комплекса в интеграции с атомной электростанцией представлена на рис. 1.

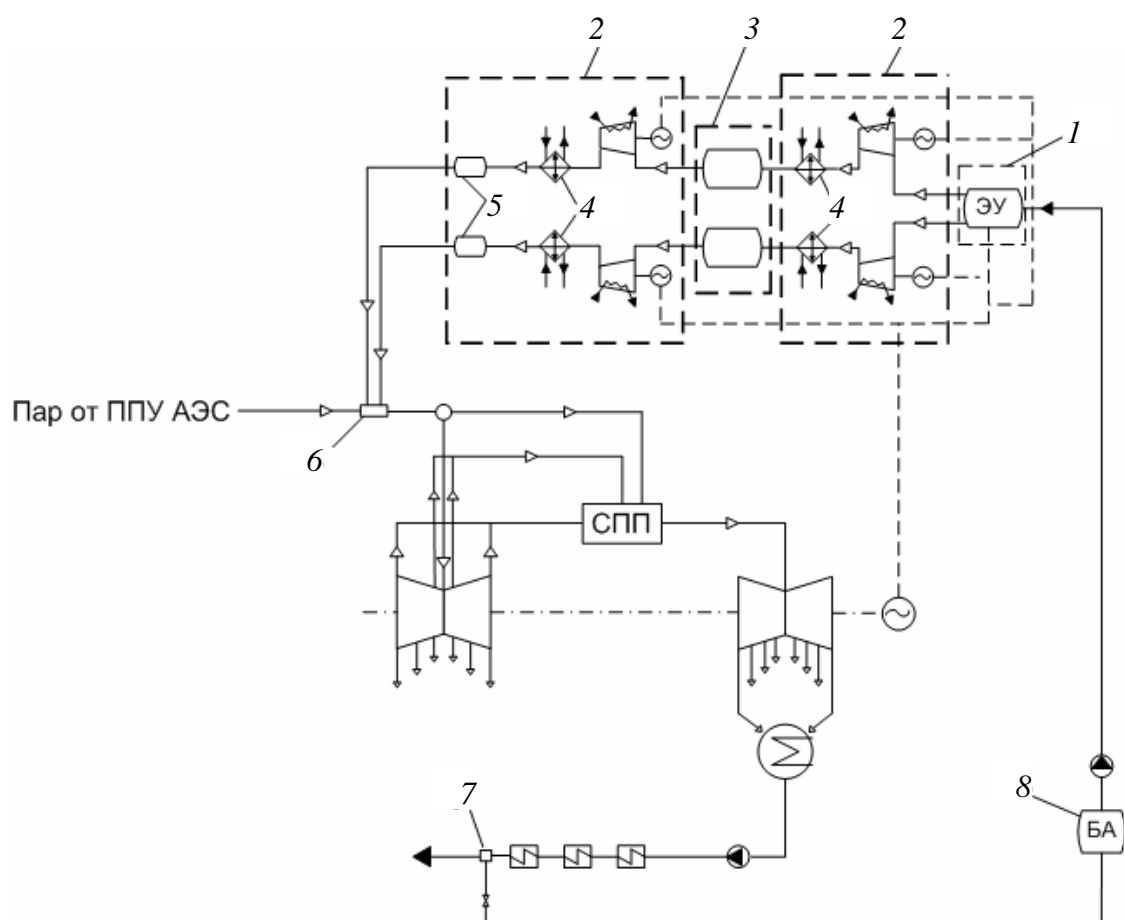


Рис. 1. Принципиальная схема интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом: 1 – система электролиза воды; 2 – система компримирования водорода и кислорода; 3 – система хранения водорода и кислорода на основе металлических ёмкостей; 4 – концевые охлаждающие теплообменники; 5 – промежуточные ёмкости водорода и кислорода; 6 – «узел» пароводородного перегрева свежего пара паропроизводящей установки АЭС; 7 – «узел» отбора подмешанной доли пара водород-кислородного сжигания; 8 – бак-аккумулятор

Водород является пожаро- и взрывоопасным газом, так же как и любой другой промышленный или бытовой газ с содержанием водорода от 15 до 85 %. Особенность опасности обращения с водородом заключается в

том, что в сочетании с кислородом образуется смесь, способная взорваться при незначительной энергии активации. В замкнутом объёме для взрыва такой смеси может оказаться достаточно искрового разряда статического электричества от взвешенных частиц к стенкам ёмкости. При этом, к примеру, может возникать электрический разряд с энергией в 10 мДж. Минимальное значение энергии активации взрывоопасной смеси водорода с кислородом составляет 0,018 мДж. Для сравнения у метана это значение составляет 0,3 мДж, у пропана – 0,25 мДж [4].

В составе водородного энергетического комплекса наиболее потенциально опасным и катастрофичным по последствиям в случае аварии со взрывом объектом является система хранения водорода и кислорода, которая в условиях суточного цикла выбрана в виде цилиндрических ёмкостей объёмом 800 м³ при давлении аккумулирования 4 МПа ($\rho_{\text{H}_2} = 3,26 \text{ кг/м}^3$) [5]. Катастрофичность последствий в случае аварии со взрывом запасённого водородного топлива в одной такой ёмкости обусловливается возникновением взрывной волны с высоким давлением и, как следствие, высокой разрушающей способностью.

Оценить разрушающую способность возникающей взрывной волны в зависимости от мощности взрывного заряда можно по выражению [6]:

$$K = R/E^{1/3},$$

где R – расстояние от центра заряда, м; E – полная энергия взрыва, кДж.

По уравнению энергетического баланса ударных волн, генерируемых взрывом парогазовой среды и тротила, для определения уровня разрушений при промышленных случайных взрывах может быть оценена величина полной энергии взрыва [6]:

$$0,4 \cdot m_{\text{T}} \cdot z \cdot q_{\text{T}} = 0,9 \cdot W_{\text{T}} \cdot q_{\text{T}},$$

где 0,9 и 0,4 – доли энергий взрыва тротила и парогазовой среды, затрачиваемые непосредственно на формирование ударной волны²; m_{T} – общая приведенная масса горючего вещества во взрывоопасной парогазовой смеси, кг; z – доля приведенной массы, участвующей во взрыве; q_{T} , q_{T} – удельная теплота сгорания парогазовой среды и взрыва тротила, кДж/кг.

Общая приведенная масса горючей парогазовой среды определяется как отношение общего энергетического потенциала к удельной теплоте сгорания вещества равной $46 \cdot 10^3$ кДж/кг.

Для неорганизованных паровых облаков в незамкнутом пространстве с большой массой горючих веществ доля участия во взрыве может прини-

² При взрывах конденсированных взрывчатых веществ на образование воздушной ударной волны расходуется практически вся (> 90 %) энергия взрыва.

По результатам исследований советских учёных максимально возможный КПД взрыва парового облака (т.е. отношение энергии воздушной ударной волны к общему энергетическому потенциалу смеси) составляет ≈ 40 %. Остальная часть энергии расходуется на нагрев продуктов реакции и воздуха в ударной волне.

маться равной 0,1. В отдельных, обоснованных по принципам подобия случаях значения z могут снижаться, но менее чем на 0,02. В замкнутых объёмах аппаратуры, когда создаются условия образования стехиометрического соотношения парогазовой смеси, доля участия (z) горючего вещества во взрыве может быть значительно выше единицы [6].

В зависимости от показателя K выделяются уровни разрушения зданий и соответствующее при этом избыточное давление взрывной волны (табл. 1) [6].

Таблица 1

Уровень разрушения зданий

Категория повреждения	Характеристика повреждения здания	Избыточное давление, кПа	$K = R/E^{1/3}$
A	Полное разрушение здания	70	3,8 – 5,6
B	Тяжёлое повреждение, здание подлежит сносу	33	5,6 – 9,0
C	Среднее повреждение, возможно восстановление здания	25	9,0 – 28
D	Разбито 90 % остекления	4	28 – 56
E	Разбито 50 % остекления	0,2	> 56
S	Разбито 5 % остекления	0,05	> 56

Для принятых условий аккумуляирования водорода ($V_{\text{ём}} = 800 \text{ м}^3$, $P_{\text{акк}} = 4 \text{ МПа}$) общая масса горючей среды, кг H_2 , составляет:

$$G_{\text{H}_2} = V_{\text{ём}} \cdot \rho_{\text{H}_2},$$

$$G_{\text{H}_2} = 800 \cdot 3,26 = 2608.$$

Общий энергетический потенциал горючей среды, кДж:

$$E = 2608 \cdot 120000 = 31,296 \cdot 10^7.$$

Общая приведенная масса горючей среды, кг:

$$m_{\text{T}} = 31,296 \cdot 10^7 / 46000 = 6803.$$

Величина полной энергии взрыва согласно левой части уравнения энергетического баланса ударных волн составит

$$E = 0,4 \cdot 6803 \cdot 1 \cdot 120000 = 32,65 \cdot 10^7 \text{ кДж}.$$

Зависимость избыточного давления взрывной волны, соответствующая взрыву общей массы водорода в случае его запасаения в ёмкости с параметрами $V_{\text{ём}} = 800 \text{ м}^3$, $P_{\text{акк}} = 4 \text{ МПа}$ на разном расстоянии от места взрыва [6], приведена на рис. 2.

Очевидно, что в непосредственной близости (50 м) от места взрыва ёмкости с водородом избыточное давление взрывной волны составляет свыше 1 МПа и сохраняет свою разрушающую мощь на расстоянии до 6200 м (см. рис. 2). Согласно данным табл. 1, в указанном радиусе распространения взрывной волны достигаются наиболее полные разрушения зданий, не подлежащих восстановлению. Далее, на расстоянии распростране-

ния взрывной волны в 13100 м от предыдущей границы повреждения зданий будут среднего уровня. И только на расстоянии свыше 19300 м от места взрыва взрывной волной наносится урон, при котором разбивается остекление зданий.

Из данного анализа следует, что аккумулярование водородного топлива в цилиндрических ёмкостях объёмом 800 м^3 с давлением 4 МПа соответствует очень высокому взрывному энергетическому потенциалу. Катастрофичность последствий в случае аварии со взрывом одной такой ёмкости представляет собой внушительные масштабы по отношению к производственной инфраструктуре и зданиям в радиусе 19300 м от места взрыва, что неизбежно приведёт к системной аварии. Поэтому по причине угрозы взрыва большой мощности, а также с целью исключения каких-либо террористических диверсий наземное расположение данной системы аккумулярования водорода является недопустимым.

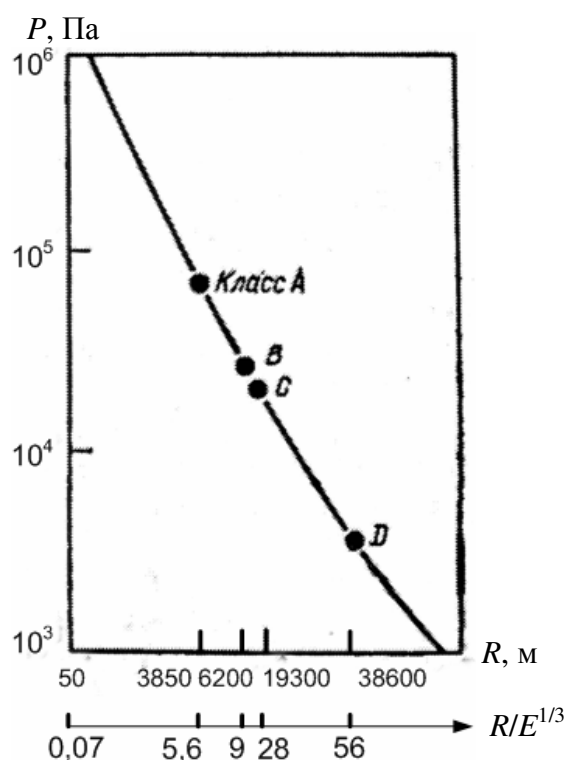


Рис. 2. Зависимость избыточного давления взрывной волны на разном расстоянии от места взрыва

Аккумулярование кислорода в наземных ёмкостях также представляет собой взрывной потенциал по причине возможного попадания (утечки) в эту среду водорода, кроме того, как и в случае с наземным хранением водорода, является объектом террористических диверсий. По этим причинам наземное расположение системы аккумулярования кислорода тоже является недопустимым.

Таким образом, в целях исключения катастрофических последствий в результате аварии со взрывом на объекте аккумулирования водорода и кислорода, связанных с гибелью людей и разрушением производственной инфраструктуры, попадающих в радиус действия взрывной волны, предлагается разработка схемы подземного расположения данных металлических ёмкостей.

Принципиальная схема подземного расположения металлической ёмкости с аккумулированным водородом или кислородом представлена на рис. 3, где *а* – главный вид; *б* – вид сверху; 1 – камерная секция; 2 – ёмкость; 3 – опора; 4 – трубопровод подачи/отбора водорода/кислорода; 5 – короб трубопровода водорода/кислорода; 6 – выводящие газоходы; 7 – разрывная мембрана; 8 – крышка; 9 – лестница; 10 – шахта лифта; 11 – трос; 12 – здание лифтовой; 13 – кабина лифта; 14 – коридор; 15 – люк; 16 – дорожно-транспортная магистраль; 17 – подъёмно-опускная погрузочная платформа; 18 – транспортный тоннель; 19 – мостовой подъёмный кран. Суть схемы заключается в том, что ёмкость 2 помещается в специальной камерной секции 1 под землёй. Камерная секция имеет выход к поверхности через выводящие газоходы 6. С целью защиты выводящих газоходов от атмосферных осадков на поверхности они прикрыты крышкой 8. В выводящих газоходах на некотором удалении друг от друга закреплены разрывные мембраны 7.

Целью мероприятий, направленных на безопасное хранение водорода, является максимальное погашение давления взрывной волны в случае её возникновения к моменту выхода на поверхность. Согласно данным табл. 1, этому соответствует давление взрывной волны не более 0,05 кПа.

Таким образом, в случае взрыва ёмкости взрывная волна устремляется в область меньших давлений через выводящие газоходы. С целью понижения её давления в выводящих газоходах закреплены разрывные мембраны. Взрывная волна, разрывая эти мембраны, затрачивает соответствующую энергию. В результате давление взрывной волны будет уменьшаться на величину затраченной энергии при разрыве мембраны. Целесообразно установить несколько разрывных мембран с целью постепенного понижения давления взрывной волны с обеспечением недопущения её отражения, что приведёт к резонансу.

Характеристика затраченной энергии при разрыве мембраны [7] показана на рис. 4. Предварительно выпученная давлением P_b мембрана имеет начальный купол объёмом V_0 . В точке *С* достигается момент срабатывания мембраны, а объём купола достигает при этом максимального значения $V_{\max}$. Особенностью описываемой характеристики является то, что площадь под кривой соответствует энергии, затраченной на деформацию мембраны вплоть до её разрушения.

Из этого следует, что давление взрывной волны при разрыве мембраны будет уменьшено на величину давления срабатывания мембраны.

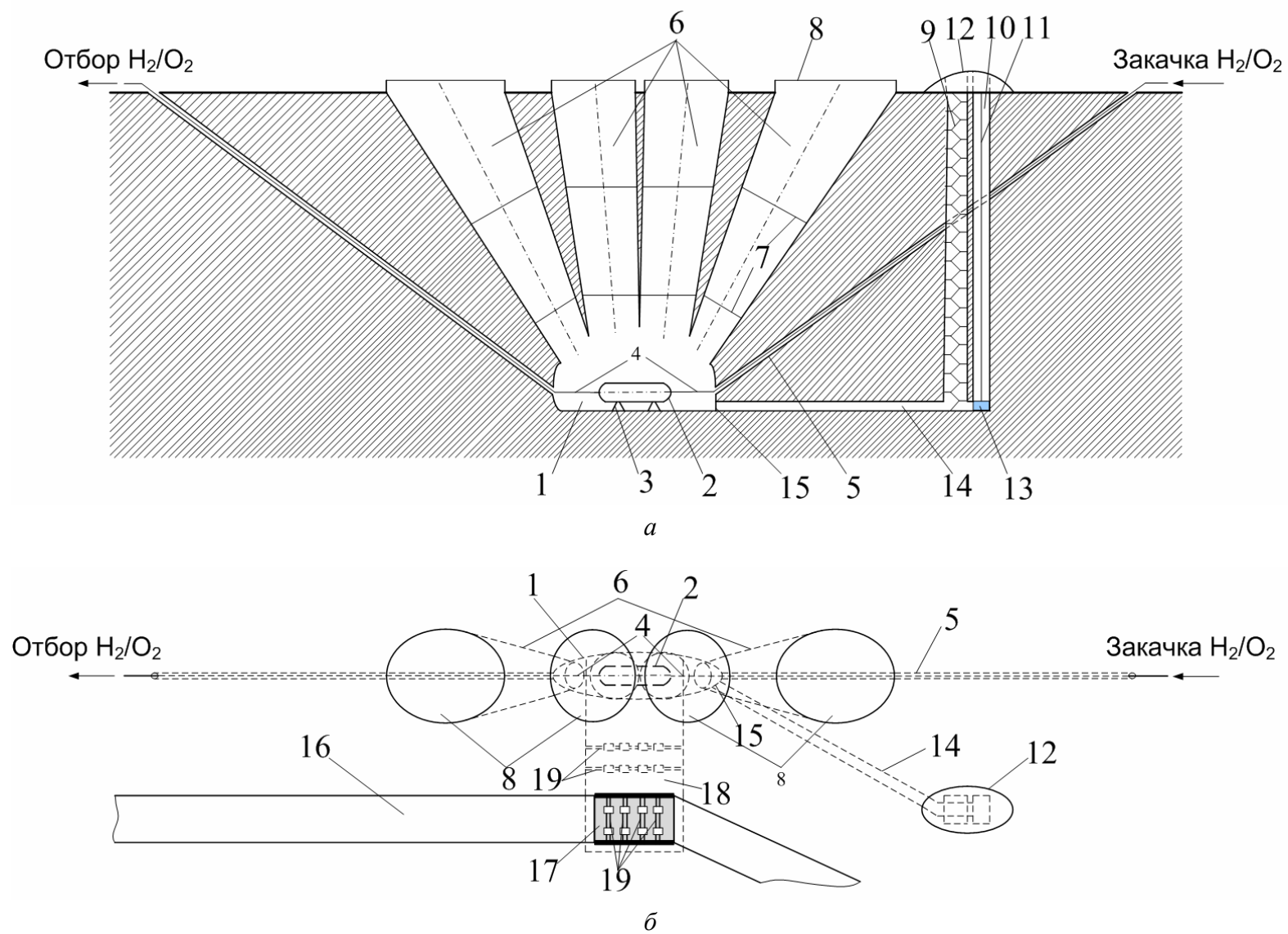


Рис. 3. Принципиальная схема подземного расположения металлической ёмкости с водородом или кислородом

С целью осуществления смены ёмкостей после отработанного срока службы предусмотрена соответствующая дорожно-транспортная магистраль 16, по которой осуществляется отгрузка снятой с эксплуатации и доставка вновь принятой к эксплуатации ёмкости. Транспортирующий грузовик с принятой к установке ёмкостью заезжает на подъёмно-опускную погрузочную платформу 17, где за счет мостового подъёмного крана 19 ёмкость фиксируется на удержании. Затем грузовик съезжает с подъёмно-опускной погрузочной платформы, а мостовой подъёмный кран опускает ёмкость на платформу. После спуска платформы с ёмкостью на нижний подземный уровень происходит аналогичная операция по её фиксированию и поднятию за счёт другого соответствующего мостового подъёмного крана. Таким образом, это позволит транспортировать ёмкость для помещения её в камерную секцию.

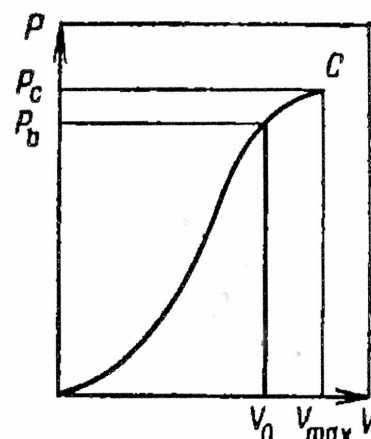


Рис. 4. Характеристика разрывной мембраны

Операция отгрузки снятой с эксплуатации ёмкости будет происходить в обратной последовательности.

Результаты расчетов удельных капиталовложений в ёмкости хранения водорода и кислорода объёмом 100, 400 и 800 м³ с учётом изготовления, монтажа, обвязки автоматикой и подземного расположения на глубине 100 м [8] приведены в табл. 2.

Таблица 2

**Удельные капиталовложения в ёмкости хранения водорода
и кислорода объёмом 100, 400 и 800 м³**

Давление аккумуляирования, МПа	Удельные капиталовложения в ёмкость данного объёма, руб./м ³		
	100 м ³	400 м ³	800 м ³
2,2	48460	18030	12910
4,2	55800	23730	18750
6,4	62600	30610	24240
8	—	—	28770

Результаты расчетов удельных капиталовложений в ёмкости с учётом изготовления, монтажа, обвязки автоматикой и подземного расположения на глубине 100 м в отношении к единице массы хранения водорода и кислорода соответственно при температуре 27°С приведены в табл. 3, 4.

Таблица 3

Удельные капиталовложения в ёмкости хранения объёмом 100, 400 и 800 м³ в отношении к единице массы хранения водорода при температуре 27°С

Давление аккумуляирования, МПа	Удельные капиталовложения в ёмкость данного объёма, руб./кг Н ₂		
	100 м ³	400 м ³	800 м ³
2,2	28560	10620	7610
4,2	17460	7420	5870
6,4	12950	6270	4965
8	—	—	4700

Таблица 4

Удельные капиталовложения в ёмкости хранения объёмом 100, 400 и 800 м³ в отношении к единице массы хранения кислорода при температуре 27°С

Давление аккумуляирования, МПа	Удельные капиталовложения в ёмкость данного объёма, руб./кг О ₂		
	100 м ³	400 м ³	800 м ³
2,2	1715	640	460
4,2	1015	430	340
6,4	745	365	290
8	—	—	270

Выводы

1. В процессе производства и накопления водорода и кислорода существует вероятность утечки водорода в среду кислорода, или наоборот. Способствующим этому фактором может послужить как неисправность технологической системы, так и человеческий фактор. По этой причине в составе водородного энергетического комплекса система хранения водорода и кислорода представляет собой взрывной потенциал большой мощности. При этом мощность взрыва соответствует возникновению взрывной волны с полными, тяжелыми и средними разрушениями в радиусе 19300 м.

2. С целью достижения безопасности обращения с технологией накопления водорода и кислорода и исключения поражающего фактора взрывной волны на объекты производственной инфраструктуры в случае высвобождения энергии взрыва необходимыми являются разработка и использование подземного расположения емкостей с накопленными водородом и кислородом. При этом требуется наличие технических приспособлений для максимального погашения давления взрывной волны на случай её возникновения.

3. По проведенным оценкам по удельным капиталозатратам в условиях подземного размещения ёмкостей хранения водорода и кислорода на глубине до 100 м наиболее эффективным является давление аккумуляирования порядка 6–8 МПа при объёме ёмкости 400–800 м³.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аминов Р. З., Байрамов А. Н. Системная эффективность водородных циклов на основе внепиковой электроэнергии АЭС // Изв. РАН. Энергетика. 2011. № 4. С. 52–61.
2. Аминов Р. З., Байрамов А. Н., Шацкова О. В. Оценка эффективности водородных циклов на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Теплоэнергетика. 2009. № 11. С. 41–45.
3. Пат. 2427048 Российская Федерация, МПК⁷ F 22B 1/26, G 21D5/16, F 01K3/18. Система сжигания водорода для паро-водородного перегрева свежего пара в цикле атомной электрической станции / Аминов Р. З., Байрамов А. Н. ; заявители и патентообладатели Аминов Р. З., Байрамов А. Н. – № 2009117039/06 ; заявл. 04.05.2009 ; опубл. 20.08.2011, Бюл. № 23. – 8 с.
4. Водород. Свойства, получение, хранение, транспортирование, применение : справ. издание / Д. Ю. Гамбург, В. П. Семенов, Н. Ф. Дубовкин, Л. Н. Смирнова М. : Химия, 1989. 672 с.
5. Аминов Р. З., Байрамов А. Н. Оценка удельных капиталовложений в цилиндрические ёмкости для хранения газообразного водорода // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2007. № 5–6. С. 69–77.
6. Бесчастнов М. В. Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение. М. : Химия, 1991. 432с.
7. Водяник В. И. Взрывозащита технологического оборудования. М. : Химия, 1991. 257 с.
8. Бакиров Р. О. Динамический расчёт и оптимальное проектирование подземных сооружений. М. : Стройиздат, 2002. 464 с.

УДК 620.1

МЕТОДИКА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ ПОКРЫТИИ ПЕРЕМЕННОГО ГРАФИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

А. И. Кожевников

Саратовский научный центр РАН

Неравномерность суточных графиков электропотребления и возрастающая доля в структуре генерирующих мощностей атомных электростанций ужесточают режимные требования к оборудованию тепловых электростанций. Газотурбинные установки по своим маневренным характеристикам в большей степени приспособлены к таким условиям работы по сравнению с паротурбинным оборудованием.

Цель решения задачи оптимизации режима работы газотурбинной электростанции заключается в минимизации эксплуатационных издержек и капитальных затрат. При этом достаточно рассматривать только часть издержек, зависящую от режима работы, а издержки, практически не зависящие от режима работы, при оптимизации не учитывать. В настоящее

время к издержкам газотурбинной электростанции, зависящим от режима, относятся, главным образом, издержки на топливо. Как правило, это является единственным параметром, по которому проводят оптимизацию режима работы. Оптимизация по топливной составляющей издержек заключается в оптимизации распределения нагрузки между генерирующим оборудованием, что, в свою очередь, реализуется либо посредством варьирования нагрузки на всех работающих агрегатах, либо выводом части агрегатов в резерв с последующей более полной загрузкой оставшегося в работе оборудования. Резко переменный режим работы, пуско-остановочные операции, работа на частичных нагрузках значительно влияют на ресурс газовых турбин, а следовательно, меняются эксплуатационные издержки на ремонт оборудования и капитальные затраты на его замену. Таким образом, для комплексной оценки режимов работы газотурбинной электростанции и выбора наиболее предпочтительных из них необходимо, помимо топливной составляющей затрат, рассматривать и затраты, связанные с изменением ресурса.

В общем случае задачу поиска оптимального режима работы энергетического оборудования можно записать следующим образом:

$$Z_{\text{СУМ}} = Z_{\text{Т}} + Z_{\text{РЕС}} \rightarrow \min ,$$

где $Z_{\text{Т}}$ – топливные затраты; $Z_{\text{РЕС}}$ – затраты, связанные с уменьшением ресурса.

Топливные затраты выражаются соотношением

$$Z_{\text{Т}} = B_{\text{Т}} \cdot C_{\text{Т}} \cdot \tau_{\text{РАБ}}, \quad (1)$$

где $B_{\text{Т}}$ – расход топлива; $C_{\text{Т}}$ – стоимость топлива; $\tau_{\text{РАБ}}$ – продолжительность работы оборудования.

Затраты, связанные с выработкой ресурса:

$$Z_{\text{РЕС}} = Z_{\text{РЕМ}} + Z_{\text{ЗАМ}}, \quad (2)$$

где $Z_{\text{РЕМ}}$ – затраты, связанные с ремонтом оборудования; $Z_{\text{ЗАМ}}$ – капиталовложения при замене оборудования после выработки его ресурса.

Затраты на ремонт и на замену оборудования можно определить по следующим формулам:

$$Z_{\text{РЕМ}} = \frac{T_{\text{ЭКВ}}}{T_{\text{РЕМ}}} \cdot \alpha_{\text{Р,ГТ}} \cdot C_{\text{ГТ}} \quad \text{и} \quad Z_{\text{ЗАМ}} = \frac{T_{\text{ЭКВ}}}{T_{\text{РЕС}}} \cdot C_{\text{ГТ}},$$

где $T_{\text{ЭКВ}}$ – эквивалентное число часов работы оборудования за расчетный период; $T_{\text{РЕМ}}$ – период между капитальными ремонтами; $\alpha_{\text{Р,ГТ}}$ – доля затрат на капитальный ремонт; $C_{\text{ГТ}}$ – стоимость оборудования; $T_{\text{РЕС}}$ – назначенный ресурс оборудования.

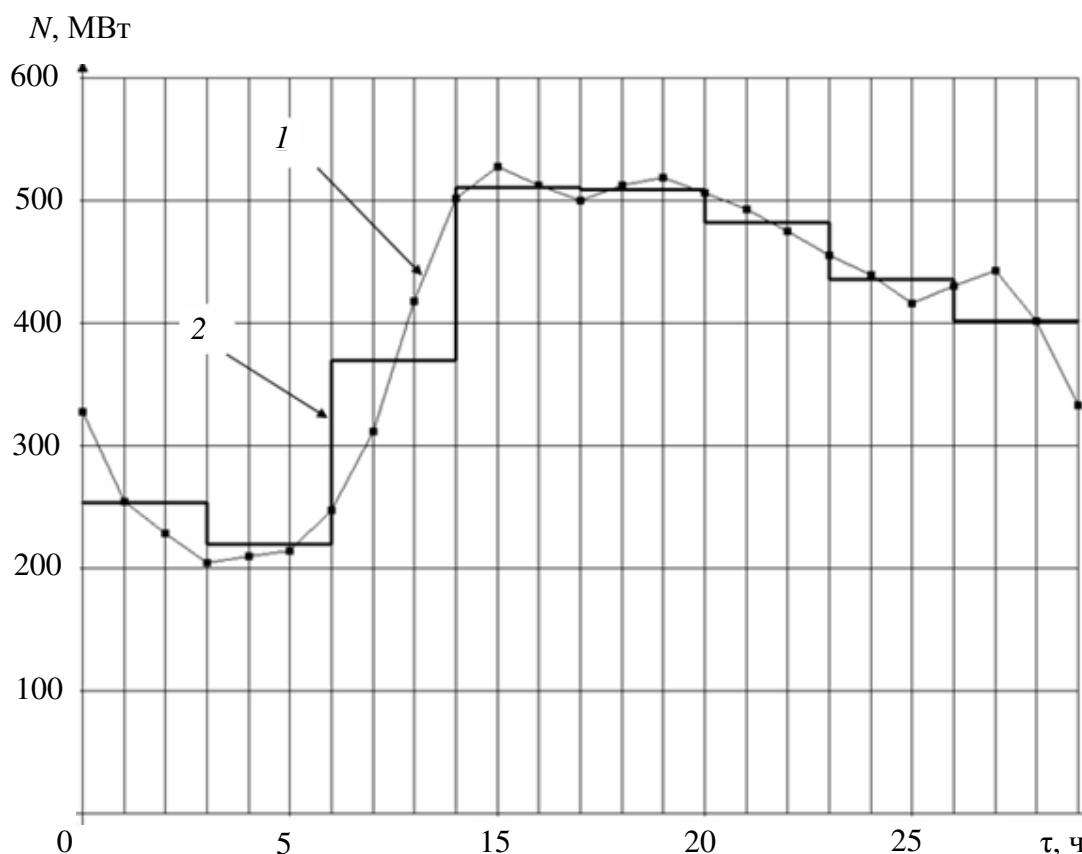
Значение $T_{\text{ЭКВ}}$ определяет то число часов, которое ГТУ проработала бы в базовом режиме, получив при этом то же снижение ресурса, что и при работе в рассматриваемом режиме. Таким образом, указанный показатель дает возможность оценить воздействие различных режимов работы ГТУ и привести их к одной размерности. Значение $T_{\text{ЭКВ}}$ может быть как больше

фактического времени работы (в случае частых пусков и остановов), так и меньше его (при длительной работе на пониженных нагрузках). Эквивалентное число часов работы оборудования определяется следующим соотношением [1]:

$$T_{\text{ЭКВ}} = \sum_{i=1}^I a_i \cdot n_i + \sum_{j=1}^J b_j \cdot \tau_j,$$

где a_i – коэффициент для i -го типа пуска; n_i – число пусков – i -го типа; I – общее число пусков за расчетный период; b_j – коэффициент для j -го режима работы; τ_j – время работы оборудования на j -м режиме; J – общее число режимов работы оборудования за расчетный период.

В качестве примера рассмотрим электрическую станцию с 4 газовыми турбинами по 150 МВт. Предположим, что необходимо покрыть суточный график нагрузки, изображенный на рисунке.



Суточный график нагрузки

Условимся, что нет никаких ограничений по допустимому уровню надежности электроснабжения потребителю, т.е. число выводимых в резерв агрегатов будет обусловлено лишь текущей требуемой мощностью.

Для простоты разделим непрерывный график нагрузки (линия 1) на 8 частей, каждая из которых соответствует постоянному уровню мощности (ломаная 2). Требуется найти оптимальный вариант прохождения этого су-

точного графика. Рассмотрим первую часть графика (от 0 до 3 часов). Этот участок можно покрыть, используя 2, 3 или 4 газовые турбины. Определим затраты согласно формулам (1) и (2) для варианта с использованием 2 турбин. При этом будем иметь в виду, что график нагрузки дает возможность вывести в резерв 2 турбины на 6 часов. Учитывая это обстоятельство, получим следующие значения для Z_T и Z_{PEC} :

$$Z_T = 2 \cdot 39043,12 \text{ руб.};$$

$$Z_{PEC} = 31050 \cdot 0,813 \cdot 2 + 31050 \cdot 0,761 \cdot 2 + 2 \cdot 76360,22 = 250465,84 \text{ руб.},$$

следовательно, суммарные затраты $Z_{сум} = 328552,08 \text{ руб.}$

При расчете вариантов с 3 и 4 турбинами для приведения к равным условиям будем рассматривать только первые 6 часов суточного графика нагрузок. Результаты расчетов сведены в таблицу.

Результаты расчетов вариантов ГТУ при прохождении провальной части графика нагрузки

Затраты, руб.	Количество ГТУ		
	2	3	4
Топливные	78086,24	90010,13	104752,7
Ресурсные	250465,84	211800,32	176239,8
Суммарные	328552,08	301810,45	280992,6

Как видно из таблицы, если проводить оптимизацию лишь по топливной составляющей Z_T , то наиболее выгодным является вариант с использованием 2 турбин. С учетом же выработки ресурса оптимальным будет вариант с 4 турбинами.

Рассчитывая аналогичным образом остальные части графика нагрузок, можно получить оптимальный режим работы газотурбинной станции в течение данных суток.

В ы в о д

Приведена методика выбора оптимального режима работы газотурбинной электростанции при покрытии переменной части графика нагрузки по критерию наименьшей суммы топливных затрат и затрат, связанных со снижением ресурса от пуско-остановочных операций и работы на частичных нагрузках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Радин Ю. А., Конторович Т. С. Использование принципа эквивалентной наработки для оценки надежности оборудования ПГУ // Электрические станции. 2012. № 1. С. 16–18.

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕМЕННЫХ НАГРУЗОК НА НАДЕЖНОСТЬ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ ЭНЕРГООБЛОКОВ ТЭС

Е. Ю. Бурденкова

Саратовский научный центр РАН

С ростом мощности энергосистем, изменением структуры генерирующих мощностей и разуплотнением графиков нагрузки покрытие переменной части этих графиков становится все более сложной задачей.

Если ранее для покрытия переменной части графика нагрузок использовались в основном гидроэлектростанции и малоэкономичные турбоустановки, а оставшаяся часть провалов нагрузки сравнительно легко покрывалась за счет некоторого разгружения остального оборудования, то в новых условиях этого оказывается недостаточно, в связи с чем необходимо привлечение паротурбинных энергоблоков к участию в глубоком регулировании мощности энергосистем [1].

Ввиду большой неравномерности суточных графиков электрической нагрузки современные энергетические блоки значительную часть года работают на частичных нагрузках.

В процессе эксплуатации турбин в условиях высокой маневренности наблюдаются повреждение лопаточного аппарата (повреждение выходных кромок направляющих и рабочих лопаток), заносы солями каналов между лопатками, что приводит к снижению мощности турбины вследствие перераспределения теплоперепада по ступеням, повреждение гребней надбандажных и диафрагменных уплотнений [2].

Эрозионно-коррозионные повреждения (ЭКП) элементов проточных частей турбин – наиболее распространенный вид повреждений, затронувших около 40% обследованных турбин [3]. Очевидно, что рост ЭКП в последнее время обусловлен, прежде всего, увеличением времени работы турбин с частичными электрическими нагрузками, а также длительным простоем турбин в резерве. Пуск основного оборудования после длительного простоя в резерве всегда сопряжен с появлением в тракте растворимых и нерастворимых примесей.

Отсутствие консервации оборудования во время простоев, так же как некачественное или несвоевременное ее проведение, способствует увеличению продолжительности выноса загрязнений в пароводяной тракт. Водорастворимые примеси в большинстве своем начинают проявлять разрушительное действие на лопаточный аппарат, начиная со ступеней, работающих в зоне фазового перехода. Механические примеси оказывают воздействие на весь лопаточный аппарат: с одной стороны, за счет своих абразивных свойств, а с другой – стимулируя формирование центров конденсации влаги (более раннее выделение жидкой фазы из двухфазного потока,

усиливающее ударное воздействие капель, кавитационные явления, коррозионное растрескивание металла под напряжением). Из-за наличия механических примесей в паре эрозионному износу подвержены и элементы парораспределения, регулирующие ступени (РС) и ступени давления ЦВД, заведомо постоянно работающие в зоне перегретого пара (Череповецкая ГРЭС, Сормовская ТЭЦ, Владимирская ТЭЦ, Ивановская ТЭЦ-3, ТЭЦ-26 и 25, Мосэнерго и ряд других). При работе на малых нагрузках, когда открыты 1–2 регулирующих клапана (РК), больше страдает сопловой аппарат и рабочие лопатки (РЛ) РС ЦВД (на РС срабатывается максимальный тепловой перепад), а при нагрузках, близких к максимальным, в зону эрозионных повреждений могут войти ближние к РС ступени давления. Наличием механических примесей в паре можно объяснить и встречавшееся ранее крайне редко явление эрозии дисков у разгрузочных отверстий со стороны паровпуска (диск РС турбины Т-100 №3 Владимирской ТЭЦ).

Повреждения коррозионного характера в подавляющем большинстве случаев связаны с недостатками или отсутствием консервации турбин при их простое (Вологодская ТЭЦ, Шарьинская ТЭЦ, Костромаэнерго, Ивановская ТЭЦ, Воронежская ТЭЦ-1 и др.). Преобладающее количество коррозионных явлений приходится на ступени фазового перехода, где объем повреждений суммируется за счет их накопления в рабочих режимах в результате воздействия первичного конденсата и в режимах останова от стояночной коррозии.

Подавляющее большинство турбин, имевших длительные простои, получили коррозионные повреждения концевых уплотнений (усики и заплечики сегментов, пружины, канавки на валах), что свидетельствует о несовершенстве схем и видов консервации лабиринтовых уплотнений. Практика показала (Первомайская ТЭЦ, Тулэнерго), что наибольший эффект дает консервация с помощью инертного газа.

При пуске турбоагрегата после ремонта и наборе нагрузки могут наблюдаться электроэрозионные повреждения, признаки и природа которых достаточно подробно описаны и проанализированы в [4, 5]. Одной из причин этих повреждений являются нарушения в пуско-остановочных режимах.

Для того чтобы установить связь между маневренностью и надежностью энергоблоков, воспользуемся аппаратом корреляционного анализа [6].

Для ротора высокого давления (РВД) при пусках из горячего состояния (ГС), неостывшего состояния (НС) и холодного состояния (ХС) характерно возникновение зон максимальной интенсивности напряжений как на осевой расточке ротора диска первой ступени РВД, так и в зоне передних концевых уплотнений в момент выхода блока на номинальную мощность 200 МВт ($\tau=113$ мин) [8] (табл. 1).

Общий уровень температур в рабочей части РВД составляет 509°C , на валу в зоне передних концевых уплотнений – порядка $282\text{--}327^{\circ}\text{C}$.

Таблица 1

**Напряжения, возникающие в РВД при пуске энергоблока К-200-130-1,3 ЛТЭС
из различных тепловых состояний**

Тепловое состояние перед пуском	Длительность простоя, ч	Напряжение на осевой расточке ротора диска первой ступени РВД $\sigma_i^{\text{ос.раст}}$, МПа	Напряжение в зоне передних концевых уплотнений $\sigma_i^{\text{п.к.упл}}$, МПа
ГС	6–10	125–119	178–180,2
НС	15–20, 30–35	113–131,9	145,5–148,3
ХС	50–60	124–137	142,7–148,1

Установим силу корреляционной связи, используя статистику пусков, по данным Луганской ТЭС для энергоблоков № 11, 13–15 и т.д. из различного теплового состояния [6, 7] (табл. 2), расчетную поврежденность высокотемпературных элементов паровой турбины, проведенную по ранее полученным результатам теплового, напряженно-деформированного состояния роторов для различных пусковых режимов (табл. 3).

Таблица 2

Характеристика работы паровых турбин К-200-130-1,3 ЛТЭС

Номер блока	Год ввода в эксплуатацию	Наработка, ч	Статистика пусков, шт.		
			ГС	НС	ХС
11	1963	280387	661	263	292
13	1968	246901	748	250	279
15	1969	246395	619	170	238

Таблица 3

**Расчетная поврежденность РВД и РСД
паровых турбин К-200-130-1,3 ЛТЭС, %**

Номер блока	РВД	РСД
11	41,0	81,0
13	23,92	21,27
14	5,54	47,83
15	30,30	56

Пусть количество пусков из различных тепловых состояний будет независимой переменной x_k , $k = 1 \dots 4$; зависимой переменной становится степень поврежденности высокотемпературных элементов y_k . Взаимосвязь между анализируемыми факторами сложная, так как на их взаимодействие влияют неучтенные случайные величины, например, такие как возможные ошибки оперативного персонала, производственные дефекты, выработка турбиной паркового ресурса и т.д. Такая связь может проявиться при большом количестве случаев. При корреляционной связи каждому значению аргумента соответствуют случайно распределенные в некотором интервале значения функции. Например, некоторое увеличение аргумента повлечет за собой лишь среднее увеличение или уменьшение (в зависимо-

сти от направленности) функции, тогда как конкретные значения у отдельных единиц наблюдения будут отличаться от среднего. Очевидно, что количество пусков влияет на поврежденность. Но для каждого конкретного энергоблока одно и то же количество пусков из определенного теплового состояния вызовет разную поврежденность, так как во взаимодействии находится еще целый ряд факторов (дата ввода в эксплуатацию, соответствие пуска нижней или верхней границе диапазона длительности простоя и др.), которые и формируют конечный результат. Однако в среднем такая связь наблюдается – увеличение числа пусков влияет на поврежденность. Это прямая или положительная связь, так как зависимая переменная растет с увеличением факторного признака.

Составим корреляционную таблицу для числа пусков из ГС и степени поврежденности РВД (табл. 4).

Таблица 4

**Корреляционная таблица для числа пусков из ГС
и степени поврежденности РВД**

Показатель	Номер энергоблока			
	1	2	4	5
Число пусков из ГС, шт.	661	748	619	188
Поврежденность РВД, %	41	23,92	30,3	6,64

Вычислим коэффициент корреляции для случая связи поврежденности РВД и РСД с числом пусков из ГС по формуле

$$R_{x,y} = \frac{(M_{xy} - M_x \times M_y)}{S_x \times S_y},$$

где M_x и M_y – оценка среднего по x и y соответственно, S_x , S_y – отклонение каждой варианты от среднего. Они рассчитываются следующим образом:

$$M_x = \frac{1}{n} \times \sum_{k=1}^n x_k; \quad M_y = \frac{1}{n} \times \sum_{k=1}^n y_k; \quad M_{xy} = \frac{1}{n} \times \sum_{k=1}^n x_k \times y_k;$$

$$S_x = \sqrt{\frac{1}{n} \times \sum_{k=1}^n x_k^2 - M_x^2}; \quad S_y = \sqrt{\frac{1}{n} \times \sum_{k=1}^n y_k^2 - M_y^2}.$$

Проверяем значимость коэффициента корреляции (гипотезу зависимости) с помощью t -критерия:

$$t = R_{x,y} \times \frac{\sqrt{(n-2)}}{\sqrt{(1-R_{x,y}^2)}}, \quad (1)$$

где $n - 2$ – число степеней свободы.

Случайная величина t следует t -распределению Стьюдента. По таблице t -распределения необходимо найти критическое значение критерия ($t_{кр. \alpha}$) при заданном уровне значимости α . Уровень значимости – допустимая для данной задачи вероятность ошибки первого рода (ложнополо-

жительного решения, false positive), т. е. вероятность отклонить нулевую гипотезу, когда на самом деле она верна. В качестве нулевой выступает гипотеза об отсутствии взаимосвязи или корреляции между исследуемыми переменными. Если вычисленное по формуле (1) t по модулю окажется близко к $t_{кр. \alpha}$, то экспериментальные данные не противоречат гипотезе о зависимости между случайными величинами x_k и y_k .

Проведем подобные расчеты для количества пусков из различных тепловых состояний и установим силу их взаимосвязи с поврежденностью высокотемпературных элементов паровых турбин. Сведем полученные результаты в табл. 5.

Таблица 5

Расчетное значение коэффициента корреляции и t -критерия Стьюдента для пусков из различных тепловых состояний для РВД и РСД паровых турбин К-200-130-1,3 ЛТЭС

Тепловое состояние перед пуском	РВД		РСД	
	$R_{x,y}$	t	$R_{x,y}$	t
ГС	0,7941	3,04	0,3	0,4409
НС	0,8459	4,21	0,4313	0,7493
ХС	0,8904	6,0805	0,734	2,2509

Коэффициент корреляции принимает значения в интервале от -1 до $+1$. Принято считать, что если $|R_{x,y}| < 0,30$, то связь слабая; при $|R_{x,y}| = (0,3 \div 0,7)$ – средняя; при $|R_{x,y}| > 0,70$ – тесная. Когда $|R_{x,y}| = 1$ – связь функциональная. Если же $R_{x,y}$ принимает значение около 0, то это дает основание говорить об отсутствии линейной связи между y и x (рис. 1, 2). Однако в таком случае возможно нелинейное взаимодействие, что требует дополнительной проверки и других измерителей.

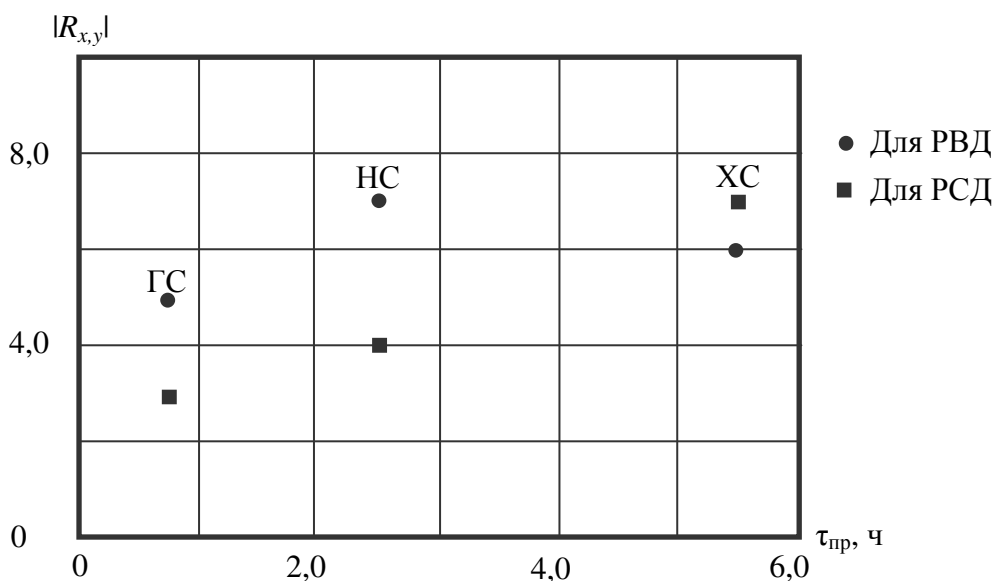


Рис. 1. Зависимость коэффициента корреляции от среднего времени простоя блока при пуске из различных тепловых состояний для РВД и РСД энергоблока К-200-130-1,3

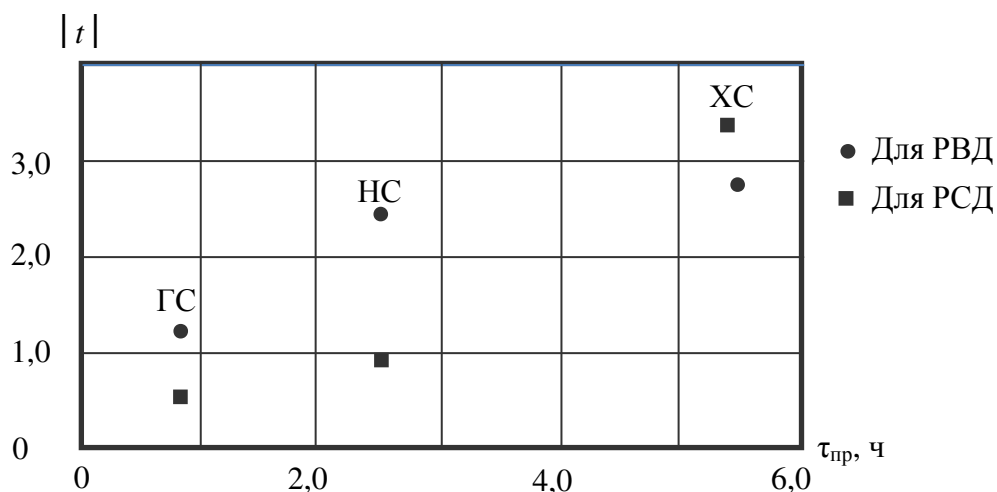


Рис. 2. Зависимость t -критерия Стьюдента от среднего времени простоя блока при пуске из различных тепловых состояний для РВД и РСД энергоблоков К-200-130-1,3

Результаты оценки взаимосвязи между числом пусков из различных температурных состояний и поврежденностью РВД и РСД паровых турбин К-200-130-1,3 ЛТЭС приведены в табл. 6.

Таблица 6

Оценка взаимосвязи между числом пусков из различных температурных состояний и поврежденностью РВД и РСД паровых турбин К-200-130-1,3 ЛТЭС

Статистика пусков	РВД	РСД
ГС	Сильная	Слабая
НС	Сильная	Средняя
ХС	Сильная	Сильная

Анализируя результаты, приведенные в табл. 6, можно сделать вывод о том, что связь между поврежденностью РВД и количеством пусков из различных тепловых состояний средняя по силе, причем РВД больше повреждается при пусках из нагретого состояния, когда длительность простоя перед пуском составляет 15 – 20, 30 – 35 ч, и меньше повреждается при пусках из горячего состояния (длительность простоя 6 – 10 ч).

Что касается РСД, то больше всего этот высокотемпературный элемент повреждается при пусках из холодного состояния, здесь связь между количеством пусков из этого температурного состояния и поврежденностью значительная. Связь поврежденности РСД с количеством пусков из горячего состояния – слабая, из нагретого состояния – средняя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Плоткин Е. Р., Лейзерович А. Ш. Пусковые режимы паровых турбин энергоблоков. – М., 1980.
2. Котульская О. В., Парамонова Т. Н., Диагностирование теплового состояния турбин большой мощности // Вісник СевНТУ: зб. наук. пр. Вип. 120/2011. Серія: Механіка, енергетика, екологія. – 2011.
3. Поздышев А. А., Рабенко В. С., Мошкарин А. В. Повышение надежности работы оборудования. Особенности повреждений стареющего парка паровых турбин // Энергосбережение и водоподготовка. – 2004. – № 4(31).
4. Электроэрозия турбоагрегатов / Л. П. Сафонов, А. А. Вол, В. В. Малеев и др. // Теплоэнергетика. – 1986. – № 6.
5. Дементьев В. А. Исследование подшипниковых токов турбоагрегатов большой мощности // Электрические станции. – 1980. – № 7.
6. Чернова Т. В. Экономическая статистика: учебное пособие. – Таганрог, 1999.
7. Черноусенко О. Ю. Управление остаточным ресурсом элементов паровой турбины К-200-130 ЛМЗ // Энергетика та Електрифікація. – 2009. – № 3.
8. Черноусенко О. Ю. Остаточный ресурс высокотемпературных элементов паровой турбины К-200-130 ЛМЗ // Энергетические и теплотехнические процессы и оборудование. – 2009. – № 3.

УДК 621.311.26

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСОВ НА БАЗЕ АЭС С ВОЗДУШНО-АККУМУЛИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКОЙ

З. Ю. Новикова^{1,2}, В. А. Хрусталева^{1,2}

¹ Саратовский научный центр РАН

² Саратовский государственный технический университет

Геоэкологические условия многих регионов России потенциально удовлетворяют совокупным требованиям сооружения – воздушно-аккумулирующих установок (ВАУ). Сдерживающим фактором, как известно, при сооружении ВАУ является отсутствие больших естественных емкостей для закачки воздуха.

В [1] показано, что в европейской части России имеется много площадей с пористо-водоносными пластами, выложенными интенсивно закарстованными и трещиноватыми породами. В таких хранилищах максимально допустимое давление будет определяться глубиной залегания пласта и свойствами кровли.

Наибольший эффект можно получить, применяя ГТУ с аккумулярованием сжатого воздуха при одновременном комбинировании их с паротурбинными установками. Это обеспечивает существенное демпфирование графика нагрузки, поскольку мощность воздушного компрессора составляет более половины всей мощности, развиваемой газовой турбиной.

Энергоблок, сочетающий схемы воздушно-аккумулирующей газотурбинной установки (ВАГТУ) и АЭС, в часы провала графика нагрузки может работать по двум вариантам эксплуатации:

1. АЭС работает в базовом режиме, ГТУ полностью разгружена. Часть электроэнергии, вырабатываемой базовым блоком АЭС, расходуется с шин блока на электропривод компрессора, и сжатый воздух закачивается в специальное хранилище.

2. АЭС работает в базовом режиме, ГТУ частично разгружена. Электроэнергия на электропривод компрессора, работающего в полную мощность, берется от электрогенератора ГТУ и с шин блока АЭС. Сжатый воздух закачивается в специальное хранилище.

В период максимума нагрузки этот воздух (при остановленном компрессоре) подается из хранилища в камеру сгорания ГТУ. При этом вся мощность ГТ используется для привода электрогенератора. Выработка электроэнергии такой ГТУ в составе энергокомплекса в часы максимума нагрузки увеличивается более чем в 2 раза, а в часы минимума от этой ПГУ снижается отпуск электроэнергии в сеть. Потребление электроэнергии в ночные часы из общей сети для привода компрессора, например при переводе генератора остановленной ГТУ в двигательный (моторный) режим, увеличивает ночью загрузку других электростанций системы, снижает удельный расход топлива на них и экономит дефицитный газ.

Зарядка воздухохранилища (ВХ) может происходить за счет электроэнергии с генераторного напряжения ПТУАЭС либо от генератора ГТУ, работающего в моторном режиме, или закачкой воздуха напрямую от компрессора с направлением части воздуха на камеру сгорания. Выбор наилучшего варианта требует анализа потерь электроэнергии при трансформации с учетом изменяющихся КПД ВАГТУ и ее технико-экономических показателей. Очевидно, что рост КИУМ по тепловой мощности реакторной установки (РУ) выгоднее, чем аналогичный рост этого показателя для ГТУ, с учетом соотношения единичных мощностей, КПД ГТУ, ПТУ и ПГУ в целом, а также соотношения топливной и капитализированной долей в затратах энергоустановок этих типов.

Принципиальная схема ВАГТУ приведена на рис. 1. При подаче воздуха в хранилище осуществляется его охлаждение примерно до 50°C в конечном охладителе (X_K) во избежание больших потерь на испарение влаги. При отборе воздуха из хранилища перед подачей в камеру сгорания он нагревается в регенераторе за счет использования теплоты уходящих газов ГТУ [2].

Для ВАГТУ (рис. 2) в отличие от ГАЭС отношение $\mathcal{E}_{\text{раз}}/\mathcal{E}_{\text{зар}} > 1$, поскольку в цикле ВАГТУ топливо потребляется не только при зарядке, но и при разрядке. Системная экономия в этом случае, как и при ГАЭС, обусловлена более полной загрузкой энергоустановок АЭС, для которых может быть выделена более базисная часть графика, а также расширением регулировочного диапазона [3].

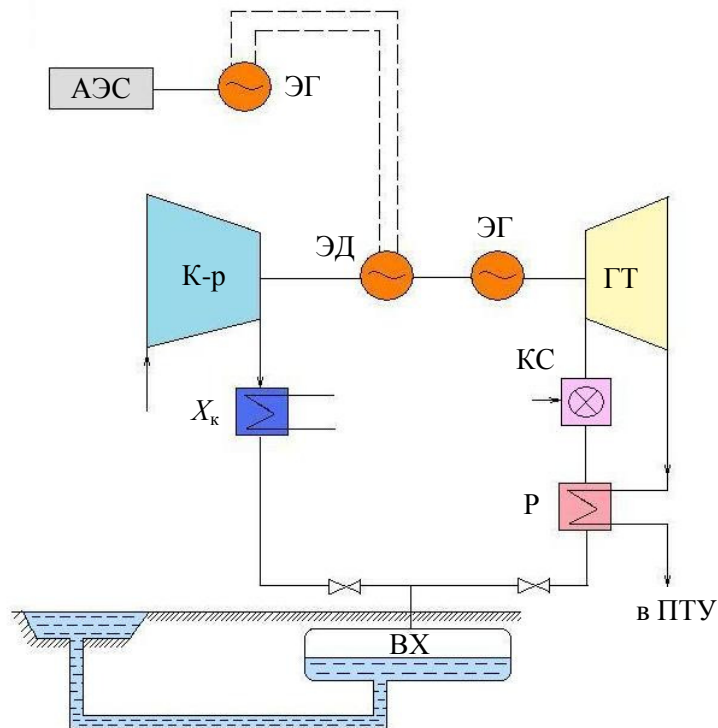


Рис. 1. Принципиальная схема ВАГТУ: К-р – компрессор; ЭД – электродвигатель; ГТ – газовая турбина; ЭГ – электрогенератор; КС – камера сгорания; Р – регенератор; ВХ – воздухохранилище; X_k – конечный охладитель воздуха

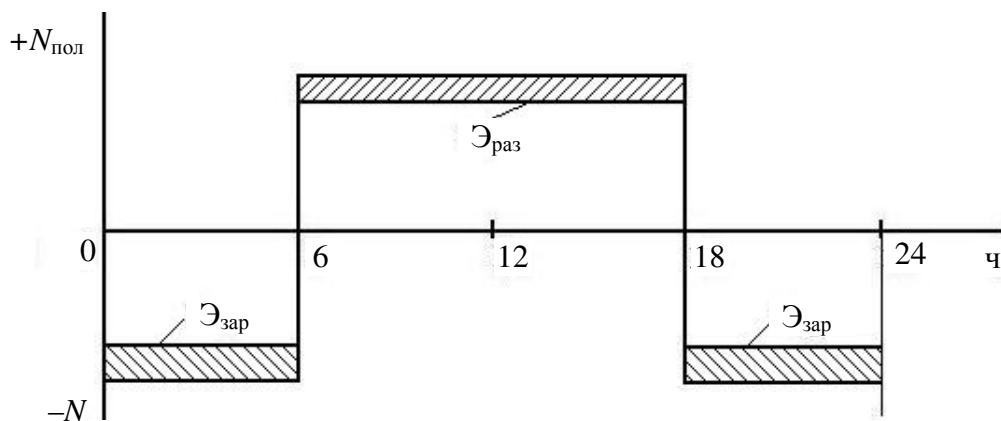


Рис. 2. Режимно-нагрузочная диаграмма ВАГТУ с суточной аккумуляцией воздуха

Из соотношения цен на ядерное и газовое топливо в России в эквиваленте условного топлива за последние годы ($C_{\text{газ}}^y < C_{\text{я}}^y$) следует, что для закачки воздуха выгоднее схема питания компрессора (в том числе независимого) от генераторного напряжения турбоустановки АЭС в составе блока ПГУ. Поскольку значение ($C_{\text{я}}^y / C_{\text{газ}}^y$) в России на сегодня не превышает 0,25, то в составе энергокомплекса следует дополнительно загружать, пре-

жде всего, паротурбинное оборудование АЭС в пиковый и провальный периоды.

На работу сжатия существенное влияние оказывает способ аккумуляции и последующего использования воздуха. Наиболее благоприятным с точки зрения работы компрессора является аккумуляция при постоянном давлении воздуха в хранилище ($p=\text{const}$). Однако это требует сооружения хранилищ специальной конструкции с использованием гидростатического давления водяного столба и не всегда технически осуществимо. Проще выполнять аккумуляцию при постоянном объеме ($v=\text{const}$). Последний вариант менее экономичен, поскольку закачку воздуха необходимо производить при повышенном давлении, а следовательно, и большей работе сжатия, что приводит к росту удельного расхода топлива b_{BAU} [2].

Эффективность ВАГТУ может быть существенно увеличена. Так, при сооружении ГТУ с аккумуляцией сжатого воздуха в естественных водоносных пластах в непосредственной близости от базовой АЭС достигают следующих преимуществ:

- надежный источник бесперебойного электроснабжения ответственных потребителей при секционировании и соответственном упорядочении работы воздухохранилища;
- возможность использования внепиковой дешевой электроэнергии АЭС для закачки воздуха в хранилище и привода компрессора;
- возможность использования ВАГТУ в качестве маневренного энергоисточника.

В качестве воздушных емкостей могут использоваться водоносные пласты, образующие естественные хранилища. При этом не требуется значительных затрат времени и средств на их обустройство.

Пригодны ограниченные водоносные пласты, содержащие воду между верхними и нижними водонепроницаемыми слоями. Их преимущество: не нужна гидравлическая компенсация, нет опасности обрушения верхнего свода и крупной выемки грунта. Вместе с тем, в таких пластах эффективно можно использовать только часть хранилища.

Плотность сжатого воздуха меньше плотности воды, поэтому под действием сил гравитации сжатый воздух вытесняется в верхнюю зону резервуара, что при наличии сводов ограничивает распространение воздуха в поперечном направлении.

Давление воздуха в водоносном пласте зависит от его геометрических характеристик и исходного давления жидкости. Изменение давления для дневных циклов хранения воздуха частично зависит от характеристик емкости, а также от числа скважин для отбора и закачки, размеров воздушной подушки в резервуаре.

Критическая характеристика в процессе выбора подходящих мест для хранения воздуха – это проницаемость, которая не должна превышать всего нескольких Дарси (или $\text{г/см}^2\text{с}$ – Дс). В работе Г. Г. Ольховского [1] по-

казано, что для хранения воздуха можно использовать также вымытые в соляных пластах пещеры, полости в скальных породах. Однако преимущество водоносных пластов состоит в том, что при достаточной воздушной подушке давление воздуха, поступающего к турбинам, постоянно и не требуется дросселирующих устройств; воздух может храниться при высоких температурах, сохраняя большую часть тепла, полученного при сжатии в компрессоре.

Подземные хранилища в пористо-водоносных пластах являются наиболее дешевыми видами воздухохранилищ. Их распространенность также может быть достаточно велика, поскольку интенсивно закарстованные и трещиноватые породы есть почти повсеместно. Глубина залегания пласта и свойства кровли определяют максимально допустимое давление хранилища.

Значительного повышения эффективности газотурбинных установок, в частности входящих в состав ВАГТУ, можно достигнуть, осуществляя их комбинирование с паротурбинными энергоблоками.

Рассмотрим парогазовый энергокомплекс, содержащий АЭС с ВВЭР-1000 и газотурбинную установку ГТЭ-180, тепло уходящих газов которой утилизируется в газоводяном подогревателе (ГВП), замещающем верхний ПВД турбины К-1000/60-25⁻¹ (табл. 1) [4, 5]. Прирост мощности АЭС за счет комбинирования составляет 34,8 МВт. В дневные часы графика нагрузки парогазовая установка максимально загружена. В ночные же часы ГТУ полностью или частично (до 50%, 70%) разгружена.

Таблица 1

Исходные данные парогазового энергокомплекса

Наименование	Обозначение	Размерность	Значение
Мощность ГТЭ-180	$N_{гту}$	МВт	180
Мощность компрессора ГТУ	N_k	МВт	248,04
Расход уходящих газов ГТУ	$G_{ух.г}$	кг/с	602,62
Температура уходящих газов ГТУ	$T_{ух.г}$	°С	544,7
КПД газотурбинной установки	$\eta_{гту}$	%	0,352
Установленная мощность АЭС	$N_{АЭС}$	МВт	1000
КПД АЭС	$\eta_{АЭС}$	%	0,342

Включение ВАУ в энергокомплекс позволит АЭС работать в базовом режиме ночью, а днем получить дополнительный прирост мощности:

$$\Delta N_{доп} = \frac{N_k \cdot \tau_{пр} \cdot \eta_{ак}}{(24 - \tau_{пр})},$$

где N_k – мощность компрессора ГТУ, МВт; $\tau_{пр}$ – часы ночного провала графика нагрузки и, следовательно, часы аккумуляирования сжатого воздуха, ч; $\eta_{ак}$ – КПД аккумуляирования ВАУ.

Найдем регулировочный диапазон и КИУМ ПГУ:

$$КИУМ_{ПГУ} = \frac{\left[\sum_{i=1}^n (N_{(АЭС)i} \cdot \tau_i) + \sum_{j=1}^n (N_{(ГТУ)j} \cdot \tau_j) \right] \cdot (1 - \xi_{сн})}{(N_{АЭС}^y + N_{ГТУ}^y) \cdot 8760},$$

где i, j – количество режимов работы АЭС и ГТУ соответственно; $N_{АЭС}$, $N_{ГТУ}$ – мощности АЭС и ГТУ при соответствующих режимах, МВт; $N_{АЭС}^y$, $N_{ГТУ}^y$ – установленные мощности АЭС и ГТУ, МВт; τ_i, τ_j – количество часов работы АЭС и ГТУ при соответствующих режимах, ч; $\xi_{сн}$ – коэффициент собственных нужд ПГУ.

Результаты расчета парогазового комплекса сведены в табл. 2, 3, 4.

Предложенная структура энергокомплекса АЭС+ГТУ+ВАУ позволяет:

- обеспечивать приемлемый регулировочный диапазон с одновременным покрытием повышенных пиковых нагрузок, что приведет к частично-му замещению нового строительства;
- иметь повышенный коэффициент КИУМ для АЭС и ПГУ в целом, иногда условно превышающий 1, особенно при длительных провалах графика нагрузки;
- обеспечивать бесперебойное энергоснабжение особо ответственных потребителей собственных нужд при отказе штатных резервных источников.

Предложенные способы работы данного энергокомплекса вполне отвечают перспективным требованиям участия АЭС в регулировании графиков нагрузки при одновременном поддержании их высокого КИУМ.

Различные значения периодов пиков нагрузки, покрываемых с помощью ВАУ, приведены в табл. 2. При этом предполагается рост потребных объемов закачки воздуха с увеличением $\tau_{пик}$ при той же «вытесняемой» мощности компрессора. Значения КИУМ для всего комплекса при этом возрастают за счет увеличения выработки ГТУ в пиковом режиме и периода утилизации теплоты уходящих газов ГТ в газоводяном подогревателе (ГВП) с соответственным ростом мощности АЭС. Вместе с тем, снижается (либо прекращается) выработка ГТУ в периоды зарядки воздухохранилища и в связи с этим уменьшается дополнительная выработка в ПТУ АЭС за счет относительного снижения утилизации тепла уходящих газов в ГВП. В расчетах за номинальные установленные мощности принимается: для ГТУ 180 МВт (при температуре наружного воздуха 15°C), для ПТУ АЭС 1000 МВт.

Таблица 2

Мощность АЭС с ПГУ при подключении и без подключения ВАУ

Количество часов пика провала графика нагрузки $\tau_{д/н}, ч$	ПГУ без ВАУ						ПГУ с ВАУ										
	Мощность ГТУ $N_{ГТУ}, МВт$		Мощность АЭС $N_{АЭС}, МВт$		Мощность ПГУ $N_{АЭС}^{исх}, МВт$		Мощность ГТУ $N_{ГТУ}, МВт$			Мощность АЭС $N_{АЭС}, МВт$		Прирост мощности $\Delta N_{доп}, МВт$	Полученная мощность ПГУ $N_{ПГУ}, МВт$				
	День	Ночь	День	Ночь	День	Ночь	День	Нагрузка ночью			День		Ночь	День	Нагрузка ночью		
								0%	50%	70%					0%	50%	70%
16/8	180	откл.	1034,8	1000	1214,8	1000	180	откл.	90	126	1034,8	1017,4	111,62	1326,42	1000	1107	1143
14/10													159,46	1374,26			
12/12													223,24	1438,0			
10/14													312,54	1527,3			

43

Таблица 3

Регулировочные диапазоны мощности ПГУ

Количество часов пика/провала графика нагрузки, ч	Суточный регулировочный диапазон мощности ПГУ без ВАУ, МВт	Суточный регулировочный диапазон мощности ПГУ с ВАУ, МВт		
		Нагрузка ночью ГТУ		
		0%	50%	70%
16/8	214,8	326,42	219,02	183,02
14/10		374,26	266,86	230,86
12/12		438,04	330,64	294,64
10/14		527,34	419,94	383,94

**Сравнение значений коэффициента установленной мощности
при разных схемах работы энергокомплекса**

Количество часов пика/ провала графика нагрузки, ч	Для схемы энергоблока					
	без ВАУ		с ВАУ			
	КИУМ АЭС	КИУМ ПГУ	КИУМ АЭС	КИУМ ПГУ*		
				Нагрузка ночью ГТУ		
				0%	50%	70%
16/8	0,9679	0,9165	0,9734	0,9762	1,0049	1,0145
14/10	0,9652	0,9021	0,9721	0,9767	1,0126	1,0246
12/12	0,9625	0,8878	0,9707	0,9773	1,0203	1,0348
10/14	0,9597	0,8734	0,9693	0,9778	1,0281	1,0449

* Значение КИУМ выше 1 обусловлено отнесением полной выработки энергокомплекса к его установленной мощности.

При оценке допускаемой нагрузки ГТУ в период провала для принятой схемы (без дополнительного компрессора с мотором-генератором и расцепной муфтой на валу «ГТУ-компрессор») следует учитывать следующее балансное ограничение:

$$\overline{N}_{\text{ГТУ}}^{\text{пред}} \leq \frac{\left(\tau_{\text{пр}} - \overline{N}_{\text{к}}^{\text{НОМ}} \cdot \eta_{\text{вау}} \cdot \tau_{\text{пик}} \right) \cdot \eta_{\text{вау}}}{\tau_{\text{пр}}},$$

где $\overline{N}_{\text{ГТУ}}^{\text{пред}}$ – предельная относительная мощность ГТУ в период зарядки воздухохранилища; $\tau_{\text{пр}}$ – часы провала графика нагрузки, ч; $\overline{N}_{\text{к}}^{\text{НОМ}}$ – номинальная относительная мощность компрессора; $\eta_{\text{вау}} = 0,9$ – КПД воздухоаккумулирующей установки.

Оценочные расчеты $\overline{N}_{\text{ГТУ}}^{\text{пред}}$ по приведенной формуле дают результаты при $\tau_{\text{пик}}/\tau_{\text{пр}}$ (отн. ед.):

16/8 → -0,72;

14/10 → -0,234;

12/12 → 0,09;

10/14 → 0,32.

Таким образом, полученные в табл. 2–3 результаты указывают на необходимость установки дополнительного компрессора, в случаях когда продолжительность пикового периода составляет половину и более суток.

Работа ГТУ во время закачки воздуха возможна только на режимах менее $32\% \cdot \overline{N}_{\text{к}}^{\text{НОМ}}$ при соотношении $\tau_{\text{пик}}/\tau_{\text{пр}} = 10/14$ и $9\% \cdot \overline{N}_{\text{к}}^{\text{НОМ}}$ при $\tau_{\text{пик}}/\tau_{\text{пр}} = 10/14$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ольховский Г. Г., Казарян В. А., Столяревский А. Я. Воздушно-аккумулирующие газотурбинные электростанции (ВАГТЭ). М., 2011. 360 с.
2. Андрущенко А. И., Аминов Р. З. Оптимизация режимов работы и параметров тепловых электрических станций : учеб. пособие для студентов теплоэнерг. спец. вузов. М., 1983. 255 с.
3. Хрусталева В. А., Жидков К. П. Режимы работы и эксплуатации ТЭС : учеб. пособие. Саратов, 2000. 176 с.
4. Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые тепловые электростанции. М., 2009. 584 с.
5. Онищенко В. Я. Тепловое аккумулирование энергии на электростанциях. Основы аккумулирования : учеб. пособие. Саратов, 1995. 84 с.

УДК 621.039:536.6

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА И КИСЛОРОДА НА АЭС*

А. Ф. Шкрет, М. В. Гариевский

Саратовский научный центр РАН

Эффективность производства водорода и кислорода на АЭС за счет использования электроэнергии провальной зоны суточного графика электрической нагрузки для электролиза воды можно оценить при экономическом сравнении с вариантом использования внепиковой электроэнергии на ГАЭС. Причем ГАЭС за счет аккумулирования гидроэнергии покрывает частично пиковую зону графика электрической нагрузки.

В последнем варианте учитываются топливные затраты на действующей АЭС при работе в часы ночного провала нагрузки в базовом режиме, по ГАЭС учитываются затраты на её сооружение и постоянные эксплуатационные издержки:

$$Z_1 = Z_{\text{АЭС}}^{\text{т,б}} + Z_{\text{ГАЭС}}^{\text{п}} = N_{\text{ГАЭС}}^{\text{нас}} \cdot \tau_{\text{ГАЭС}}^{\text{нас}} \cdot b_{\text{АЭС}}^{\text{б}} \cdot C_{\text{АЭС}}^{\text{л}} + K_{\text{ГАЭС}}^{\text{уд}} \cdot N_{\text{ГАЭС}}^{\text{тур}} \cdot \delta_{\text{ГАЭС}},$$

где $Z_{\text{АЭС}}^{\text{т,б}}$ – топливные затраты на АЭС при работе в базовом режиме в часы ночного провала нагрузки для обеспечения электроэнергией насосного режима АЭС;

$Z_{\text{ГАЭС}}^{\text{п}}$ – затраты на сооружение и постоянные издержки по ГАЭС;

$\tau_{\text{ГАЭС}}^{\text{нас}}$ – годовое число часов использования установленной мощности ГАЭС в насосном режиме, ч/год;

$b_{\text{АЭС}}^{\text{б}}$ – удельный расход топлива на АЭС при работе в базовом режиме, кг.т./кВт.ч;

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 11-08-00052-а).

$C_{\text{АЭС}}^{\text{Д}}$ – суммарные дисконтированные затраты на топливо на АЭС за расчетный период, долл./ту.т.;

$k_{\text{гаэс}}^{\text{у}}$ – удельные капитальные вложения в ГАЭС, долл./кВт;

$N_{\text{ГАЭС}}^{\text{нас}}$ и $N_{\text{ГАЭС}}^{\text{тур}}$ – мощность ГАЭС в насосном и турбинном (генераторном) режимах соответственно;

$\delta_{\text{ГАЭС}}$ – коэффициент, учитывающий дисконтирование капиталовложений за время строительства и постоянных издержек за рассматриваемый срок эксплуатации ГАЭС.

С учетом вышесказанного затраты по варианту обеспечения АЭС базовой нагрузкой за счет электролиза воды и получения водорода, кислорода и исходного материала для получения тяжелой воды можно определить по следующему выражению:

$$Z_2 = Z_{\text{АЭС}}^{\text{т,б}} + Z_{\text{ЭУХ}} + Z_{\text{ГТУ}} - R_{\text{H}_2} - R_{\text{O}_2} - R_{\text{D}_2\text{O}},$$

где $Z_{\text{ЭУХ}}$ – затраты (на сооружения и постоянные издержки), связанные с электролизом воды, последующим компримированием и временным хранением водорода и кислорода;

$Z_{\text{ГТУ}}$ – затраты на сооружение и функционирование пиковой ГТУ, мощностью равной турбинной мощности ГАЭС ($N_{\text{гаэс}}^{\text{тур}}$) и производством электроэнергии на ней равным $\Xi_{\text{гаэс}}^{\text{тур}}$;

R_{H_2} , R_{O_2} , $R_{\text{D}_2\text{O}}$ – выручка от коммерческой продажи водорода, кислорода и тяжелой воды соответственно.

Дополнительным эффектом для варианта с электролизом воды может быть коммерческая реализация водорода, кислорода и тяжелой воды, полученных при электролизе.

Исходя из разницы затрат по вариантам обеспечения базовой нагрузки АЭС за счет ГАЭС и использования внепиковой электроэнергии для электролиза воды можно оценить суммарную стоимость водорода, кислорода и тяжелой воды при условии равноэффективности этих вариантов:

$$R_{\text{H}_2} + R_{\text{O}_2} + R_{\text{D}_2\text{O}} = Z_{\text{ГТУ}} + Z_{\text{ЭУХ}} - Z_{\text{ГАЭС}}^{\text{п}}.$$

Исходная информация для расчета варианта обеспечения базовой нагрузкой АЭС за счет электролиза воды следующая.

Удельный расход электроэнергии на производство водорода определен по выражению

$$\Xi_{\text{уд}}^{\text{H}_2} = Q_{\text{H}_2} / (860 \times \eta_{\text{ц}}),$$

где $Q_{\text{H}_2} = 28640$ ккал/кг – теплотворная способность водорода;

$\eta_{\text{ц}}$ – общий КПД цикла производства водорода и кислорода за счет электролиза воды, затем последующего их компримирования и временного хранения, $\eta_{\text{ц}} = \eta_{\text{эу}} \cdot (1 - \alpha_{\text{ком}}) \cdot (1 - \alpha_{\text{с/н}})$, где $\eta_{\text{эу}}$ – КПД электролизной установки ($\eta_{\text{эу}} = 60\% \div 75\%$) [1];

$\alpha_{\text{ком}}=0,05$ – доля расхода электроэнергии на компримирование водорода и кислорода для временного хранения;

$\alpha_{\text{с/н}}=0,05$ – доля расхода электроэнергии на прочие собственные нужды цикла.

Для принятых исходных данных в целом КПД цикла составляет $\eta_{\text{ц}} = 54 \div 68\%$, а удельный расход электроэнергии на производство водорода – $\Xi_{\text{уд}}^{\text{H}_2} = 61,7 \div 49$ кВт·ч/кг.

Суточное производство водорода за счет использования внепиковой электроэнергии (мощностью 500 МВт, суточная продолжительность провала 7 ч/сут) составит 56,7 т/сут и 71,4 т/сут соответственно для КПД цикла 54% и 68%.

При этом суточное весовое количество кислорода, получаемого при электролизе воды, соответственно составит 453,6 т/сут и 571,2 т/сут, а тяжелой воды – 55,5 кг/сут и 69,9 кг/сут. Последнее получено исходя из предположения, что для получения 1 т тяжелой воды требуется 60 млн кВт·ч.

На одну полученную тонну водорода при электролизе приходится 8 т кислорода и 0,979 кг тяжелой воды, причем соотношение рыночной цены водорода к кислороду колеблется в пределах 110÷130, в дальнейших расчетах оно принималось равным 120.

Оценим коммерческую стоимость суточного производства водорода, кислорода и тяжелой воды, а также долю каждого из них по рыночным ценам и по себестоимости их производства (табл. 1).

Таблица 1

Оценка удельного веса коммерческой стоимости продукции, получаемой при электролизе воды

Виды продукции	Суточный объем производства продукции, т	Рыночная стоимость и себестоимость продукции, долл./кг	Стоимость суточного объема продукции, тыс. долл.	Удельный вес продукции в суммарной стоимости всех продуктов, %
Водород	56,7	40 – 5	2268 – 283,5	93,0 – 93,1
Кислород	453,6	0,333 – 0,0417	151,05 – 18,9	6,2 – 6,2
Тяжелая вода	0,0555	370 – 36	20,535 – 1,998	0,8 – 0,7

В первом случае мы исходим из предположения, что D₂O можно получить за счет одной технологии на базе электролиза. Во втором случае при электролизе воды, кроме водорода и кислорода, получаем исходный материал для получения тяжелой воды, энергетические затраты на который оцениваются в 36 долл./кг D₂O. Стоимость 1 кг технического газообразного водорода и кислорода принималась в двух вариантах: по рыночной цене баллонного газа в России [2] и себестоимости производства водорода на АЭС [3].

Основную долю коммерческой стоимости продукции электролиза воды занимает водород, что видно из табл. 1. Кислород и тяжелая вода занимают относительно меньшую величину. Промышленное получение тяжелой воды только за счет электролиза экономически не рационально, а её доля в коммерческой стоимости занимает $0,7 \div 0,8 \%$, поэтому суммарные затраты на продукцию электролиза в дальнейшем относили только на водород и кислород.

Себестоимость производства водорода и кислорода за счет электролиза воды зависит от КПД и удельных капиталовложений в электролизеры, затрат на компримирование и временное их хранение, стоимости электроэнергии для электролиза. Технический прогресс также существенно влияет на технико-экономические показатели электролизеров.

Например, по данным [4], удельные капиталовложения в электролизные установки HOGEN (США) мощностью 10–15 кВт составляли 11800 долл./кВт, в установку HGM-2000 (США) мощностью 300 кВт снизились более чем в 9 раз – до 1200 долл./кВт. Удельные капиталовложения в электролизные установки российского производства снизились с 1220 долл./кВт для БЭУ-125 мощностью 625 кВт до 530 долл./кВт в установку ФВ-500М единичной мощностью 3000 кВт, т.е. в 2,3 раза [4]. Современный уровень КПД электролизных установок составляет 60%, перспективный – 75–85% [5].

С учетом вышесказанного удельные капиталовложения в электролизные установки, компримирование и временное хранение водорода и кислорода оценивались в 770 долл./кВт мощности электролизера в настоящее время, а в перспективе на 10–15 лет они могут снизиться до 300 долл./кВт. КПД аккумуляирования такого комплекса может возрасти с 54 до 68%, причем КПД электролизеров принимался 60% в настоящее время и 75% – в перспективе [6].

Для принятых исходных данных проведена оценка удельных дисконтированных затрат на производство водорода и кислорода за счет использования внепиковой электроэнергии АЭС для электролиза воды и временного их хранения (табл. 2).

Эти затраты включают в себя топливные затраты на АЭС для производства внепиковой электроэнергии, суммарные затраты в электролизную установку, в ёмкости для временного хранения водорода и кислорода и компрессорные установки для их компримирования.

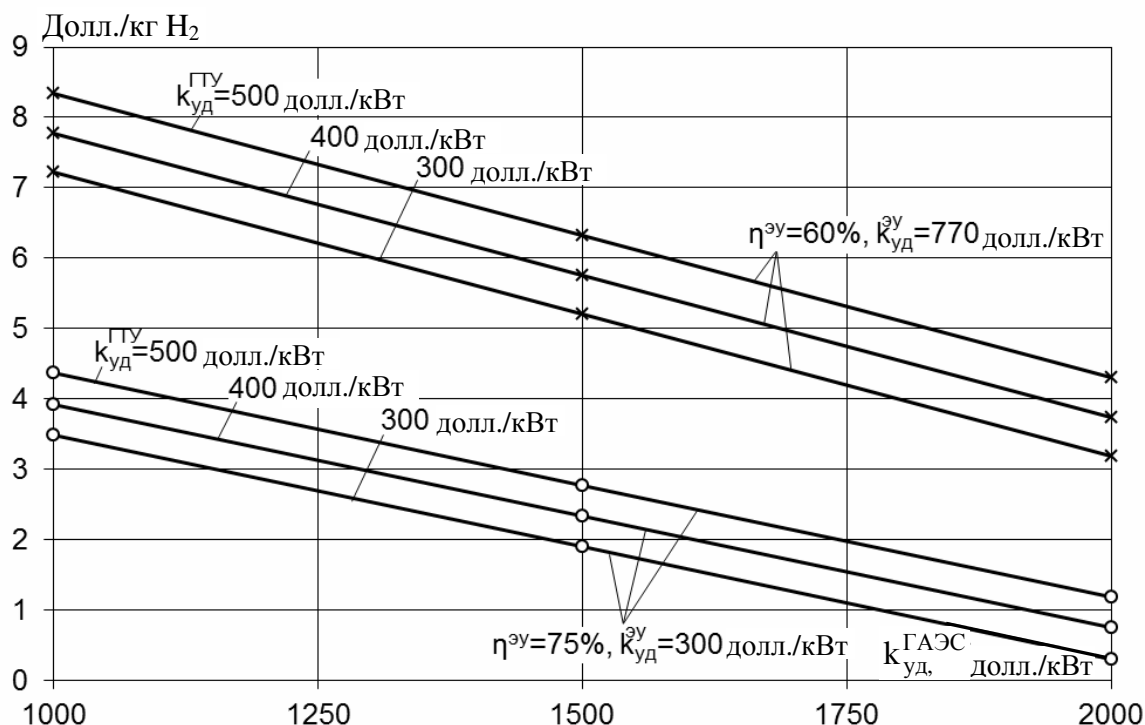
Для современного уровня капиталовложений в электролизеры удельные дисконтированные затраты на производство и хранение водорода составляют 4,0–5,0 долл./кг.

На перспективу при повышении КПД и снижении удельных капиталовложений в электролизеры и хранение водорода до 300 долл./кВт удельные затраты снижаются до 1,8–2,2 долл./кг (см. табл. 2).

Изменение удельных дисконтированных затрат на производство водорода (S_{H_2}) и кислорода (S_{O_2}) за счет использования внепиковой электроэнергии АЭС для электролиза воды, компримирования и временного их хранения в зависимости от КПД электролизных установок ($\eta_{эу}$) и удельных капиталовложений в их производство и хранение ($k_{уд}^{эу}$)

$k_{уд}^{эу}$, долл./кВт	$\eta_{эу} = 60\%$		$\eta_{эу} = 75\%$	
	S_{H_2} , долл./т	S_{O_2} , долл./т	S_{H_2} , долл./т	S_{O_2} , долл./т
300	2219	18,5	1762	14,7
400	2810	23,4	2230	18,6
600	3990	33,3	3170	26,4
770	5000	41,7	3970	33,1

Сравнительная эффективность вариантов обеспечения базовой нагрузкой атомных станций (АЭС+ГАЭС) и (АЭС+ электролиз воды) зависит от таких факторов, как капиталовложение в ГАЭС, электролизные установки и газотурбинные станции, их КПД и выручка от продажи водорода и кислорода. Проведена оценка сравнительной эффективности вариантов (АЭС+ГАЭС) и (АЭС + электролиз воды + коммерческая продажа водорода и кислорода) (рисунок).



Изменение стоимости водорода при равноэффективности вариантов обеспечения базовой нагрузкой АЭС за счет использования внепиковой электроэнергии для электролиза воды и гидроаккумулирования при изменении удельных капиталовложений в ГАЭС

Критерием сравнительной эффективности является уровень цены реализуемого на рынке водорода, при котором варианты являются равноэффективными. Ниже приведенных на рисунке граничных линий – зона эффективности варианта АЭС + ГАЭС, выше – зона эффективности варианта использования внепиковой электроэнергии для электролиза воды и коммерческая продажа водорода и кислорода.

Вариант «АЭС + электролиз воды + коммерческая продажа водорода и кислорода» будет конкурировать с вариантом «АЭС+ГАЭС» ($\kappa_{уд}^{гаэс} = 1000\text{--}2000$ долл./кВт) при современных показателях электролизеров и реализации водорода по цене 7,7 долл./кг и 3,7 долл./кг; для перспективных показателей электролизеров цена будет 3,9 долл./кг и 0,75 долл./кг водорода. Изменение удельных капиталовложений в ГТУ, покрывающей пиковые нагрузки в варианте (АЭС+ электролиз воды), на ± 100 долл./кВт изменяет граничную стоимость водорода на $\pm 0,56$ долл./кг. Данные результаты получены без учета сетевой составляющей затрат на электроэнергию.

Выводы

1. Одним из перспективных потребителей внепиковой электроэнергии при обеспечении базовой нагрузкой АЭС является электролиз воды, в котором осуществляется производство водорода, кислорода и исходного сырья для получения тяжелой воды. Данные элементы широко используются во многих отраслях.

2. Полученные на АЭС водород и кислород можно использовать для производства пиковой электроэнергии в электрохимических генераторах или в цикле влажно-паровых АЭС с целью перегрева свежего пара или коммерческой продажи водорода и кислорода.

3. Оценка удельного веса стоимости продукции, получаемой при электролизе воды, показала, что основная доля рыночной стоимости принадлежит водороду и кислороду, тяжелая вода занимает относительно малую величину в пределах $0,3\div 6,4\%$.

4. Для современного уровня капиталовложений в электролизеры удельные дисконтированные затраты на производство и хранение водорода составляют 4,0–5,0 долл./кг. На перспективу при повышении КПД и снижении удельных капиталовложений в электролизеры и стоимости хранения водорода до 300 долл./кВт удельные затраты снижаются до 1,8–2,2 долл./кг водорода.

5. Проведена оценка сравнительной эффективности обеспечения базовой нагрузкой за счет использования внепиковой электроэнергии для электролиза воды или гидроаккумулирования, которая показала следующее. Вариант «АЭС + электролиз воды + коммерческая продажа водорода и кислорода» будет конкурировать с вариантом «АЭС+ГАЭС» ($\kappa_{уд}^{гаэс} = 1000\text{--}2000$ долл./кВт) при современных показателях электролизеров и реализа-

ции водорода по цене 7,7 долл./кг и 3,7 долл./кг соответственно; для перспективных показателей электролизеров – по цене 3,9 долл./кг и 0,75 долл./кг водорода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Тарасов Б. П., Лотоцкий М. В.* Водород для производства энергии: проблемы и перспективы // *Альтернативная энергетика и экология : междунар. науч. журн.* 2006. № 8. С. 72–90.
2. Цены на водород. ООО «НИИ КМ». URL: <http://www.niikm.ru/products/hydrogen> (дата обращения: 18.04.2012).
3. *Брусницын А. Н.* Два сценария развития водородных технологий // *Мировая энергетика.* 2007. № 6. С. 46–48.
4. *Марченко О. В., Соломин С. В.* Анализ эффективности производства водорода с использованием ветроэнергетических установок и его использование в автономной энергетике // *Intern. Sci. J. for. altern. Energy and Ecology.* 2007. № 3(47). Р. 112–118.
5. *Подледнев В. М., Морозов Ю. В., Фатеев В. Н., Поремский В. И.* Электролизеры с твердым полимерным электролитом для разложения воды // *Технология машиностроения.* 2005. № 1. С. 55–57.
6. *Батенин В. М., Аминов Р. З., Шкрет А. Ф., Гариевский М. В.* Сравнительная эффективность покрытия пиковых нагрузок в вариантах обеспечения базовой нагрузкой АЭС // *Теплоэнергетика.* 2012. № 7. С. 70–78.

УДК 621.311

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОНДЕНСАЦИОННОЙ ПГУ НА БАЗЕ ГТЭ-110

Р. З. Аминов, С. В. Новичков, А. В. Янков

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН
Саратовский государственный технический университет

В связи с разуплотнением суточных графиков нагрузок энергосистем большое значение имеет исследование эффективных способов прохождения минимумов электропотребления.

Одним из способов покрытия суточной неравномерности электрической нагрузки является использование ПГУ. И здесь работа энергооборудования по диспетчерскому графику нагрузки возможна в двух вариантах:

- 1) частичное снижение нагрузки оборудования;
- 2) полный останов части оборудования с последующим его запуском в момент прохождения максимума нагрузок.

Частичное снижение нагрузки оборудования ПГУ предполагает изменение мощности как газотурбинной (ГТУ), так и паротурбинной установки (ПТУ). Наиболее целесообразным способом изменения мощности ПТУ в составе бинарной ПГУ является способ сопряженно-скользящих парамет-

ров пара при постоянном соотношении рабочих тел ($g = D_{\text{пара}} / G_{\text{газов}}$) [1]. Регулирование нагрузки ГТУ (как отдельного агрегата, так и в составе ПГУ) возможно с помощью входного направляющего аппарата (ВНА) компрессора. ВНА может принимать полностью открытое положение, обеспечивая тем самым максимальный доступ воздуха в компрессор, регулируемое «промежуточное» положение и полностью закрытое, при котором расход воздуха физически уменьшается до некоторого предельного значения. В работе принималось два режима регулирования нагрузки ГТУ:

- а) режим работы ГТУ с полностью открытым ВНА;
- б) режим работы ГТУ с регулируемым положением ВНА.

В статье анализируется изменение режимных характеристик ПГУ при различных способах снижения нагрузки ГТУ (с полностью открытым ВНА, с регулируемым положением ВНА); нагрузка ПТУ изменялась сопряженно-скользящими параметрами пара.

В качестве объекта исследования выбраны два варианта ПГУ на базе газотурбинной установки ГТЭ-110, спроектированной НПП «Машпроект» (г. Николаев, Украина):

- 1) ПГУ-моноблок: $1 \times \text{ГТЭ-110} + 1 \times \text{К-55-90}$;
- 2) ПГУ-дубль-блок: $2 \times \text{ГТЭ-110} + 1 \times \text{К-110-6,5}$.

Исходные данные для расчета характеристик ПГУ представлены в таблице.

Характеристики ПГУ

Параметр (номинальный режим)		Тип ПГУ	
		ПГУ-170 (моноблок)	ПГУ-340 (дубль-блок)
Паровая часть	$P_{\text{пара}}$, МПа	8,8	6,8 [*] /0,65 ^{**}
	$t_{\text{пара}}$, °С	475	487 [*] /222 ^{**}
	$D_{\text{пара}}$, кг/с	52	240,6 [*] /84,4 ^{**}
	$N_{\text{пту}}$, кВт	60	120
Газовая часть	t_4 , °С	502	
	$G_{\text{воздуха}}$, кг/с	358	
	$G_{\text{г}}$, кг/с	365,16	
	$Q_{\text{кс}}$, МВт	314,29	628,57
	$\eta_{\text{гту}}$, %	35	
	$N_{\text{гту}}$, кВт	110	220
$N_{\text{пгу}}$, кВт		170	340
$\eta_{\text{пгу}}$, %		54,1	
$b_{\text{уд}}$, кг/кВт·ч		0,2274	
Время работы в сутках на номинальном режиме, ч		16	
Время работы в сутках на пониженном режиме, ч		8	
Время пуска ГТУ после останова, ч		0,3	

* Параметры пара высокого давления; ** параметры пара низкого давления.

Зависимость параметров и показателей ГТЭ-110 от электрической нагрузки с полностью открытым ВНА и с регулируемым положением ВНА принята в соответствии с [2].

Рассмотрим изменение характеристик моноблока ПГУ-170.

Энергетические характеристики соответственно паровой и газовой частей при разных программах регулирования нагрузки ГТУ в диапазоне мощности ПГУ 50 – 100% показаны на рис. 1, 2.

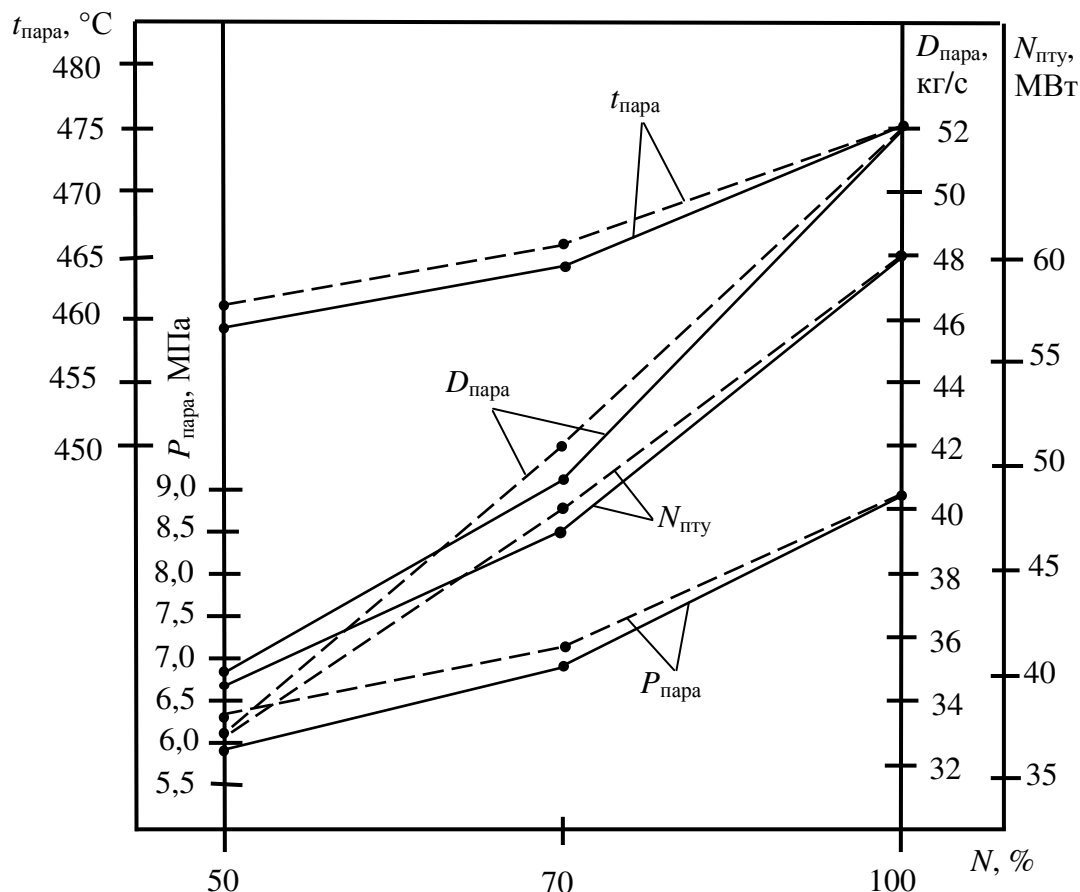


Рис. 1. Энергетические характеристики паровой части в составе моноблока ПГУ-170 при разных программах регулирования нагрузки ГТУ: сплошными линиями показаны характеристики при снижении нагрузки ГТУ регулированием положения ВНА, штриховой линией – при полностью открытом ВНА

Способ снижения нагрузки ГТУ с помощью ВНА приводит к наибольшему снижению температуры ($t_{\text{пара}}$) и давления ($P_{\text{пара}}$) острого пара во всем регулируемом диапазоне ПГУ, что видно из рис. 1. При этом способе регулирования температура пара снижается на $15,9^\circ\text{C}$, давление пара – на $2,88 \text{ МПа}$. Если снижение нагрузки ГТУ происходит при полностью открытом ВНА, температура и давление пара снижаются соответственно на $13,9^\circ\text{C}$ и $2,5 \text{ МПа}$. Электрическая мощность ПГУ ($N_{\text{ПГУ}}$) в конце диапазона регулирования ($50\% N$) выше при способе снижения нагрузки ГТУ с помощью ВНА, главным образом, за счет наибольшего расхода пара ($D_{\text{пара}}$).

Как видно из рис. 2, более высокие КПД ($\eta_{\text{ГТУ}}$) и электрическая мощность ГТУ ($N_{\text{ГТУ}}$) наблюдаются при снижении нагрузки с помощью ВНА. Регулирование нагрузки ГТУ при полностью открытом ВНА характеризуется повышенным расходом воздуха (соответственно расходом уходящих газов, $G_{\text{Г}}$) и более низкой температурой уходящих газов ГТУ (t_4).

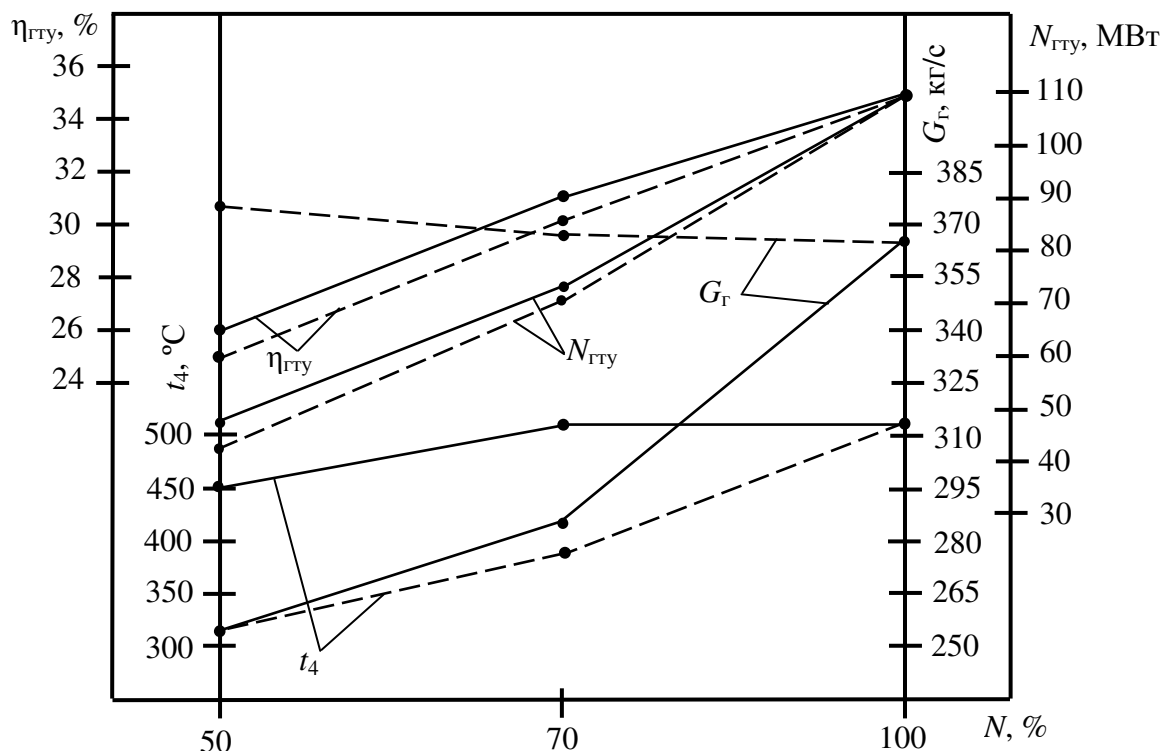


Рис. 2. Энергетические характеристики газовой части в составе моноблока ПГУ-170 при разных программах регулирования нагрузки ГТУ: сплошными линиями показаны характеристики при снижении нагрузки ГТУ регулированием положения ВНА, штриховой линией – при полностью открытом ВНА

Изменение электрического КПД ПГУ ($\eta_{\text{пгу}}$) в диапазоне мощности ПГУ 50 – 100% показано на рис. 3. Из него видно, что более высокий КПД ПГУ возможен при способе снижения нагрузки ГТУ за счет изменения положения ВНА компрессора при работе в составе ПГУ. Объясняется это более высокими значениями КПД ГТУ (в пределах 1%), электрической мощности ГТУ, а также ПТУ при нагрузке 50% N .

Кроме того, при режиме работы ГТУ с полностью открытым ВНА не удастся обеспечить постоянное соотношение рабочих тел ($g = D_{\text{пара}} / G_{\text{газов}}$). При регулируемом положении ВНА, как и при номинальном режиме, это соотношение сохраняется на уровне 0,14; при полностью открытом ВНА g снижается до 0,09 при 50% N .

Рассмотрим изменение характеристик и экономической эффективности дубль-блока ПГУ-340 при покрытии переменной части суточного графика электрической нагрузки.

Снижение мощности дубль-блока ПГУ происходит следующим образом. Уменьшение мощности ПГУ до 50% (170 МВт) осуществляется за счет регулирования как 2 газотурбинных установок, так и паротурбинного агрегата.

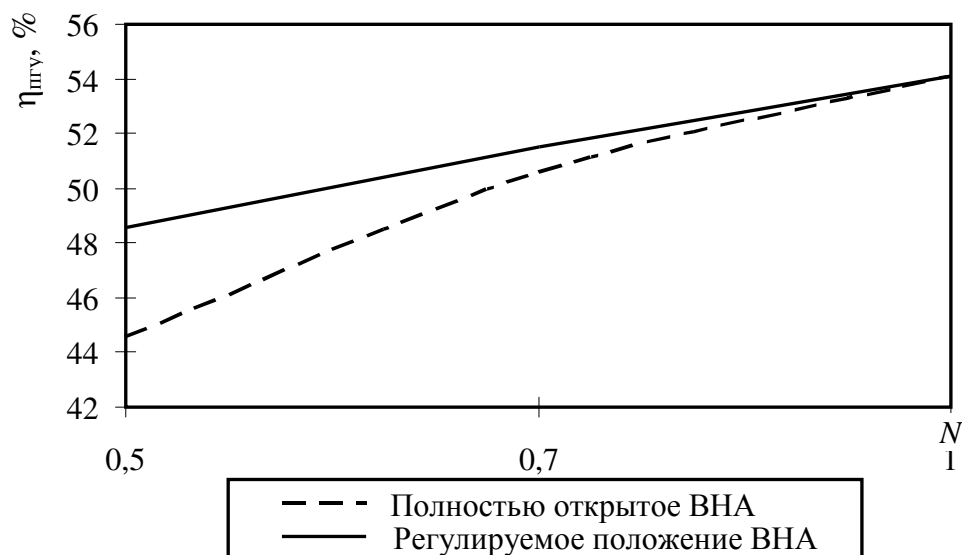


Рис. 3. Зависимость электрического КПД ПГУ от уровня нагрузки при разных программах регулирования мощности ГТУ

При необходимости более глубокой разгрузки первоначальное снижение мощности осуществляется вышеописанным способом, затем одна ГТУ останавливается, а вторая увеличивает мощность до номинального значения (110 МВт); мощность ПГУ при этом сохраняется на уровне 50% (170 МВт). Далее оставшееся в работе оборудование (1 ГТУ и 1 ПТУ) снижает мощность ПГУ до 35% (119 МВт).

Энергетические характеристики соответственно паровой и газовой частей дубль-блока ПГУ при разных программах регулирования нагрузки ГТУ в диапазоне мощности ПГУ 35 – 100% показаны на рис. 4, 5. Энергетические характеристики паровой части представлены параметрами пара контура высокого давления.

Как видно из рис. 4, снижение мощности ПГУ до 50% происходит за счет расхода пара ($G_{\text{ВД}}$) при постоянных значениях температуры и давления пара ($t_{\text{ВД}}$, $P_{\text{ВД}}$). Здесь наблюдается несколько более высокое значение мощности ПТУ ($N_{\text{ПТУ}}$) при регулировании нагрузки ГТУ с открытым ВНА. При дальнейшем снижении мощности ПГУ (до 35% N) температура, давление, расход пара, электрическая мощность ПТУ имеют несколько более высокие значения при способе регулирования нагрузки ГТУ за счет ВНА.

При снижении нагрузки ПГУ до 50% N электрический КПД и мощность ГТУ ($\eta_{\text{ГТУ}}$, $N_{\text{ГТУ}}$) выше при регулировании нагрузки ГТУ за счет ВНА (см. рис. 5).

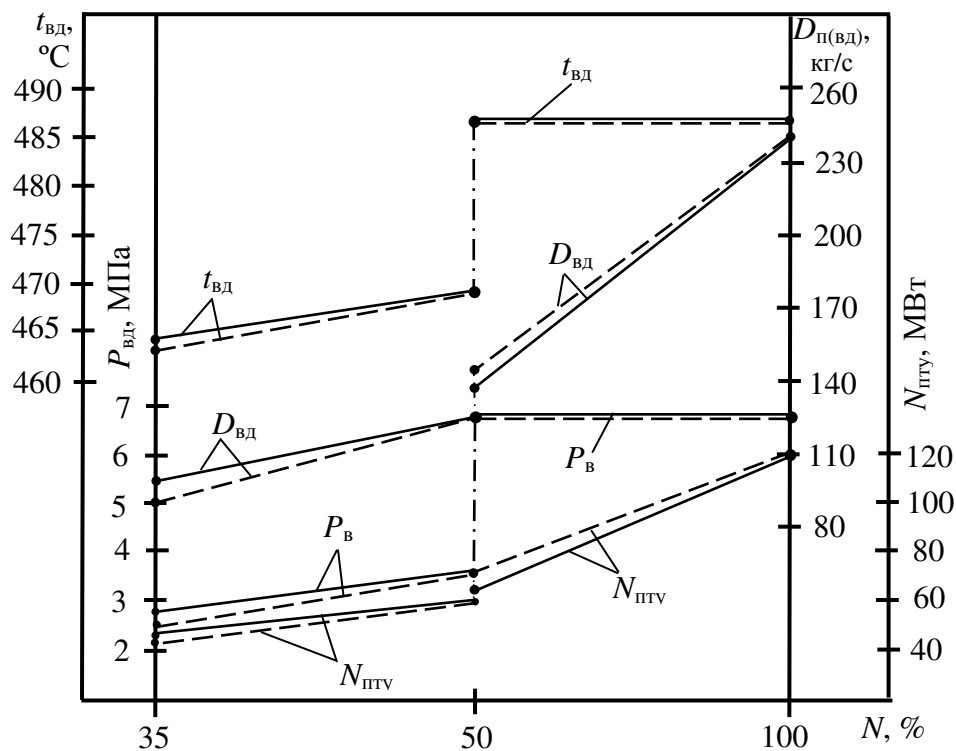


Рис. 4. Энергетические характеристики паровой части в составе дубль-блока ПГУ-340 при разных программах регулирования нагрузки ГТУ: $t_{ВД}$ – температура пара контура высокого давления, $P_{ВД}$ – давление пара контура высокого давления, $D_{ВД}$ – расход пара высокого давления

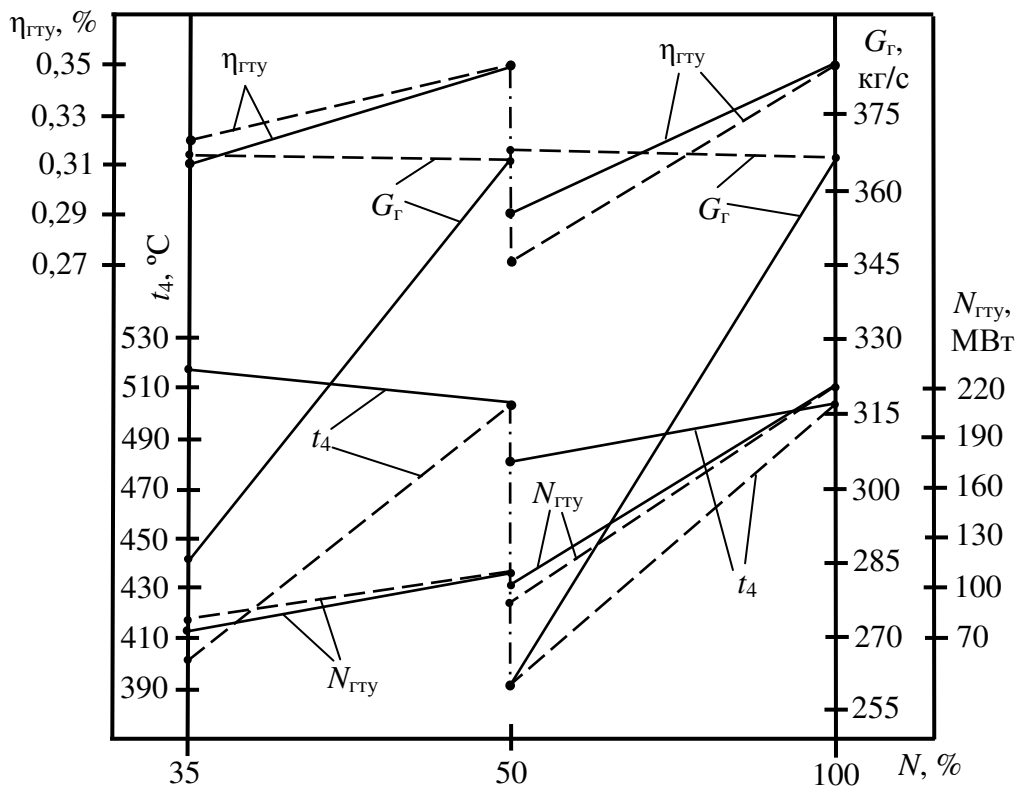


Рис. 5. Энергетические характеристики газовой части в составе дубль-блока ПГУ-340 при разных программах регулирования нагрузки ГТУ

На рис. 4, 5 сплошными линиями показаны характеристики при снижении нагрузки ГТУ регулированием положения ВНА, штриховыми линиями – при полностью открытом ВНА, штрихпунктирными – изменение параметров при отключении одной ГТУ.

Зависимость электрического КПД дубль-блока ПГУ от уровня нагрузки представлена на рис. 6. Как видно из рис. 6, электрический КПД дубль-блока ПГУ выше при способе регулирования нагрузки ГТУ за счет ВНА.

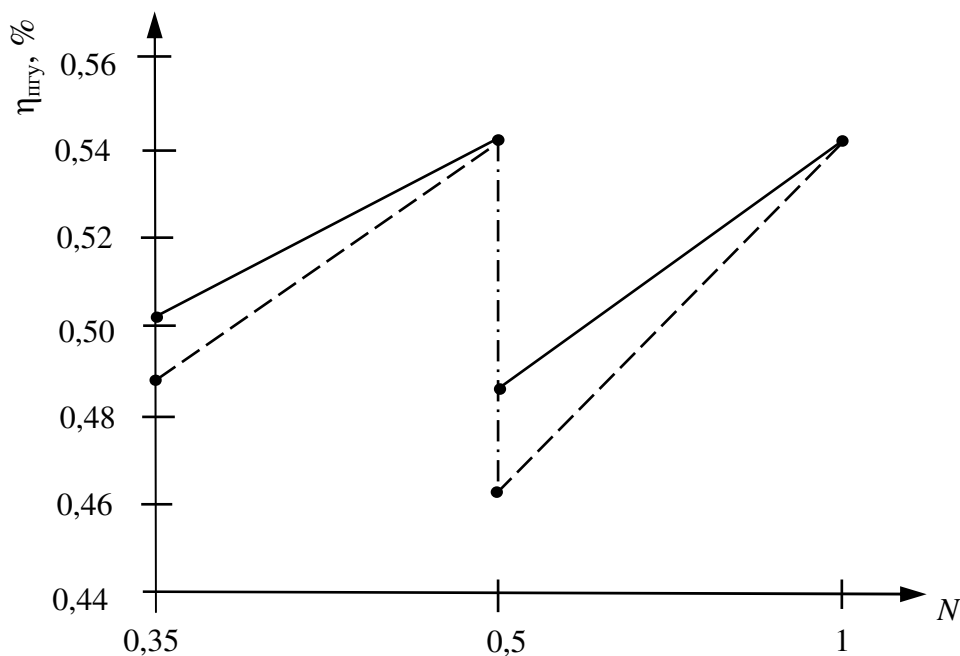


Рис. 6. Зависимость электрического КПД дубль-блока ПГУ от уровня нагрузки

Зависимость пускового расхода ($B_{пуск}$) топлива ГТУ в составе дубль-блока ПГУ от времени простоя ($t_{пр}$) показана на рис. 7. Зависимость времени пуска ГТУ от времени простоя принята по данным [3].

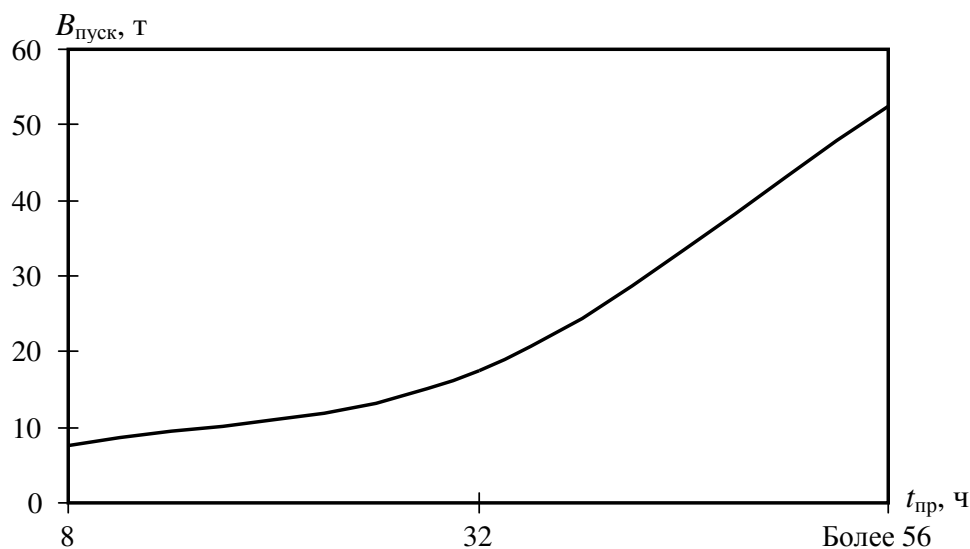


Рис. 7. Зависимость пускового расхода топлива ГТУ от времени простоя

Выводы

1. Построены энергетические характеристики конденсационной ПГУ на базе ГТЭ-110 в вариантах моно- и дубль-блока при регулировании суточного графика электрической нагрузки.

2. Регулирование нагрузки ГТУ в составе конденсационной ПГУ за счёт изменения положения ВНА компрессора является более экономичным по сравнению со способом при полностью открытом ВНА.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андрющенко А. И., Лапиов В. Н. Парогазовые установки электростанций. М. : Энергия, 1965. 248 с.
2. Исследование тепловых характеристик газотурбинной установки ГТЭ-110 / А. В. Агеев, М. Н. Гутник, С. В. Малахов, Г. Г. Ольховский, В. П. Трушечкин, В. Н. Хомиченко // Теплоэнергетика. 2004. № 11. С. 2–8.
3. Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / под ред. С. В. Цанева. М. : МЭИ, 2002. 579 с.

УДК 658.2

МЕТОДЫ НЕЧЕТКОГО АНАЛИЗА РИСКА АВАРИЙ НА МАЗУТНЫХ РЕЗЕРВУАРАХ ТЕПЛОЭЛЕКТРОЦЕНТРАЛЕЙ

П. А. Козлитин, А. М. Козлитин, А. И. Попов

Саратовский государственный технический университет

Одобрённая Президиумом Правительства РФ 28 июля 2011 г. Концепция в области обеспечения промышленной безопасности на период до 2020 года [1] и утверждённый распоряжением Правительства РФ от 2 августа 2011 г. №1371-р план мероприятий по совершенствованию контрольно-надзорных и разрешительных функций Ростехнадзора [2] устанавливают в качестве приоритетного направления разработку и внедрение системы мониторинга опасных объектов на основе анализа риска. Данный подход предполагает, в частности, оптимизацию контрольно-надзорной деятельности и дифференцирования применяемых мер регулирования, проведение классификации опасных производственных объектов (ОПО) по степени риска возникновения аварий и масштабу возможных последствий. При этом в зависимости от уровня риска и масштаба аварии предлагается выделять четыре категории опасности производственных объектов: чрезвычайно высокую, высокую, среднюю и малую. Отнесение ОПО к одной из этих категорий учитывает, в том числе и такие показатели, как индивидуальный и социальный риск гибели людей при максимальной гипотетической аварии. Но для этого необходимо иметь математические модели и соответствующие аналитические методы квантификации риска.

Определенный интерес представляет оценка степени риска возникновения аварий и масштаба возможных последствий в резервуарных парках хранения нефтепродуктов. Существующая вероятность максимальной гипотетической аварии с квазимгновенным раскрытием резервуара и формированием горячей гидродинамической волны с разрушением соседних резервуаров и прорывом обвалования обуславливает значительный материальный ущерб и возможность нанесения тяжелых травм производственному персоналу, оказавшемуся в зоне действия рассматриваемого поражающего фактора. Однако оценка индивидуального риска поражения производственного персонала связана со значительной неопределенностью поведения человека, стремящегося избежать опасности. Один из путей решения этой задачи – применение для оценки риска аварий в резервуарных парках метода нечеткой логики. Математическая теория нечеткой логики (fuzzy logic) является обобщением классической теории множеств и классической формальной логики. Данные понятия были впервые предложены американским ученым Л. Заде в 1965 г. с дальнейшим развитием теоретического аппарата нечетких множеств математиками Э. Мамдани и Р. Беллманом.

В рамках данной статьи рассмотрим методы нечеткого анализа риска аварий на примере резервуарных парков хранения мазута теплоэлектроцентралей, в которых сконцентрирован большой объем взрыво-, пожаро-опасных веществ нефтепереработки.

Из всего спектра возможных сценариев возникновения и развития аварий остановимся более подробно на сценарии с наиболее тяжелыми последствиями, связанными с квазимгновенным разрушением резервуара хранения мазута в результате внутреннего взрыва и мгновенным выбросом в окружающую среду всей массы опасного вещества. Как следствие, происходят следующие процессы: формирование горячей гидродинамической волны прорыва → гидродинамическое и тепловое воздействие горящего мазута на соседние резервуары и обвалование → разрушение соседних резервуаров и обвалования → разлив горящего бензина по прилегающей территории (эффект «Домино»).

Основными параметрами гидродинамической волны прорыва, определяющими ее поражающее действие, являются скорость $v_b(L)$, глубина потока $h(L)$ и время добегания $t(L)$ фронта волны прорыва до рассматриваемой точки территории:

$$\left\{ \begin{array}{l} t(L) = 1,25 \cdot L_m(\eta)^2 \cdot \sqrt{\frac{\rho}{g \cdot Q}} \cdot \left(-\sqrt{1 - \left(\frac{L}{L_m(\eta)} \right)^2} + \sqrt{1 - \left(\frac{r}{L_m(\eta)} \right)^2} \right); \\ v_b(L) = \frac{1}{L_m(\eta)} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot g \cdot Q}{\pi \cdot \rho} \left(\left(\frac{L_m(\eta)}{L} \right)^2 - 1 \right)}; \quad h(L) = \frac{Q}{\rho \cdot \pi \cdot L^2}, \end{array} \right. \quad (1)$$

где Q – масса вещества, участвующего в аварии; ρ – плотность вещества; L – текущее значение радиуса зеркала разлития; $L_m(\eta)$ – максимальный радиус зеркала разлития в функции параметра уклона местности (η); r – радиус резервуара.

Для персонала ТЭЦ, расположенного вне зданий, скорость избегания опасности будет определяться разностью скорости движения человека и скорости растекания мазута по прилегающей к резервуару территории $\Delta v(L) = v_m(L) - v_b(L)$, где $v_m(L)$ – абсолютная скорость движения человека, $v_b(L)$ – скорость волны прорыва, $\Delta v(L)$ – относительная скорость движения человека.

Для анализа и оценки ожидаемых последствий квазимгновенного разрушения резервуара в резервуарном парке ТЭЦ нами получена и описана в работе [3] физико-математическая модель распространения поражающих факторов в окружающей среде (рис. 1).

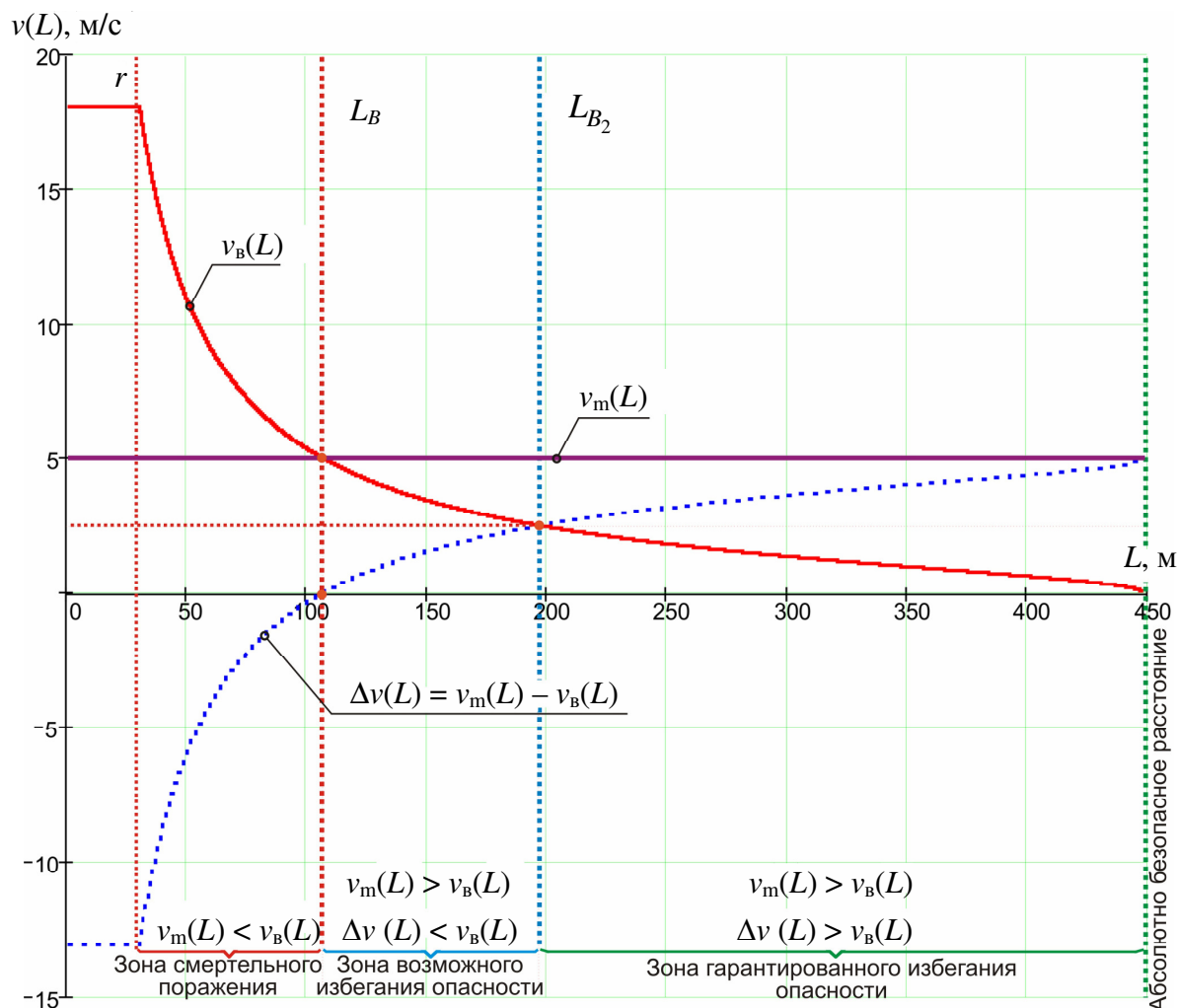


Рис. 1. Условие избегания опасности поражения волной прорыва человеком, находящимся на открытой местности

Используя физико-математическую модель распространения поражающих факторов, мы можем выделить три зоны:

– зону смертельного поражения волной прорыва, в которой скорость гидродинамической волны превышает абсолютную скорость человека $v_b(L) > v_m(L)$;

– зону возможного избегания опасности, в которой абсолютная скорость человека больше скорости волны прорыва $v_m(L) > v_b(L)$, а относительная скорость движения человека остается меньше скорости волны прорыва $\Delta v(L) < v_b(L)$;

– зону гарантированного избегания опасности, в которой и абсолютная, и относительная скорости движения человека превышают скорость гидродинамической волны прорыва $v_m(L) > v_b(L)$ и $\Delta v(L) > v_b(L)$.

Однако на основании существующей детерминированной модели распространения поражающих факторов мы не можем судить о характере распределения потенциального риска на прилегающей территории.

Для рассматриваемого сценария возможной аварии – квазимгновенное разрушение резервуара → формирование горячей гидродинамической волны прорыва → растекание мазута по прилегающей территории → воздействие поражающих факторов на персонал ТЭЦ – нами предложена [3] следующая зависимость для потенциального риска:

$$\begin{cases} R(L) = \lambda_A \cdot P(L), \\ P(L) = f[P(\Delta v(L)); P(q(L))], \end{cases} \quad (2)$$

где λ_A – вероятность разрушения резервуара;

$P(L) = f[P(\Delta v(L)); P(q(L))]$ – условная вероятность координатного поражения человека, учитывающая вероятность избегания опасности $P(\Delta v(L))$ и вероятность теплового поражения $P(q(L))$ в функции расстояния L от места аварии.

Для расчета вероятности (частоты) λ_A реализации аварийных ситуаций в резервуарных парках предлагается использовать метод, учитывающий среднестатистические данные об авариях резервуаров на объектах хранения нефтепродуктов и дисперсию индивидуальных свойств резервуаров. Средняя статистическая частота λ_B возникновения аварии в течение года на один резервуар рассчитывается по работе [4] и на основе данных о статистике аварий и чрезвычайных ситуаций Федеральной службы по технологическому надзору и МЧС России (рис. 2).

От базовой, обобщенной частоты аварий λ_B для резервуарных парков необходимо перейти к частоте аварий конкретных резервуаров, учитывая их конструктивные особенности, внутренний объем резервуара, срок эксплуатации и техническое состояние, вид хранимого нефтепродукта [4].

Методика учета дисперсии индивидуальных свойств резервуаров основана на использовании коэффициентов, отражающих отклонение параметров конкретных резервуаров от средних статистических значений $k_{ij} = \|P_{ij}\|/m_j$, где $\|P_{ij}\|$ – матрица вероятности i -го отказа резервуара для

j -го параметра, m_j – среднее статистическое значение j -го параметра. Частота аварий на рассматриваемом резервуаре определяется из выражения

$$\lambda_A = k_{\text{кн}} \cdot k_{\text{отр}} \cdot k_{\text{ж}} \cdot k_v \cdot k_t \cdot \lambda_B, \quad (3)$$

где $k_{\text{кн}}$ – значения коэффициента, учитывающего конструктивные особенности резервуара; $k_{\text{отр}}$ – значения коэффициента, учитывающего отрасль промышленности; $k_{\text{ж}}$ – значения коэффициента, учитывающего вид хранимых жидкостей; k_v – значения коэффициента, учитывающего вместимость резервуара; k_t – значения коэффициента, учитывающего срок эксплуатации резервуара; λ_B – обобщенная частота аварий на резервуарах.

Значения коэффициентов, учитывающих отраслевую принадлежность, вид хранимого нефтепродукта, внутренний объем, конструктивные особенности и срок эксплуатации резервуара, приведены в [3].

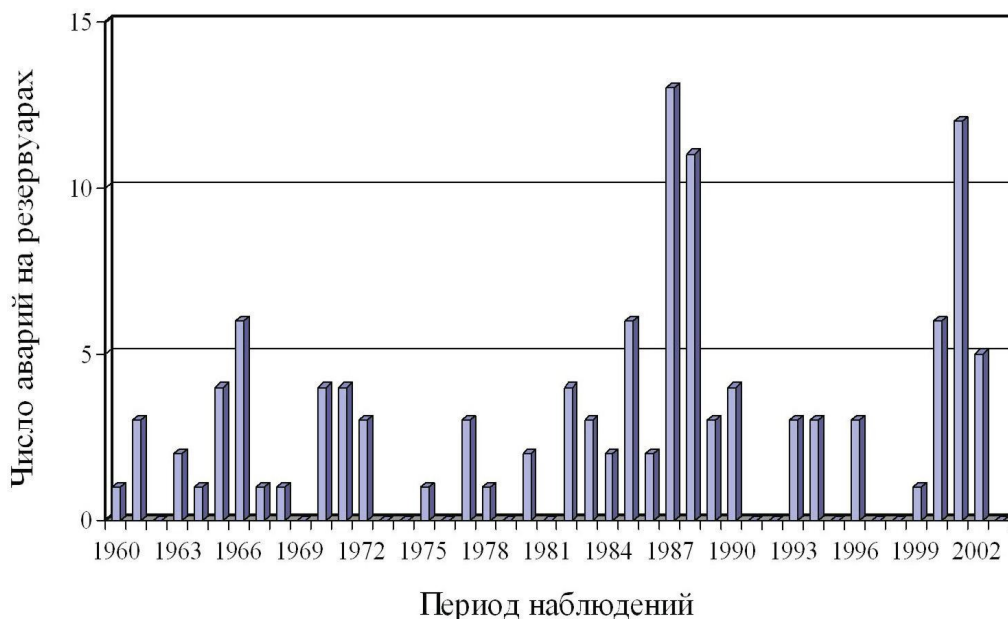


Рис. 2. Статистика разрушений резервуаров за период с 1960 по 2003 г.

Частота возникновения аварии в течение года в расчете на один резервуар составляет $\lambda_A = 3,76 \times 10^{-4}$ 1/год. Частоту развития аварии в резервуарном парке по рассматриваемому сценарию определим с учетом приведенных выше данных, на основе анализа дерева событий (рис. 3).

Частота развития аварии для группы резервуаров по рассматриваемому сценарию составит

$$P(A_j) = \lambda_A \cdot \prod_{k=1}^s P_k = 1,45 \times 10^{-4}, \text{ 1/год}, \quad (4)$$

где λ_A – частота возникновения аварии в течение года в расчете на один резервуар; P_k – вероятности элементарных событий, предопределяющих развитие j -го сценария; s – число рассматриваемых элементарных событий, совместное выполнение которых предопределяет развитие j -го сценария (А-3).

При распространении горячей волны прорыва, наряду с гидродинамическим воздействием, поражающими факторами являются открытое пламя горящего разлива и плотность теплового потока $q(L)$ с поверхности фронта пламени. Учитывая сказанное, вероятность теплового поражения человека при растекании горячей гидродинамической волны прорыва мазута по территории ТЭЦ определяется в соответствии с [3, 5] и физико-математической моделью (1) распространения поражающих факторов (см. рис. 1) следующей зависимостью:

$$\begin{cases} P(q(L)) = \begin{cases} 1 & \text{if } \Delta v(L) \leq 0 \\ \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \cdot \int_{-\infty}^{\text{Pr}(q)-5} \exp\left(-\frac{Z^2}{2}\right) dZ & \text{if } \Delta v(L) > 0, \end{cases} \\ \text{Pr}(q) = -12,8 + 2,56 \cdot \ln\left(t \cdot q(L)^{4/3}\right), \end{cases} \quad (5)$$

где $\text{Pr}(q)$ – пробит–функция, отражающая связь дозы теплового излучения и пробита относительной частоты поражения; t – время экспозиции.

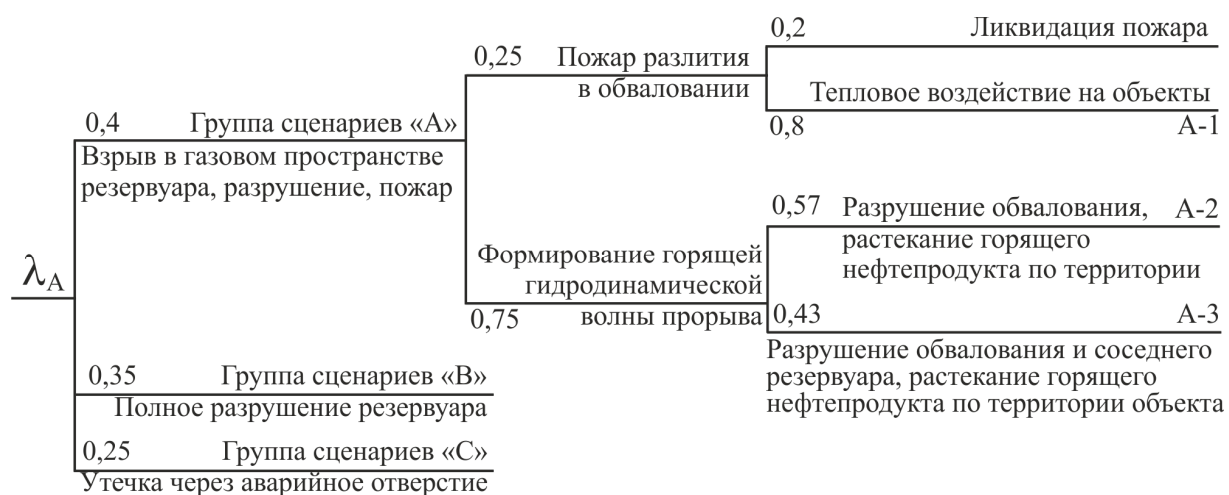


Рис. 3. Дерево событий при развитии аварии по рассматриваемому сценарию

При разработке координатного закона поражения человека горячей гидродинамической волной прорыва $P(L) = f[P(\Delta v(L)); P(q(L))]$ необходимо учитывать как вероятность избегания опасности $P(\Delta v(L))$, так и вероятность теплового поражения $P(q(L))$.

Использовать стохастические методы построения математической модели для определения вероятности избегания человеком опасности не представляется возможным из-за отсутствия статистических данных и наличия неопределенности в поведении человека в условиях ЧС, что исключает применение точных количественных методов и подходов. В данной ситуации целесообразно воспользоваться такими методами, которые специально ориентированы на построение моделей, учитывающих нечеткость в описании исходной информации.

Для решения сложившейся проблемы нами предлагается использовать технологии нечеткого моделирования и нейро-нечетких сетей. В ходе её решения разработана система нечеткого вывода, которая предназначена для преобразования значений входных переменных процесса управления в выходные переменные на основе использования нечетких лингвистических правил. Чтобы сформировать базу правил системы нечеткого вывода, необходимо определить входные и выходные лингвистические переменные. В качестве входных величин использовались две нечеткие лингвистические переменные: β_1 «скорость перемещения человека» и β_2 «скорость распространения волны прорыва», а в качестве выходной – нечеткая лингвистическая переменная β_3 «вероятность гибели человека».

На этапе проведения фаззификации лингвистической переменной β_1 «скорость перемещения человека» использовался прямой метод построения функций принадлежности $\mu_A(x_i)$. Экспертные решения принимались исходя из того, что человек в условиях чрезвычайной ситуации стремится покинуть опасную зону, передвигаясь в безопасном направлении. Скорость передвижения человека зависит от возраста, физической подготовки и других факторов. Для последующих экспертных оценок исходя из практических соображений можно выделить следующие реперные скорости перемещения человека: движение шагом 1,4 м/с, бег трусцой 2,5 м/с, спокойный бег 3,5 м/с и максимально возможная скорость бега нетренированного человека 6 м/с.

В качестве терм-множеств первой лингвистической переменной β_1 используется множество $T_1 = \{\text{«очень медленная»}, \text{«медленная»}, \text{«средняя»}, \text{«высокая»}, \text{«очень высокая»}\}$ скорости с симметричными унимодальными функциями принадлежности, в качестве которых выбрана плотность распределения Гаусса $\mu_A(x) = \exp\left(-\frac{(x-m)^2}{2\sigma^2}\right)$ в предположении, что

$\sqrt{2\pi\sigma} = 1$, где x – элемент универсума скорости перемещения человека; m – математическое ожидание моды x_{mi} на множестве значений i -го лингвистического термина; σ^2 – дисперсия распределения. Графики функций принадлежности для терм-лингвистической переменной «скорость перемещения человека» представлены на рис. 4.

Для второй нечеткой лингвистической переменной β_2 «скорость распространения волны прорыва» экспертное определение количества нечетких переменных и их принадлежности нечеткому множеству $B_i = \{y_i, \mu_B(y_i)\}$ с функцией принадлежности $\mu_B(y_i)$ является неоднозначной задачей [4, 7]. В качестве альтернативы экспертной оценке нечеткой лингвистической переменной β_2 авторами статьи предлагается использовать гибридную сеть как адаптивную систему нейро-нечеткого вывода (ANFIS). С этой целью, используя аналитическую зависимость (1) для скорости распространения волны прорыва $v_B = f(L)$, был получен массив обучающих данных и на его основе синтезирована нейро-нечеткая сеть.

На основе сгенерированной структуры системы нечеткого вывода получены функции принадлежности $\mu_B(y_i)$ для лингвистической переменной β_2 и определены терм-множества $T_2 = \{\text{«очень медленная»}, \text{«медленная»}, \text{«средняя»}, \text{«высокая»}, \text{«очень высокая»}\}$ скорость, в зависимости от расстояния до места аварии (рис. 5).

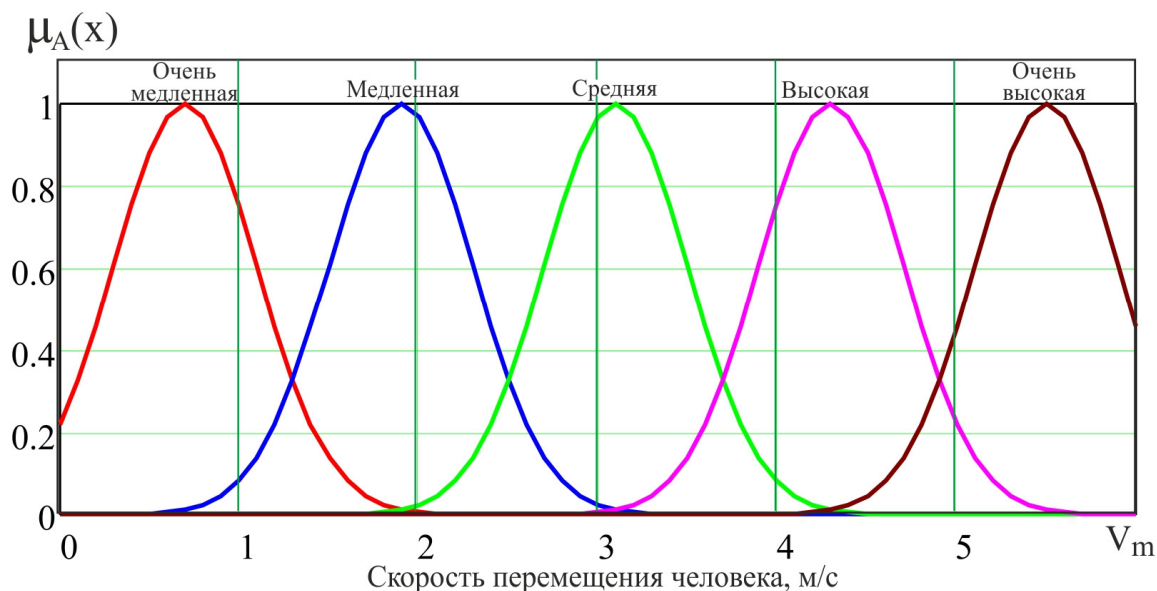


Рис. 4. Графики функций принадлежности для терм-множеств лингвистической переменной «скорость перемещения человека»

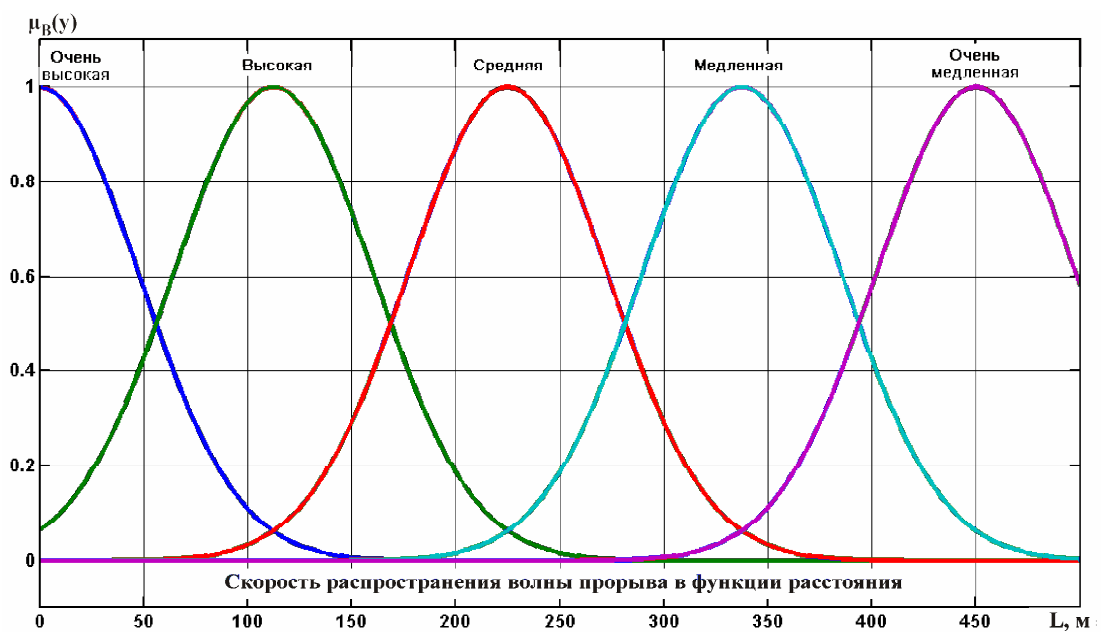


Рис. 5. Графики функций принадлежности для терм-множеств лингвистической переменной «скорость распространения волны прорыва»

Для получения численных значений выходной нечеткой лингвистической переменной β_3 «вероятность гибели человека» использовалась адаптивная система нейро-нечеткого вывода (ANFIS). Массив обучающих данных, полученный на основе зависимости (5), был использован для обучения гибридной сети.

На основе сгенерированной структуры системы нечеткого вывода типа Сугено были получены пять выходных значений, которые будем использовать для численного обозначения термов $T_3 = \{\text{«погиб»}, \text{«тяжёлые ожоги»}, \text{«средние ожоги»}, \text{«легкие ожоги»}, \text{«живой»}\}$ выходной нечеткой лингвистической переменной β_3 .

На следующем этапе формируются правила системы нечеткого вывода. Используя мнение экспертов, было сформулировано 21 правило. Например: if (Скорость волны is Высокая) & (Скорость человека is Очень медленно) then (Вероятность поражения is Погиб).

В результате проведенного нечеткого моделирования получено распределение вероятности поражения человека гидродинамической волной прорыва в зависимости от расстояния до места аварии и скорости перемещения человека в рассматриваемой точке территории (рис. 6).

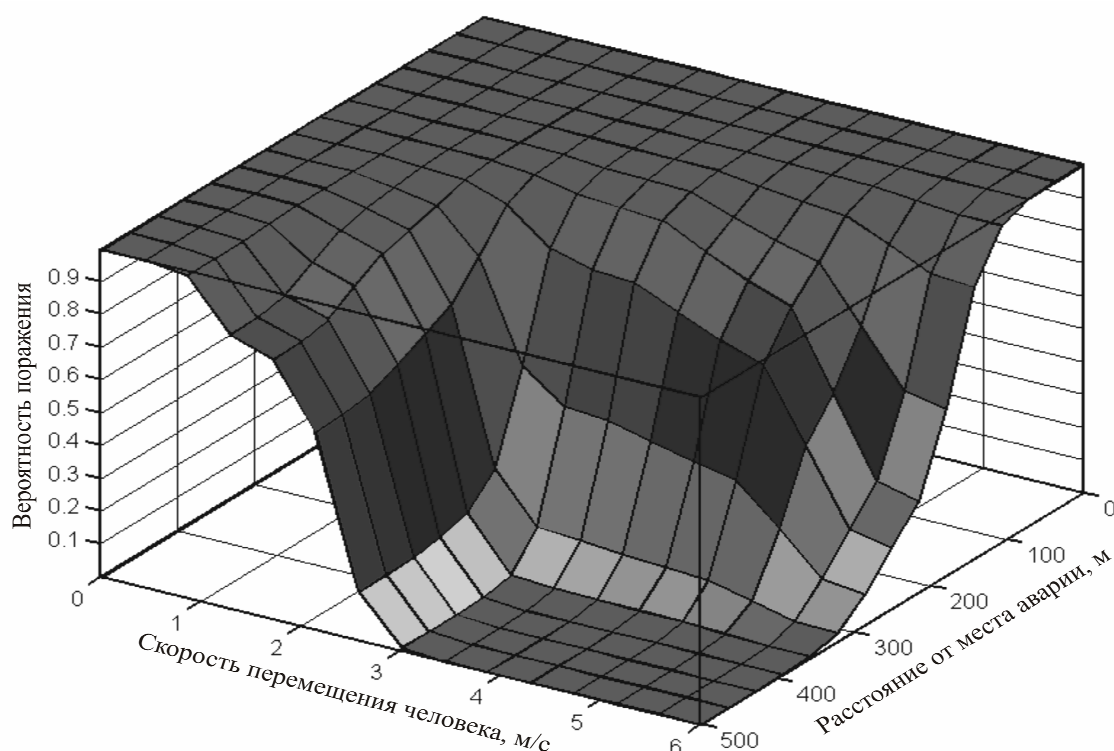


Рис. 6. График распределения возможностей поражения человека в зависимости от расстояния до места аварии и скорости перемещения человека в данной точке территории

На основе массива данных получена регрессионная модель координатного поражения человека гидродинамической волной прорыва для фиксированных значений скоростей перемещения человека:

$$P(L) = 1 - \frac{1}{1 + \left[\exp(-(L - \alpha(v_m))) \right]^{\gamma(v_m)}} \Bigg|_{v_m = \{0, \dots, 6\}, \text{ м/с}}, \quad (6)$$

где $\alpha(v_m)$ и $\gamma(v_m)$ – параметры распределения для целочисленных фиксированных значений скоростей перемещения человека

$$v_m = \{0, 1, 2, 3, 4, 5, 6\} \text{ м/с.}$$

Координатные и параметрические законы поражения человека гидродинамической волной прорыва для фиксированных значений скоростей перемещения человека при избегании опасности (3 и 6 м/с) и фиксированных значений расстояний от резервуара до места нахождения человека (150, 250, 400 м) показаны в качестве примера на рис. 7.

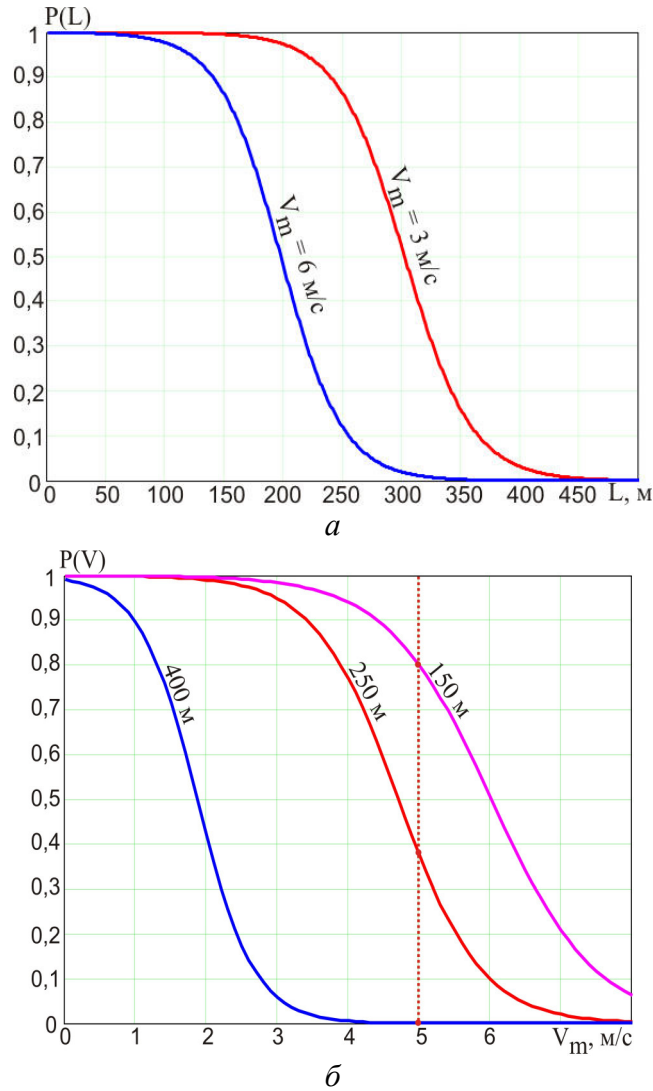


Рис. 7. Координатные (а) и параметрические (б) законы поражения человека гидродинамической волной прорыва

С учетом вышесказанного потенциальный риск поражения человека при реализации сценария максимальной запроектной аварии А-3 (эффект «Домино») – квазимгновенное разрушение наземного вертикального резервуара с формированием гидродинамической волной прорыва – описывается следующим выражением:

$$R(L) = \lambda_A - \frac{\lambda_A}{1 + \left[\exp(-(L - \alpha(v_m))) \right]^{\gamma(v_m)}} \Bigg|_{v_m=\{0, \dots, 6\}, \text{ м/с}}. \quad (7)$$

При использовании выражения (7) осуществляется картирование потенциального риска. С этой целью для фиксированных значений $R(L)$ на план территории рассматриваемого потенциального объекта наносятся изолинии равного риска (рис. 8).

По характеру распределения картированного риска можно судить о рациональном размещении объекта в пределах рассматриваемой территории и эффективности инженерных, организационных и управленческих решений, направленных на предупреждение аварий.

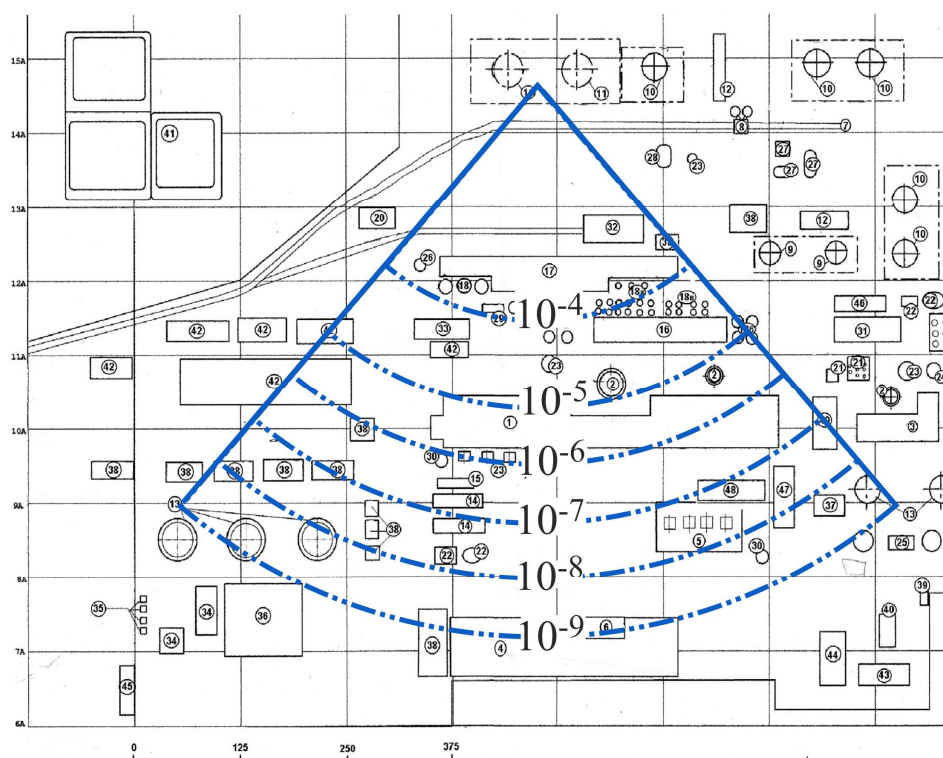


Рис. 8. Картированный потенциальный риск на территории НПЗ

Описанные методы количественного анализа риска в сложных технических системах позволяют получить объективную информацию о степени опасности объекта и ранжировать прилегающую территорию по уровню потенциального риска, выявлять зоны и территории, где уровни риска достигают или превышают значения, при которых необходимо ужесточение контроля или принятие определенных мер по снижению риска и обеспечению нормативной безопасности производственного персонала.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кутьин Н. Г. Концепция совершенствования государственной политики в области обеспечения промышленной безопасности до 2020 г. – программа сегодняшнего дня // Безопасность труда в промышленности. 2011. № 9. С. 4 – 12.
2. О плане мероприятий по совершенствованию контрольно-надзорных и разрешительных функций и оптимизации предоставления государственных услуг, оказываемых Ростехнадзором : распоряжение Правительства РФ от 2 августа 2011 г. // СЗРФ. 2011. № 32. Ст. 4880.

3. *Козлитин П. А., Козлитин А. М.* Теоретические основы и методы системного анализа промышленной безопасности объектов теплоэнергетики с учетом риска. Саратов, 2009. 156 с.

4. *Швырков С. А., Семиков В. Л., Швырков А. Н.* Анализ статистических данных разрушений резервуаров // Проблемы безопасности при чрезвычайных ситуациях. 1996. Вып. 5. С. 39–50.

5. *Козлитин А. М.* Теория и методы анализа рисков сложных технических систем. Саратов, 2009. 200 с.

6. *Козлитин П. А.* Методы нечеткого анализа риска аварий в системах теплоснабжения // Вестн. Сарат. ГТУ. 2010. №1 (44). С. 175–183.

7. *Козлитин А. М., Козлитин П. А.* Методы анализа риска аварий на резервуарах мазутного хозяйства тепловых электростанций на основе аппарата нечеткой логики // Нефтегазовое дело : науч.-техн. журн. 2011. Т. 9, № 1. С. 64–67.

УДК 697.1:621.311.22/23

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ИСТОЧНИКОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МАЛЫХ ГОРОДОВ

Ю. Е. Николаев, С. В. Сирдюков

Саратовский государственный технический университет

Одной из важных задач, поставленных правительством РФ, является разработка перспективных схем теплоснабжения муниципальных образований[1]. При этом предусматриваются догрузка и техническое перевооружение существующих источников, вывод из эксплуатации изношенного оборудования, внедрение энергосберегающих технологий.

Как показал анализ условий теплоснабжения ряда малых городов европейской части России, обеспечение тепловых нагрузок отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых и общественных зданий осуществляется в основном от котельных, сжигающих природный газ. До 70% котельных имеют срок службы более 20 лет. Наряду с водогрейными котлами используются паровые. КПД котлов находится в пределах 75–92%, наиболее низкие значения имеют котельные со старым оборудованием. В системах транспорта теплоты относительная величина потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками достигает 10–15%, затраты электроэнергии на производство тепловой энергии превышают нормативные. Наблюдается частый порыв теплопроводов, износ тепловых сетей составляет около 70%.

В последние 15–20 лет развитие систем теплоснабжения происходило хаотично. Строящиеся здания подключались к существующим источникам или для них сооружались новые котельные. В результате дефицита финансовых ресурсов на предприятиях, эксплуатирующих коммунальные системы теплоснабжения, себестоимость тепловой энергии, отпускаемой потре-

бителям, на 10–20% превышала установленный тариф. Разницу между себестоимостью и тарифом компенсируют администрации муниципальных образований.

Для обеспечения качественного теплоснабжения потребителей, повышения энергетической и экономической эффективности систем теплоснабжения, снижения тарифов на тепловую и электрическую энергию необходимо внедрение передовых технологий во всех звеньях теплового хозяйства. В качестве источников теплоснабжения рекомендуются установки с комбинированной выработкой электрической и тепловой энергии – ТЭЦ. Строительство парогазовых ТЭЦ средней мощности проблематично по причине их небольшой тепловой нагрузки и высокой стоимости, поэтому наиболее приемлемыми являются установки с газопоршневыми (ГПД) и газотурбинными (ГТУ) двигателями – малые ТЭЦ.

При сооружении новых источников (малых ТЭЦ, котельных), обеспечивающих перспективную нагрузку и нагрузку выводимых из эксплуатации изношенных котельных, важными являются вопросы их размещения, подключения к тепловым и электрическим сетям, газопроводам. Величина присоединенной к ним тепловой нагрузки должна быть экономически обоснована. Поскольку тепловые сети также имеют значительный физический износ, требуется их замена. С учетом отмеченного рассмотрим определение оптимальной тепловой нагрузки, подключаемой к новым источникам теплоснабжения. В качестве критерия эффективности предложено использовать удельные дисконтированные затраты в систему энергоснабжения города, отнесенные к величине теплоснабжения:

$$Z_{\text{сис}} = \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{t=1}^T Z_{t,i} (1+E)^{-t}}{\sum_{t=1}^T Q_T^{\Gamma} (1+E)^{-t}}, \quad (1)$$

где $Z_{t,i}$ – затраты в i -подсистему теплоснабжения, руб/год; E – норма дисконта; Q_T^{Γ} – годовое потребление тепловой энергии, ГДж/год; I – число подсистем с источниками теплоты; T – срок эксплуатации каждой подсистемы теплоснабжения, год.

Затраты в i -подсистему теплоснабжения, руб./год:

$$Z_i = \sum_{t=1}^T \left(c_{\text{т}} B_{\text{ит}} + p_{\text{тс}} K_{\text{тс}} + p_{\text{ит}} K_{\text{ит}} + c_{\text{э}} \bar{\varepsilon}_{\text{п}} Q_T^{\Gamma} + c_{\text{э}} \Delta \varepsilon \right) (1+E)^{-t} + K_{\text{ит},i} + K_{\text{тс},i}, \quad (2)$$

где $c_{\text{т}}$, $c_{\text{э}}$ – тарифы на топливо и электроэнергию, руб./кгу.т., руб./кВт·ч; $B_{\text{ит}}$ – годовой расход топлива источником, кгу.т./год; $p_{\text{тс}}$, $p_{\text{ит}}$ – коэффициенты, учитывающие отчисления от капиталовложений на амортизацию, ремонт и обслуживание тепловых сетей и источника, 1/год; $K_{\text{тс}}$, $K_{\text{ит}}$ – стоимость тепловых сетей, теплопунктов и источника, руб; $\bar{\varepsilon}_{\text{п}}$ – удельный рас-

ход электроэнергии на перекачку сетевой воды, кВт·ч/ГДж; $\Delta\mathcal{E}$ – годовое количество электроэнергии, закупаемое для города, кВт·ч/год.

Составляющие (2) определены по следующим выражениям [1]:

$$B_{\text{ИТ}} = \frac{(\mathcal{E}_{\text{тф}} + \mathcal{E}_{\text{раз}}) \cdot \eta_{\text{сн}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{э}}} + \frac{(1 - \alpha_{\text{т}}) \cdot Q_{\text{т}}^{\text{г}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \cdot \eta_{\text{пк}} \cdot \eta_{\text{тс}}}, \quad (3)$$

$$K_{\text{ТС}} = \sum_j^m k_j l_j + k_{\text{цтп}} Q_{\text{цтп}}, \quad (4)$$

$$K_{\text{ИТ}} = k_{\text{ит}} \cdot W_{\text{у}}, \quad (5)$$

где $\mathcal{E}_{\text{тф}} = y \alpha_{\text{т}} Q_{\text{т}}^{\text{г}} \eta_{\text{сн}} / \eta_{\text{тс}}$, y – удельная выработка энергии на тепловом потреблении; $\mathcal{E}_{\text{раз}}$ – годовая выработка энергии на тепловом потреблении и без отпуска теплоты, кВт·ч/год; $\alpha_{\text{т}}$ – годовой коэффициент теплофикации; $\eta_{\text{сн}}$ – коэффициент, учитывающий расход электрической энергии на собственные нужды; $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ – теплота сгорания условного топлива, кДж/кгу.т.; $\eta_{\text{э}}$ – электрический КПД ГПД или ГТУ; $\eta_{\text{тс}}$ – КПД тепловой сети; $\eta_{\text{пк}}$ – КПД пикового котла; k_j – удельная стоимость j -участка сети, руб./м; l_j – длина j -участка теплотрассы, м; $k_{\text{цтп}}$, $k_{\text{ит}}$ – удельная стоимость ЦТП и источника теплоты, руб./кВт; $W_{\text{у}}$ – установленная мощность источника теплоты, руб./кВт; m – число участков сети.

Выработку электроэнергии на ГПД или ГТУ без отпуска теплоты представим в виде, кВт·ч/год:

$$\mathcal{E}_{\text{раз}} = \mathcal{E}_{\text{тф}} (\phi^{-1} - 1), \quad (6)$$

где ϕ – доля выработки электроэнергии на тепловом потреблении энергоустановкой за годовой период.

Подставляя (2) в (1) с учетом преобразований, получим:

$$Z_{\text{сис}} = \sum_{i=1}^I Z_i \bar{Q}_i + \frac{c_{\mathcal{E}} \Delta\mathcal{E}}{Q_{\text{т}}^{\text{г}}}, \quad (7)$$

$$Z_i = \frac{1}{M} \sum_t^T \left[\frac{c_{\text{т}}}{Q_{\text{н}}^{\text{р}} \eta_{\text{тс}}} \left(\frac{y \alpha_{\text{т}} + \phi^{-1} - 1}{\eta_{\text{э}}} + \frac{1 - \alpha_{\text{т}}}{\eta_{\text{пк}}} \right) + \frac{k_{\text{тс}} + y^{\text{р}} \alpha_{\text{т}}^{\text{р}} k_{\text{ит}}}{\tau_{\text{и}}^{\text{д}} \eta_{\text{тс}}} + c_{\mathcal{E}} \bar{\mathcal{E}}_{\text{п}} \right] (1 + E)^{-t} + \frac{k_{\text{тс}} + y^{\text{р}} \alpha_{\text{т}}^{\text{р}} k_{\text{ит}}}{\tau_{\text{и}}^{\text{д}} M}, \quad (8)$$

где Z_i – удельные затраты в i -источник теплоты, руб./ГДж; $\bar{Q}_i$ – относительная тепловая нагрузка i -источника; y – удельная выработка энергии на тепловом потреблении; $\alpha_{\text{т}}^{\text{р}}$ – расчетный коэффициент теплофикации; $k_{\text{тс}}$ – удельная стоимость сетей и теплопунктов, отнесенная к тепловой нагрузке, руб./кВт; $\tau_{\text{и}}^{\text{д}}$ – число часов использования присоединенной тепловой нагрузки, ч/год; $M = \sum_t^T (1 + E)^{-t} = ((1 + E)^T - 1) / E(1 + E)^T$ – сумма убывающей геометрической прогрессии.

На основе приведенных соотношений ниже выполнены расчеты по обоснованию типа источника и присоединенной тепловой нагрузке для небольшого города с населением 14 тыс. чел, расположенного в Центральном федеральном округе. Тепловая нагрузка обеспечивается от семи котельных установленной мощностью 1–6 МВт, сжигающих природный газ. Суммарная тепловая нагрузка города составляет 30,5 МВт, максимальная электрическая – 6 МВт. Рассмотрены два варианта реконструкции системы теплоснабжения. В первом варианте предусматриваются строительство новых блочно-модульных котельных, заменяющих физически изношенные, укрупнение котельных с прокладкой дополнительных сетей. Электрическая энергия приобретается из энергосистемы. Во втором варианте предлагается сооружение малой ТЭЦ – ГПД в районе расположения котельной квартала Д и присоединения нагрузки котельных квартала Б, площади Кирова (таблица). Остальные котельные заменяются на блочно-модульные. При этом величина приобретаемой электроэнергии из системы уменьшается. Расчеты выполнены при следующих исходных данных: $c_T = 3,8$ руб./кгу.т., $c_э = 3,2$ руб./кВт·ч, $y = 1$, $\varphi = 0,75$, $\eta_э = 0,4$, $\alpha = 0,8$, $\eta_{тс} = 0,95$, $\eta_{пк} = 0,92$, $k_{тс} = (0,4–0,7) \cdot 10^6$ руб./МВт, $k_{ит} = (2,8–4,5) \cdot 10^6$ руб./МВт (котельные), $k_{ит} = (46–55) \cdot 10^6$ руб./МВт (малая ТЭЦ с ГПД), $\bar{\varepsilon}_n = 6$ кВт·ч/ГДж, $\alpha_T^p = 0,4$, $E = 0,1$, $T = 15$ лет.

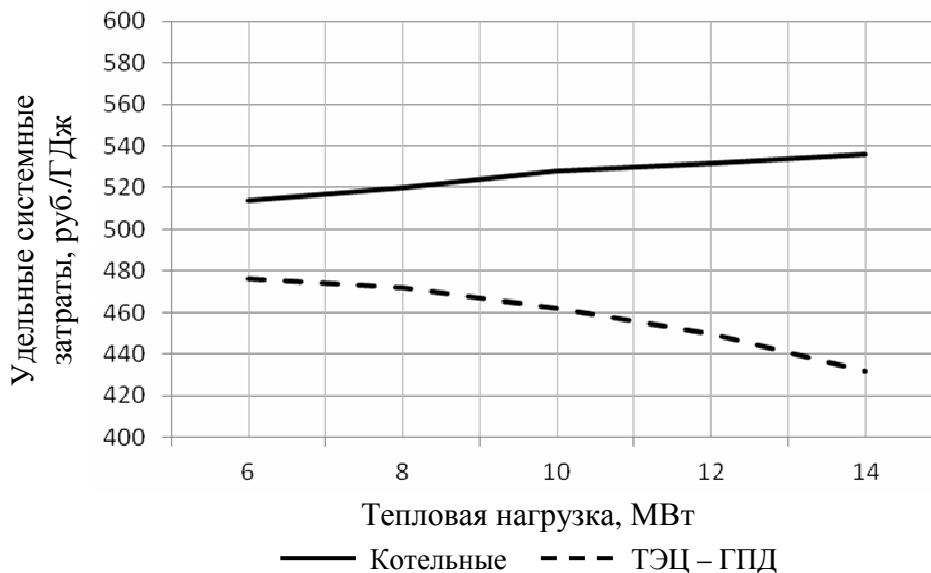
Результаты расчетов Z_i приведены в таблице.

Удельные затраты в котельные

Месторасположение котельной	Относительная нагрузка	Удельные затраты, руб./ГДж
Спорткомплекс	0,029	190,3
Площадь Кирова	0,201	221,9
Квартал Б	0,066	199,3
Якут-Алмаз	0,234	226,7
Квартал Д	0,198	219,6
Квартал Дубки	0,181	221,8
Улица Лермонтова	0,091	201,7

Удельные затраты для малых ТЭЦ при изменении тепловой нагрузки в пределах 6–14,4 МВт составили 851,9 – 854,5 руб./ГДж. Из таблицы видно, что удельные затраты в котельные почти в 4 раза меньше, чем в ТЭЦ – ГПД по причине выработки только тепловой энергии. Влияние тепловой нагрузки на величину удельных системных затрат показаны на рисунке. Удельные системные затраты в первом варианте с учетом приобретения электроэнергии из энергосистемы оказываются на 8–20% больше, чем в

варианте с ТЭЦ – ГПД. Максимальная электрическая мощность 6 МВт достигается при тепловой нагрузке 14 МВт, которая получается за счёт передачи тепловых нагрузок от котельных кварталов Б, Д и площади Кирова на ТЭЦ – ГПД. Остальные котельные предусматривается заменить на блочно-модульные.



Изменение удельных системных затрат с ростом тепловой нагрузки для котельных и ТЭЦ – ГПД

По результатам проведенных расчетов следует рекомендовать для реконструкции системы теплоснабжения города вариант строительства малой ТЭЦ – ГПД и блочно-модульных котельных. Окончательное решение об эффективности сооружения малой ТЭЦ – ГПД принимается на основе расчетов всех экономических показателей с учетом динамики цен на энергоносители и оборудование, рекомендуемых в [2].

Выводы

1. Предложена методика предварительной оценки эффективности схемы теплоснабжения с учетом затрат на электроснабжение города.
2. Наименьшие удельные системные затраты получаются при передаче тепловой нагрузки от котельных на малые ТЭЦ – ГПД. При этом с ростом тепловой нагрузки удельные затраты уменьшаются.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Ю. Е. Научно-технические проблемы совершенствования теплоснабжающих комплексов городов. Саратов, 2002. 88 с.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов / В. В. Косов, В. Н. Лившиц, А. Г. Шахназаров [и др.]. М., 2000. 80 с.

НОВЫЙ СПОСОБ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ УСТРОЙСТВА МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ПЕРЕГРЕВА ПАРА НА ТЭЦ

Ю. М. Хлебалин

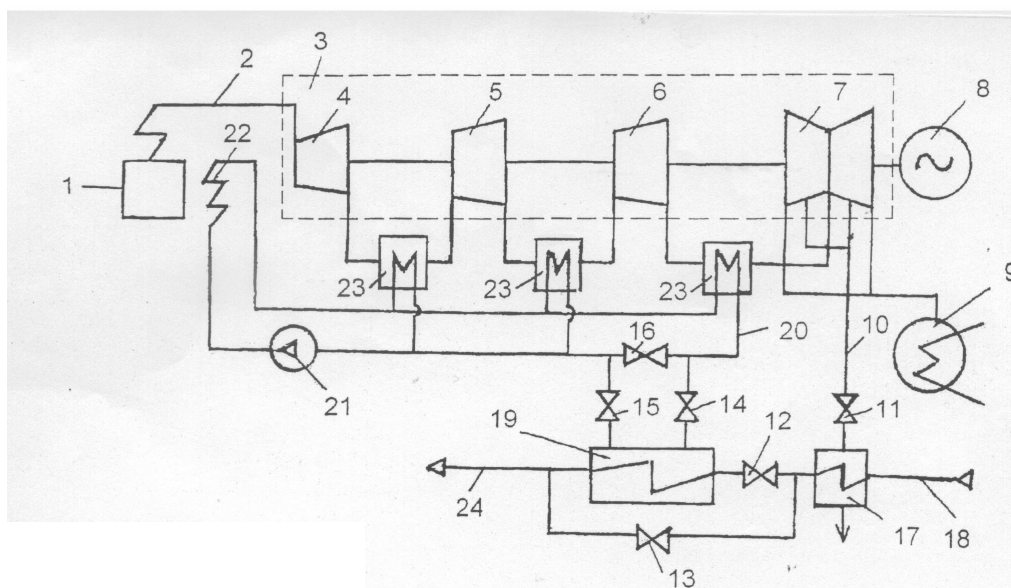
Саратовский государственный технический университет

Применение промежуточного перегрева пара на отопительных ТЭЦ позволяет уменьшить влажность пара в последних ступенях турбин, повысить КПД частей низкого давления с увеличением мощности блоков.

На турбинах Т-250-240 и Т-180-130 осуществлен одноступенчатый промперегрев пара с экономией топлива около 2%.

Для увеличения экономичности и маневренности отопительных ТЭЦ большой мощности на закритические параметры пара предложен новый способ осуществления устройства многоступенчатого промежуточного перегрева пара (патент № 2432468).

Принципиальная схема ТЭЦ с многоступенчатым промперегревом пара приведена на рисунке.



Принципиальная схема ТЭЦ с многоступенчатым промперегревом пара

Паротурбинная ТЭЦ включает паровой котел 1, соединенный паропроводом 2 с паровой турбиной 3, имеющей часть высокого давления 4, две части среднего давления 5, 6 и часть низкого давления 7, установленные на одном общем валу турбины. Турбина 3 соединена с электрогенератором 8 и конденсатором 9, связанным с котлом 1 через систему регенеративного подогрева питательной воды, включающую последовательно соединенные конденсатный насос, подогреватель низкого давления, деаэратор, питательный насос и подогреватель высокого давления (на рисунке не

показано). Между частями турбины 3 установлены пароперегреватели турбины 23 контура промежуточного перегрева котла и турбины 20, содержащего нагнетатель 21. Между обратной 18 и прямой 24 магистральями сетевой воды последовательно включены основной 17 и дополнительный 19 подогреватели сетевой воды, при этом основной подогреватель сетевой воды 17 через задвижку 11 подключен к теплофикационному отбору пара 10 части низкого давления 7 турбины, а дополнительный подогреватель 19 с помощью дополнительных трубопроводов с задвижками 14, 15 параллельно включен в контур промежуточного перегрева котла и турбины 20. Между точками включения дополнительных трубопроводов в контуре промежуточного перегрева котла и турбины 20 размещен запорный орган 16. Выход основного подогревателя сетевой воды 17 соединен по сетевой воде со входом дополнительного подогревателя сетевой воды 19 через задвижку 12 и связан с прямой магистралью сетевой воды 24 посредством дополнительного трубопровода с задвижкой 13. При этом одна из точек включения дополнительного трубопровода (вход трубопровода) расположена между основным подогревателем 17 и задвижкой 12, вторая (выход трубопровода) – после дополнительного подогревателя 19 по направлению сетевой воды.

Паротурбинная ТЭЦ работает следующим образом. Пар, генерируемый в котле 1 по паропроводу 2 последовательно поступает для расширения на части высокого 4, среднего 5, 6 и низкого 7 давления паровой турбины 3, между которыми установлены пароперегреватели турбины 23, служащие для нагрева пара в частях турбины за счет теплоносителя, циркулирующего в контуре промперегревателя котла и турбины 20 и нагретого в перегревателе котла 22. В качестве промежуточного теплоносителя могут быть использованы пар, газ или расплав металла.

В зависимости от температурного графика тепловой сети и графика электрической нагрузки теплоэлектроцентраль может работать в нескольких режимах. Разгрузка паротурбинной ТЭЦ, работающей по электрическому графику нагрузки, по электрической мощности при заданном отпуске теплоты в систему теплоснабжения, например, в ночное время производится путем снижения выработки электроэнергии паром теплофикационного отбора 10 и нагрева сетевой воды в дополнительном сетевом подогревателе 19 за счет теплоты промежуточного теплоносителя, циркулирующего в контуре промперегрева котла и турбины 20. В этом случае снижают температуру сетевой воды. Для этого уменьшают подачу пара с котла 1 через паропровод 2 на турбину 3, снижая электрическую нагрузку на электрогенераторе 8. При постоянном пропуске пара в конденсатор 9 уменьшают теплофикационный отбор пара 10, закрывая задвижку 11 на основной сетевой подогреватель 17.

Для нагрева сетевой воды в соответствии с температурным графиком тепловой сети в обратной магистрали сетевой воды 18 открывают задвижку 12, закрывают задвижку 13 и направляют сетевую воду в дополнитель-

ный сетевой подогреватель 19, где осуществляют ее нагрев промежуточным теплоносителем, циркулирующим в контуре промперегрева котла и турбины 20 при открытых задвижках 14, 15 и закрытой задвижке 16. Охлажденный в дополнительном подогревателе сетевой воды 19 промежуточный теплоноситель по контуру промперегрева котла и турбины 20 направляется для последующего нагрева нагревателем 21 в перегреватель котла 22. Нагретая сетевая вода из дополнительного сетевого подогревателя 19 направляется в систему теплоснабжения.

При восстановлении электрической нагрузки на паротурбинной ТЭЦ до номинальных значений производят увеличение теплофикационного отбора пара 10 на основной сетевой подогреватель 17, открывая задвижку 11. При этом на обратной магистрали сетевой воды, открывая задвижки 13, 16 и закрывая задвижки 12, 14, 15, отключают дополнительный сетевой подогреватель 19 по сетевой воде от контура промперегрева котла и турбины 20. При необходимости максимального нагрева сетевой воды (например, в зимнее время) нагрев воды осуществляют в основном 17 и дополнительном 19 подогревателях, открывая при этом задвижки 11, 12, 15, 14 и закрывая задвижки 13 и 16.

Описанный способ работы паротурбинной ТЭЦ обладает более высокой экономичностью и маневренностью за счет использования многоступенчатого промперегрева пара турбины и уменьшения влажности пара в части низкого давления турбины. Маневренность работы ТЭЦ обусловлена возможностью нагрева сетевой воды в дополнительном сетевом подогревателе теплоносителем, циркулирующим в контуре промежуточного перегрева котла и турбины, при снижении теплофикационного отбора пара турбины на основной сетевой подогреватель. Использование предлагаемого технического решения позволит сократить капитальные вложения в строительство ТЭЦ за счет уменьшения количества труб и гидравлических сопротивлений промежуточного контура с повышением КПД электростанции.

УДК 621.311.25:621.039

О НОВОЙ СТУПЕНИ ПАРАМЕТРОВ ПАРА ДВУХКОНТУРНЫХ АЭС

В. А. Хрусталева^{1,2}, Д. О. Баилюков^{1,2}

¹ Саратовский государственный технический университет

² Отдел энергетических проблем СНЦ РАН

В настоящее время с ростом стоимости ядерного топлива на АЭС доля топливной составляющей в структуре полных затрат в производстве электроэнергии растет, в связи с чем актуальность анализа термодинамической

эффективности второго контура атомных электрических станций с ВВЭР повышается. Действующие и проектируемые сегодня реакторные установки обеспечивают довольно низкие начальные параметры пара второго контура (64÷70 бар). Если на ТЭС параметры пара ограничиваются характеристиками прочности и стоимостью жаропрочных сталей, то на АЭС имеется запас роста начального давления пара для применяемых сталей. Типовой реактор ВВЭР-1000 обеспечивает расход пара в голову турбины при низком давлении – 60 бар. В связи с этим в России и за рубежом начата разработка реакторов, охлаждаемых водой сверхкритического давления, что потенциально позволяет в парогенераторах новой конструкции выдавать пар в голову турбины с давлением 120÷140 бар с легким перегревом и соответственным ростом КПД. В данной работе проведена предварительная оценка экономической эффективности блока ВВЭР-СКД (на параметры пара $p_0=140$ бар и $t_0=375^\circ\text{C}$) по сравнению с имеющимися сейчас блоками АЭС с ВВЭР-1000 [1–3].

Здесь и в дальнейшем типовые энергоблоки на параметры свежего пара $p_0=60$ бар, $t_0=275^\circ\text{C}$ условно будем называть «базовыми», а новые блоки на параметры свежего пара $p_0=140$ бар, $t_0=375^\circ\text{C}$ – «проектируемыми».

Для соблюдения условий энергетической сопоставимости проектируемого нового энергоблока с реактором, охлаждаемым водой сверхкритического давления, и типового блока АЭС с ВВЭР-1000 сопоставление приведено на 1 кВт установленной мощности.

Цикл в $T-S$ диаграмме, процесс расширения пара в $H-S$ диаграмме, тепловая схема, а также схема реактора с интегральной компоновкой и $t-q$ диаграмма теплообмена в парогенераторе для блока ВВЭР-СКД приведены на рис. 1–4.

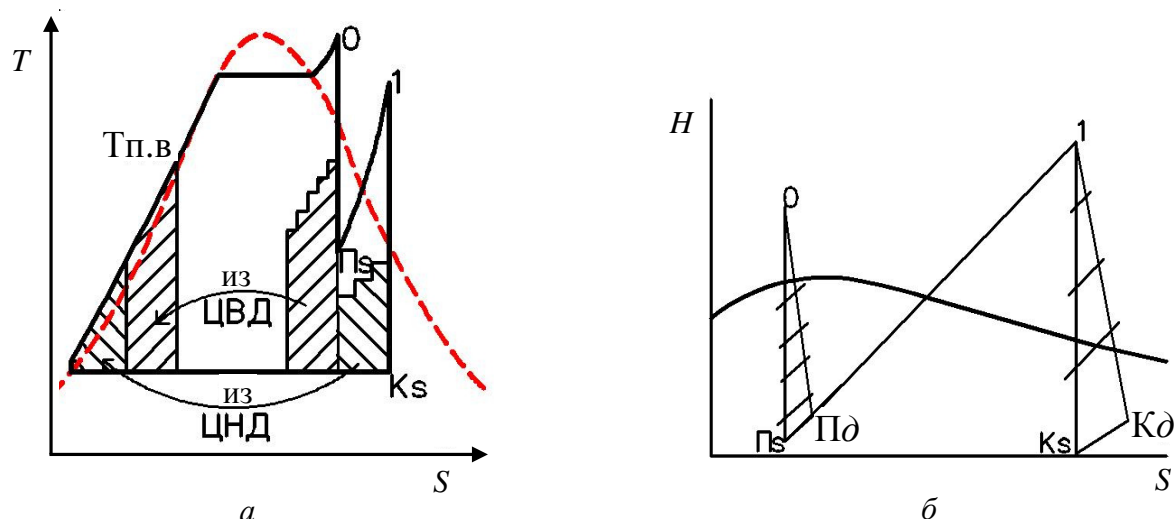


Рис. 1. Упрощенные $T-S$ диаграмма цикла (а) и $H-S$ процесс расширения пара (б) турбоустановки К-600-14,0/3000: P_s , P_d – теоретическая и действительная точки перед СПП; K_s , K_d – теоретическая и действительная точки перед конденсатором; 0 – точка, соответствующая начальным параметрам пара; 1 – точка, соответствующая параметрам пара после СПП; $T_{п.в}$ – температура питательной воды

На рис. 2: 1 – уплотнение штоков клапанов; 2 – блок клапанов; 3 – ЦВД; 4 – уплотнение вала; 5 – сепаратор; 6 – две ступени промежуточного пароперегревателя (ПП1 и ПП2); 7 – ЦНД; 8 – конденсатор; 9 – конденсатный насос; 10 – эжектор уплотненный; 11 – ПНД; 12 – блочная обессоливающая установка; 13 – конденсатор пара эжекторов (КЭ); 14 – ПНД; 15 – дренажный насос; 16 – конденсатор турбопривода; 17 – турбопривод питающего насоса; 18 – питательный насос; 19 – деаэратор; 20 – ПВД.

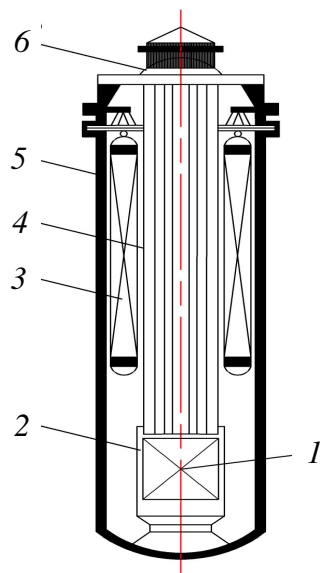


Рис. 3. Схема реактора ВВЭР-СКД с интегральной компоновкой

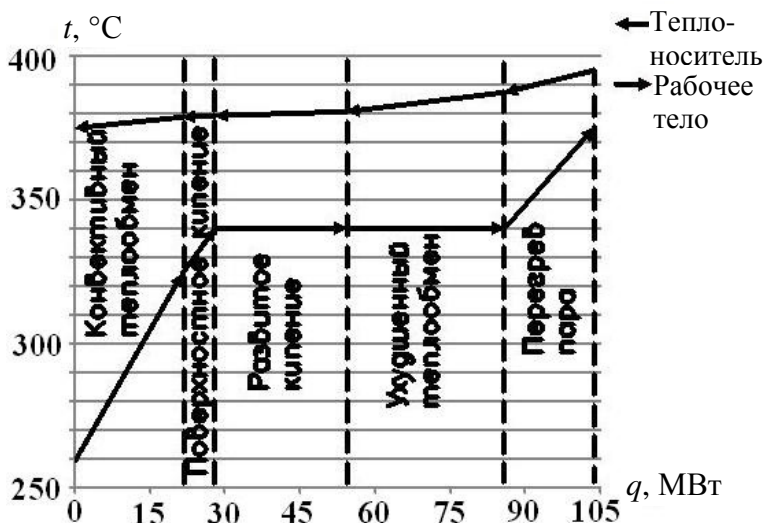


Рис. 4. t - q диаграмма теплообмена в парогенераторном модуле

На рис. 3: 1 – активная зона; 2 – цилиндр активной зоны; 3 – парогенераторные модули ($5 \times 3 = 15$ шт); 4 – кожух трубчатого предохранительного блока (обечайка тягового участка); 5 – корпус реактора; 6 – крышка корпуса реактора.

В настоящее время невозможно дать точной оценки реальной стоимости 1 кВт установленной мощности проектируемого энергоблока. Однако если учесть, что затраты на сооружение реакторного отделения (РО) (вместе с защитным контейнментом) на современном этапе (для базовой АЭС) составляют примерно 35% стоимости 1 кВт всего энергоблока с учетом необходимых затрат на общестанционные системы, сооружения, здания, то можно провести предварительный укрупненный анализ изменения удельных затрат на сооружение нового проектируемого реакторного отделения (табл. 1). Для этой цели используем примерную долевую стоимостную оценку отдельных крупных элементов первого контура для базового энергоблока, взятую из сметных анализов уже реализованных проектов базовых АЭС.

Таким образом, за счет существенного роста КПД, снижения затрат в отдельные элементы реакторного отделения можно ожидать умеренного удорожания проектируемого блока.

Основные изменения в элементах реакторного отделения (РО)

Элемент	Удельный вес стоимости элементов РО, %	Характер изменения для нового (проектируемого) РО
Реактор в сборе	32,7	Интегральная компоновка в едином корпусе с утолщенной стенкой в связи с ростом давления, большего диаметра
ПГВ-1000М	37,9	
ГЦН	16,05	
Компенсатор объема	4,0	Утолщенная стенка
Трубопроводы	9,4	Отсутствие трубопровода

Таким образом, за счет существенного роста КПД, снижения затрат в отдельные элементы реакторного отделения можно ожидать умеренного удорожания проектируемого блока.

Очевидно, что укрупненным критерием целесообразности перехода к новой ступени параметров во втором контуре может служить знак неравенства

$$\Delta C_{\text{кап}} \geq \Delta C_{\text{топл}}, \quad (1)$$

в котором соотносятся конкурирующие изменения двух составляющих (C) затрат – топливной и капитальной, причем знак $<$ соответствует целесообразности перехода на новую ступень параметров.

Определение изменения удельной капитальной составляющей стоимости единицы электроэнергии на проектируемой АЭС осуществляется следующим образом:

$$\Delta C_{\text{кап}} = \frac{\alpha \cdot \Delta K_{\text{АЭС}}}{Q_p \cdot \eta_{\text{нт}} \cdot \text{КИУМ}}, \quad (2)$$

где α – коэффициент эффективности капиталовложений, учитывающий сроки сооружения, характер, дисконтирование инвестиций по годам сооружения (принимается $\alpha=0,12 \div 0,15$); $\Delta K_{\text{АЭС}}$ – разность в стоимости блоков 600 МВт, выполненных на параметры свежего пара $p_0=60$ бар, $t_0=275^\circ\text{C}$ и $p_0=140$ бар, $t_0=375^\circ\text{C}$; Q_p – тепловая мощность реактора; $\eta_{\text{нт}}$ – КПД нетто проектируемого энергоблока; КИУМ – коэффициент использования установленной мощности принимаемый в диапазоне $0,85 \div 0,92$.

Определение изменения топливной составляющей стоимости единицы электроэнергии на проектируемой АЭС осуществляется следующим образом:

$$\Delta C_{\text{топл}} = \frac{\text{КИУМ} \cdot 8760}{24} \cdot \left(\frac{C_{\text{я}}^{\text{баз}}}{Q_{\text{выг}}^{\text{баз}} \cdot \eta_{\text{баз}}} - \frac{C_{\text{я}}^{\text{пр}}}{Q_{\text{выг}}^{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{пр}}} \right), \quad (3)$$

где $C_{\text{я}}^{\text{баз}}$, $C_{\text{я}}^{\text{пр}}$ – стоимость ядерного горючего для энергоблоков; $Q_{\text{выг}}^{\text{баз}}$, $Q_{\text{выг}}^{\text{пр}}$ – глубина выгорания топлива в базовом и проектируемом реакторах.

Для упрощения анализа консервативно принимаем, что глубина выгорания и стоимость ядерного горючего связаны пропорциональной зависимостью.

Очевидно, что новый вариант начальных параметров эффективен только тогда, когда $\Delta C_{\text{кап}} < \Delta C_{\text{топл}}$ при одной и той же выработке энергии. Полный эффект при этом

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = (\Delta C_{\text{топл}} - \Delta C_{\text{кап}}) \mathcal{E}_{\text{год}}, \quad (4)$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – заданная и равная энерговыработка энергоблоков базового и проектируемого с реакторами обоих типов.

Дисконтированный срок окупаемости (СО)

$$\text{СО} = \frac{\alpha \cdot \Delta \mathcal{Z}_{\text{кап}}}{\Delta \mathcal{E}_{\text{год}}}. \quad (5)$$

Рассмотрим 3 варианта удорожания стоимости киловатта установленной мощности блока с реактором проектируемого типа:

1. $\frac{\Delta k_{\text{турб}} + \Delta k_{\text{реакт}} + \Delta k_{\text{др}}}{K_{\text{баз}}} = 10\% ;$
2. $\frac{\Delta k_{\text{турб}} + \Delta k_{\text{реакт}} + \Delta k_{\text{др}}}{K_{\text{баз}}} = 15\% ;$
3. $\frac{\Delta k_{\text{турб}} + \Delta k_{\text{реакт}} + \Delta k_{\text{др}}}{K_{\text{баз}}} = 25\% .$

Результаты расчетов капитальной составляющей представлены в табл. 2, а их динамика показана на рис. 5.

Таблица 2

Значения изменения капитальной составляющей затрат в блоки «базовые» и «проектируемые»

$\Delta k_{\text{уд}}/k_{\text{уд}}^{\text{баз}}, \%$	α	$Q_p, \text{ кВт(т)}$	$\eta_{\text{нт}}$	КИУМ	$C_k, \text{ руб./кВт}\cdot\text{год}$
10	0,12	1500000	0,397	0,85	0,939
	0,15				1,174
	0,12			0,92	0,867
	0,15				1,084
15	0,12			0,85	1,408
	0,15				1,760
	0,12			0,92	1,301
	0,15				1,626
25	0,12			0,85	2,347
	0,15				2,934
	0,12			0,92	2,168
	0,15				2,711

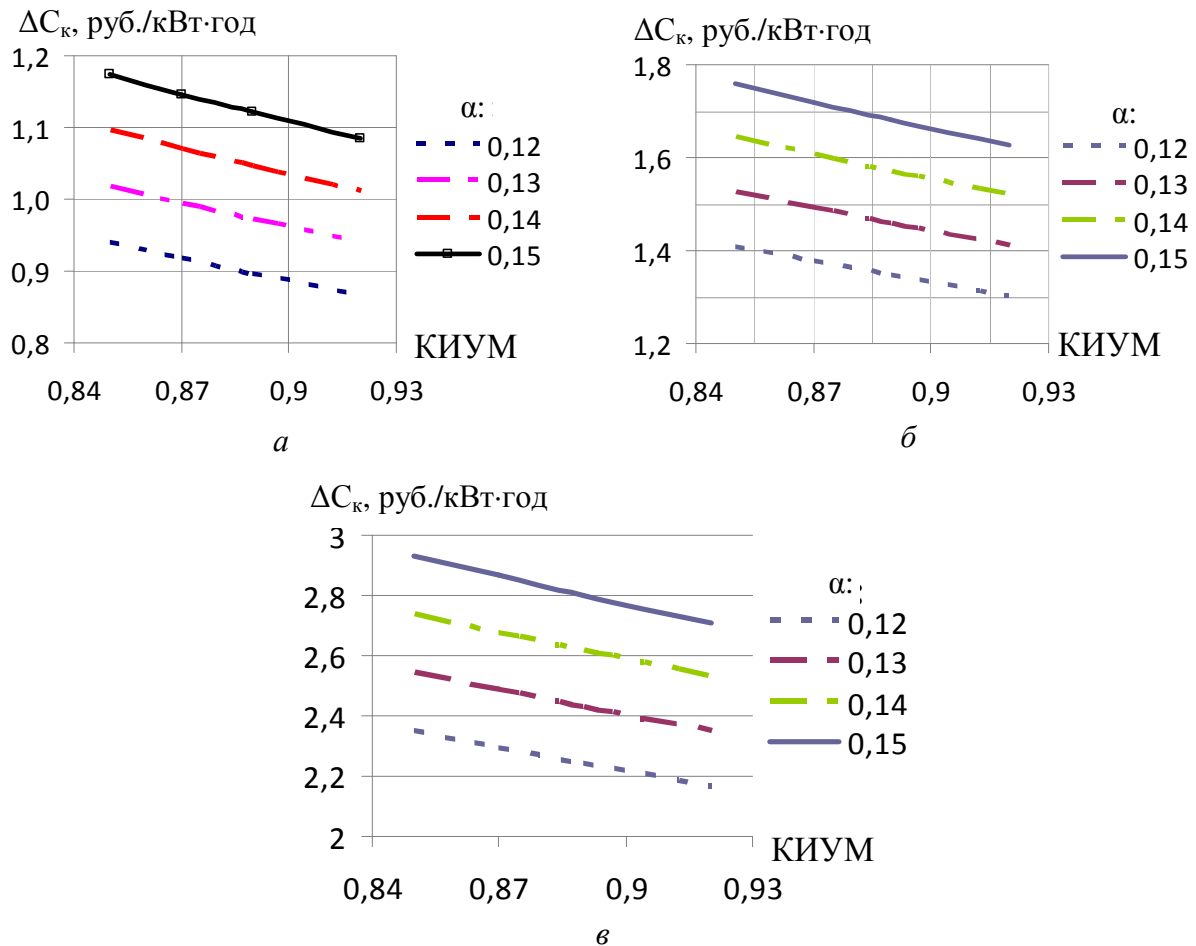


Рис. 5. Зависимость изменения капитальной составляющей затрат в блоки «базовые» и «проектируемые» при удорожании (в %): *а* – 10; *б* – 15; *в* – 25 для разных коэффициентов дисконтирования α

Определение годовой экономии топлива при эксплуатации проектируемого блока по сравнению с базовым проведем по итоговой формуле

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{год}} = \frac{N_{\text{уст}} \cdot \text{КИУМ} \cdot 8760}{24} \cdot \left(\frac{C_{\text{я}}^{\text{баз}}}{Q_{\text{выг}}^{\text{баз}} \cdot \eta_{\text{баз}}} - \frac{C_{\text{я}}^{\text{пр}}}{Q_{\text{выг}}^{\text{пр}} \cdot \eta_{\text{пр}}} \right). \quad (6)$$

Определим срок окупаемости станции. Рассчитаем разность в стоимости блоков $\Delta K_{\text{АЭС}}$ для 3 вариантов удорожания:

$$\Delta K_{\text{АЭС}} = \Delta k \cdot \alpha = \Delta k \cdot K_{\text{АЭС}}^{\text{баз}} \cdot N_{\text{уст}} \cdot \alpha, \quad (7)$$

где Δk – удорожание проектируемой станции по сравнению с базовой;

$K_{\text{АЭС}}^{\text{баз}} = 2200$ долл./кВт; $\alpha = 0,15$;

$N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, кВт;

$\Delta K_{\text{АЭС}} = 0,1 \cdot 2200 \cdot 30 \cdot 0,15 \cdot 600000 = 594$ млн руб;

$\Delta K_{\text{АЭС}} = 0,15 \cdot 2200 \cdot 30 \cdot 0,15 \cdot 600000 = 891$ млн руб;

$\Delta K_{\text{АЭС}} = 0,25 \cdot 2200 \cdot 30 \cdot 0,15 \cdot 600000 = 1485$ млн руб.

Определим срок окупаемости станции для этих вариантов, пользуясь данными из табл. 3 и приведенной годовой разностью стоимости блоков:

$$CO = \frac{\Delta K_{AЭС}}{\Delta \mathcal{E}_{год}}. \quad (8)$$

По данным, приведенным в табл. 4, 5, построим графики зависимости CO от КИУМ (рис. 6).

Таблица 3

Значения годовой экономии при эксплуатации «проектируемого» блока по сравнению с «базовым»

КИУМ	$\Delta \mathcal{E}_{год}$, млн руб./год			
	$\eta_{баз}=32\%$		$\eta_{баз}=35\%$	
	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂
0,85	80,09	152,80	49,44	82,68
0,87	81,97	156,39	50,61	95,97
0,89	83,86	159,99	51,77	121,38
0,92	86,68	165,39	53,51	125,47

Таблица 4

Значения срока окупаемости для трех вариантов удорожания (Δk) энергоблока при его КПД 32%

КИУМ	Срок окупаемости, лет					
	$\Delta k = 10\%$		$\Delta k = 15\%$		$\Delta k = 25\%$	
	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂
0,85	7,42	3,89	11,13	5,83	18,54	9,72
0,87	7,25	3,798	10,87	5,70	18,12	9,495
0,89	7,08	3,71	10,63	5,57	17,71	9,28
0,92	6,85	3,59	10,28	5,39	17,13	8,979

Таблица 5

Значения срока окупаемости для трех вариантов удорожания (Δk) энергоблока при его КПД 35%

КИУМ	Срок окупаемости, лет					
	$\Delta k = 10\%$		$\Delta k = 15\%$		$\Delta k = 25\%$	
	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=29500$ руб./кгUO ₂	$\Pi_{я}^{баз}=35500$ руб./кгUO ₂
0,85	12,01	5,12	18,02	7,69	30,03	12,81
0,87	11,74	5,01	17,61	7,51	29,34	12,52
0,89	11,47	4,89	17,21	7,34	28,68	12,23
0,92	11,10	4,73	16,65	7,10	27,75	11,84

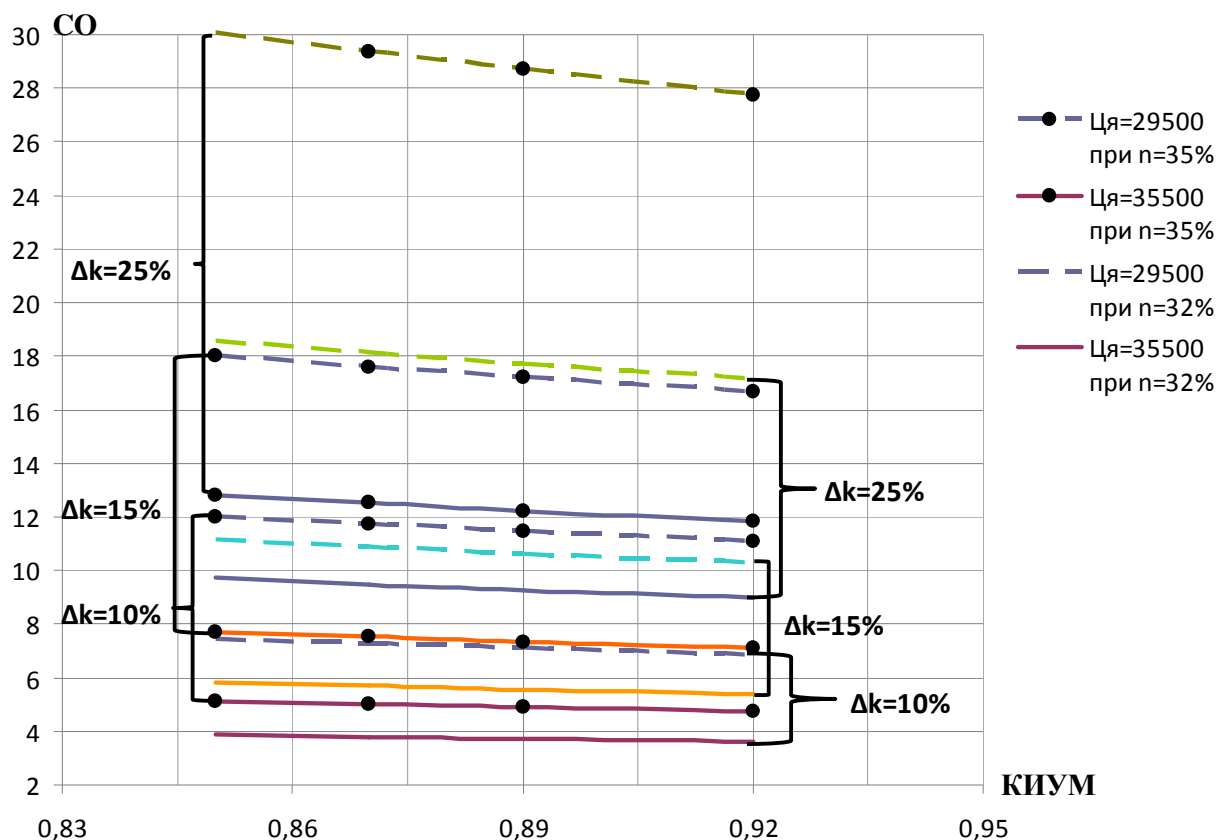


Рис. 6. Графики зависимости (СО) срока окупаемости проекта от КИУМ для разных исходных условий

Выводы

1. На основе анализа и сопоставления сметных данных типовых АЭС с ВВЭР-1000 и перспективных энергоблоков на повышенных начальных параметрах укрупненно оценена капитальная составляющая стоимости электроэнергии на проектируемой АЭС для различных вариантов удорожания проектируемого блока по сравнению с базовым.

2. Определены ожидаемые характеристики экономии при эксплуатации проектируемого блока по сравнению с базовым. При этом варьировались следующие характеристики: КПД базового блока (32÷35%); стоимость ядерного топлива (29500÷35500 руб./кгUO₂); КИУМ (0,85÷0,92).

3. Построены диаграммы зависимости срока окупаемости (СО) от КИУМ для различных вариантов удорожания проектируемого блока с учетом динамики цен на ядерное топливо и КПД базовой и проектируемой станций.

4. Показано, что реально приемлемые сроки окупаемости (СО) (до 15÷18 лет) достигаются для принятого диапазона условий при удорожании не более чем на 10, 15%; в случае удорожания на 25% и $KПД_{баз}=32\%$ допустимые сроки окупаемости достигаются при условии $КИУМ>0,87$, при тех же данных, но в сравнении с $KПД_{баз}=35\%$ допустимые сроки окупаемости достигаются только при дорогом ядерном топливе:

$$Ц_{яд}^{баз} > 32500 \text{ руб./кгUO}_2.$$

В целом результаты показывают, что следует рекомендовать проектные проработки турбоустановки К-600-14,0/3000 и другого оборудования с дальнейшим уточнением технического профиля и эффективности нового энергоблока.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О тепловой схеме энергоблока АЭС с реактором, охлаждаемым водой сверхкритического давления / В. А. Силин, В. М. Зорин, А. М. Тагиров, О. И. Трегубова, И. В. Белов, П. В. Поваров // Теплоэнергетика. 2010. № 12. С. 32–37.
2. Кириллов П. Л. Водоохлаждаемые реакторы на воде сверхкритических параметров // Там же. 2008. №5. С. 2–5.
3. Проблемы и перспективы легководных реакторов нового поколения со сверхкритическим давлением / Ю. М. Семченков, А. С. Духовенским, П. Н. Алексеев, А. А. Прошкин, В. Н. Мухачев, А. А. Седов, Чибиняев А. В. // Там же. С. 6–11.

УДК 661.963

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВНЕПИКОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА, КИСЛОРОДА И ТЯЖЕЛОЙ ВОДЫ*

А. Ф. Шкрет^{1,2}, М. В. Гариевский^{1,2}, В. А. Хрусталева^{1,2}

¹ Саратовский научный центр РАН

² Саратовский государственный технический университет

Обеспечить базовой нагрузкой развитие и функционирование АЭС можно за счет использования внепиковой электроэнергии для электроемких потребителей. Одним из таких перспективных потребителей является электролиз воды, в котором осуществляется производство водорода, кислорода и тяжелой воды. Данные элементы могут широко применяться как в энергетике, так и в других отраслях материального производства. Например, накопленные водород и кислород в часы ночного провала электрической нагрузки можно использовать для производства пиковой мощности и покрытия пиковых электрических нагрузок или для их коммерческой продажи.

Рассмотрим краткую характеристику вышеперечисленных продуктов электролиза воды, технологии их промышленного получения, транспортировки, использования, рыночную стоимость и себестоимость получения.

* Исследование выполнено при финансовой поддержке Министерства образования и науки Российской Федерации (соглашение № 8184 от 23 июля 2012 г.).

1. Производство водорода

Водород – наиболее распространенный элемент во Вселенной. Он химически активен, редко присутствует в качестве несвязанного элемента, обычно существует в комбинации с другими, например с кислородом в воде, углеродом в метане и прочих органических соединениях. Он имеет по сравнению с любым другим органическим топливом самое высокое содержание энергии на единицу массы 120,7 ГДж/т (28800 ккал/кг).

Основные методы промышленного производства водорода перечислены ниже. Все цены производства водорода различными способами приведены в долларах США за 2004 год по данным [1].

Из природного газа. В настоящее время наиболее рентабельным способом производства водорода является паровая конверсия метана. Данным способом в мире производится примерно 85% всего водорода (рис. 1). Водяной пар при температуре 700–1000°C смешивается с метаном под давлением в присутствии катализатора. Себестоимость процесса 2–5 долл./кг водорода. В будущем возможно снижение цены до 2–2,50 долл./кг, включая доставку и хранение, всё зависит от стоимости исходного сырья – природного газа.

Газификация угля. Старейший способ получения водорода. Уголь нагревают при температуре 800–1300°C без доступа воздуха. Себестоимость процесса 2–2,5 долл./кг водорода. В будущем возможно снижение цены до 1,50 долл./кг, включая доставку и хранение.

С использованием атомной энергии. Использование атомной энергии для производства водорода возможно в различных процессах: химических, электролиз воды, высокотемпературный электролиз. Себестоимость процесса 2,33 долл./кг водорода.

Электролиз воды. Процесс разделения воды на водород и кислород ($2\text{H}_2\text{O} + \text{энергия} = 2\text{H}_2 + \text{O}_2$). Себестоимость процесса 6–7 долл./кг водорода при использовании электричества из промышленной сети. В будущем возможно снижение до 4 долл./кг. Использование внепиковой электроэнергии по её себестоимости на АЭС и отнесение части затрат на побочную продукцию (кислород и тяжелую воду) снизят себестоимость водорода в данном процессе. Дополнительными резервами снижения стоимости водорода могут быть кислород и тяжелая вода, получаемые как сопутствующие продукты. Например, если кислород реализовать на месте производства водорода, возможно снижение стоимости водорода на 2,5–5 % [2].

Себестоимость 1 кг водорода при использовании электроэнергии, получаемой от ветрогенераторов, составляет 7–11 долларов. В будущем возможно снижение до 3 долл./кг [3].

Себестоимость 1 килограмма водорода при использовании солнечной энергии составляет 10–30 долларов. В будущем возможно снижение до 3–4 долл./кг [1].

Водород из биомассы. Водород из биомассы получается термохимическим или биохимическим способом. При термохимическом методе био-

массу нагревают без доступа кислорода до температуры 500–800°C (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате выделяются H_2 , CO и CH_4 . Современные установки производят электричество из биомассы с КПД более 30%. Себестоимость процесса 5–7 долл./кг водорода. В будущем возможно снижение до 1,0–3,0 долл./кг. В биохимическом процессе водород вырабатывают различные бактерии.

По состоянию на 2005 год объем мирового производства водорода составлял 50 млн т. К настоящему времени он равен 55–60 млн т, т.е. прирост около 5% в год [4].

Структура мирового производства водорода следующая: из природного газа – 85%, нефти – 7%, угля – 4% и электролиза – 4% (рис. 1, а) [5].

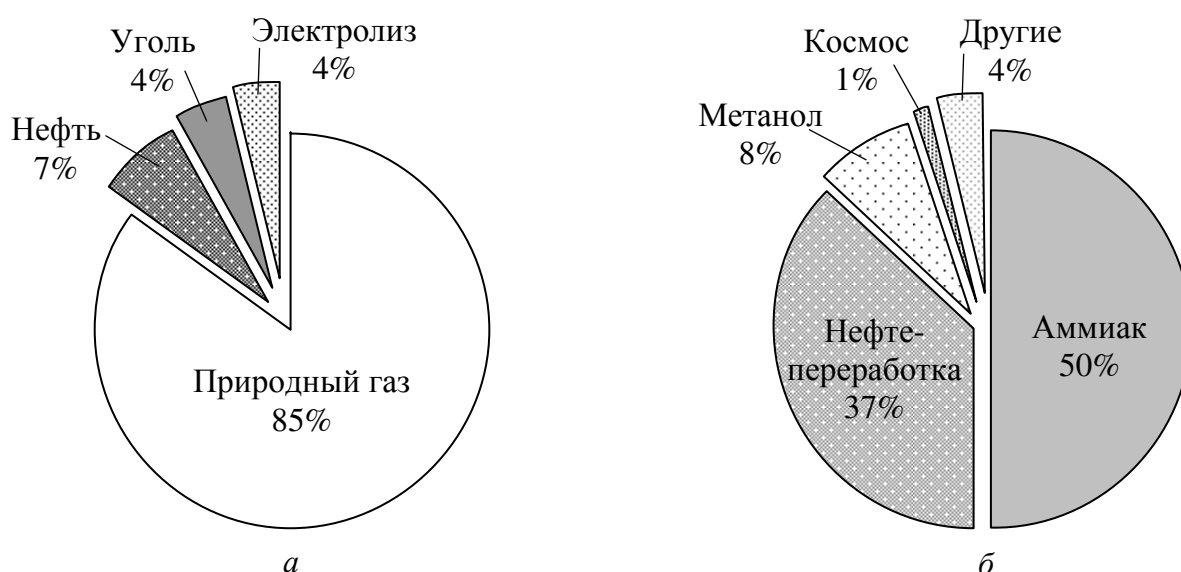


Рис. 1. Структура мирового производства (а) и потребления (б) водорода [5]

Хранение и транспортировка водорода

На близкие расстояния от завода-изготовителя сжатый под давлением 350 или 700 атм. водород перевозится в баллонах или в сжиженном состоянии в специальных контейнерах с эффективной термоизоляцией при температуре минус 253°C. При транспортировке жидкого водорода имеются значительные потери вследствие испарения (3% ежедневно), и на расстояния свыше 200 миль его перевозка непрактична. Обеспечение автозаправочных станций сжатым водородом и заполнение баллонов, находящихся в автомобиле, технически больших проблем не представляют. Современные материалы гарантируют высокую надёжность таких сосудов.

Снижение цены водорода возможно при строительстве инфраструктуры по доставке и хранению водорода. В США действуют 750 км, а в Европе 1500 км водородных трубопроводных систем. Трубопроводы действуют при давлении 10–20 бар, изготовлены из стальных труб диаметром

25–30 см. Старейший водородный трубопровод действует в районе германского Рура. 210 км трубопровода соединяют 18 производителей и потребителей водорода. Трубопровод действует более 50 лет без аварий. Самый длинный трубопровод длиной 400 км проложен между Францией и Бельгией. Водород может передаваться по существующим газопроводам природного газа при небольших изменениях в них.

Применение водорода

Водород в основном применяют для производства азотных удобрений и превращения низкокачественных видов сырой нефти в моторное топливо. Сжиженный водород используют для получения сверхнизких температур и в качестве горючего для криогенных ракетных двигателей. Водород имеет большую энергетическую мощность благодаря большим скоростям горения. Продуктом его сгорания является лишь вода, что важно с точки зрения экологии. Постоянно ведутся исследования, направленные на более широкое внедрение использования водородного топлива вместо бензина.

Основные объёмы мирового потребления водорода: для производства аммиака – 50%, в нефтепереработке – 37%, для производства метанола, в космической отрасли и прочих отраслях потребляют в сумме около 13% получаемого водорода (см. рис. 1, б) [5].

Цена водорода на рынке России зависит от многих факторов. Например, компания «НИИ КМ» поставляет в 40-литровых баллонах водород газообразный технической марки А (99,99%) стоимостью 108 руб./нм³ (1200 руб./кг, или 40 долл./кг). Водород газообразный особо чистый (99,9999%) стоит 1652 руб./м³ (1836 руб./кг ≈ 612 долл./кг) [6].

По оценке американской национальной технической академии (National Academy of Engineering) текущая оптовая цена сжатого водорода при крупномасштабном производстве и транспортировке по трубопроводам составляет 2 долл./кг, перспективная – на 40 центов ниже. На автозаправках розничная стоимость водорода, полученного путем преобразования природного газа, – 3,5 долл./кг и 6,3 долл./кг – стоимость водорода, полученного электролизом воды [7].

По данным экспертов Еврокомиссии, стоимость водорода за счет электролиза воды на базе АЭС в настоящее время составляет порядка 1,5 долл./кг и в перспективе на 2035 год снизится до 0,8–1,0 долл./кг. Однако транспортировка его потребителям увеличивает стоимость водорода в настоящее время в 2–3 раза, в перспективе – в 1,5 раза (рис. 2) [8].

2. Производство кислорода

Кислород – бесцветный газ без запаха и вкуса, самый распространённый на Земле элемент. На его долю (в составе различных соединений, главным образом силикатов) приходится около 47,4 % массы твёрдой земной коры. Морские и пресные воды содержат огромное количество связанного кислорода – 88,8 % (по массе), в атмосфере содержание свободного кислорода составляет 20,95 % по объёму и 23,12 % по массе. Кислород

входит в состав многих органических веществ и присутствует во всех живых клетках. По числу атомов в живых клетках он составляет около 25 %, по массовой доле – около 65 % [9].

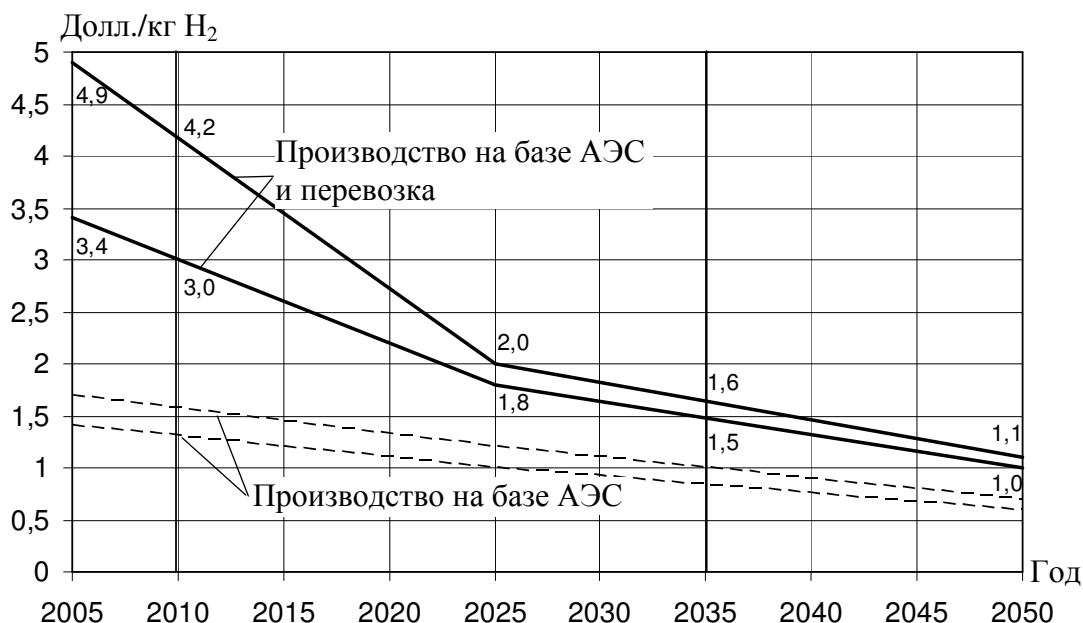


Рис. 2. Прогноз стоимости водорода за счет электролиза воды на базе АЭС с последующей транспортировкой сжатого водорода автомобильным транспортом

Получение кислорода

В настоящее время в промышленности кислород получают из воздуха. Основным промышленным способом получения кислорода является криогенная ректификация. Хорошо известны и успешно применяются в промышленности кислородные установки, работающие на основе мембранной технологии. При электролизе 1 л воды (H₂O) получается 112 г водорода и 888 г кислорода.

В лабораториях пользуются кислородом промышленного производства, поставляемым в стальных баллонах под давлением около 15 МПа.

В настоящее время производственная стоимость жидкого кислорода в России составляет 7400–8400 руб./т (247–280 долл./т). С учетом доставки в количестве 8 т на расстояние 50 км в цистернах его цена возрастет на 20 %, при доставке в баллонах по 40 л цена – в 3,4 раза. Стоимость кислорода жидкого медицинского (объемом 130 т) на открытом аукционе составляла 23100 руб./т (770 долл./т). Например, «Уралкриогаз» предлагает услуги по поставке технических газов в баллонах по 40 л: кислорода (7,8 кг) – 185,85 руб. (0,794 долл./кг), водорода (0,54 кг) – 1486 руб. (91,7 долл./кг). Отношение цены 1 т технического газообразного водорода к кислороду составляет 110–130.

Применение кислорода

В металлургии: конвертерный способ производства стали связан с применением кислорода.

Сварка и резка металлов: кислород в баллонах широко используется для газопламенной резки и сварки металлов.

Ракетное топливо: в качестве окислителя для ракетного топлива применяются жидкий кислород, пероксид водорода, азотная кислота и другие богатые кислородом соединения. Смесь жидкого кислорода и жидкого озона – один из самых мощных окислителей ракетного топлива.

В медицине: кислород используется для обогащения дыхательных газовых смесей (аэронетики) при нарушении дыхания, для лечения астмы, в виде кислородных коктейлей, кислородных подушек и т. д.

Одним из наиболее важных направлений использования кислорода является получение **озона**.

Использование озона в системах очистки воды

Озон – это газ синего цвета с резким характерным запахом. По химическому строению представляет собой молекулу, состоящую из трех атомов кислорода, в отличие от двухатомного кислорода воздуха.

В промышленных целях озон вырабатывается особыми генераторами, основанными на коронном разряде, или ультрафиолетовыми лампами, вызывающими фотодиссоциацию кислорода воздуха и образование озона. Озон – очень реакционно-способное соединение, он химически неустойчив, разлагается до кислорода и атомарного кислорода. В свою очередь, атомарный кислород – тоже очень реакционно-способное соединение.

Озон – прекрасный бактерицид, убивающий многие патогенные микроорганизмы и вирусы. Этот сильный бактериостатический эффект озона используется в специальных озонирующих установках для обеззараживания воды и воздуха. Озон реагирует с хлор- и нитроорганическими соединениями с образованием хлоридов и нитратов и, как следствие, выводит из воды аммиак. Озоновые системы очистки воды намного безопаснее установок, связанных с использованием хлора [10].

В настоящее время 95% питьевой воды в Европе проходит очистку озоном. В США идет процесс перевода очистки воды с хлорирования на озонирование. В России действуют несколько крупных станций (в Москве, Санкт-Петербурге, Нижнем Новгороде и других городах). Озон применяется в установках по дезинфекции воды в плавательных бассейнах.

В связи со сложной обстановкой с загрязнением рек и водоёмов России и проблемами обеспечения населения чистой питьевой водой прогнозируется в перспективе широкое использование озонной очистки воды и соответственно кислорода на эти цели.

3. Тяжелая вода

Тяжёлая вода́ (оксид дейтерия). Обычно этот термин применяется для обозначения тяжёловодородной воды, где вместо атомов обычного лёгкого изотопа водорода (протия) содержится два атома тяжёлого изотопа водорода – дейтерия. Формула тяжёловодородной воды обычно записывается

как D₂O. Внешне тяжёлая вода выглядит как обычная – бесцветная жидкость без вкуса и запаха [11].

В природных водах один атом дейтерия приходится в среднем на 6400 атомов протия. Почти весь дейтерий находится в составе молекул полутяжёлой воды DHO, одна такая молекула приходится на 3200 молекул лёгкой воды. Лишь очень незначительная часть атомов дейтерия формирует молекулы тяжёлой воды D₂O, поскольку вероятность встретить два атома дейтерия в составе одной молекулы в природе мала (примерно $0,5 \cdot 10^{-7}$). Содержание дейтерия минимально в водах Арктики (0,013%), максимально в водах египетского Нила (0,0162%) [12].

Извлечение дейтерия осуществляется за счет разделения изотопов, что всегда сопряжено со значительными трудностями, ибо изотопы, представляющие собой чуть отличающиеся по массе вариации одного элемента, химически ведут себя практически одинаково. Но скорость прохождения некоторых реакций отличается в зависимости от изотопа элемента, кроме того, можно использовать различие в их физических свойствах, например в массе.

Основные используемые методы разделения изотопов водорода:

- газовая диффузия (мембранные технологии);
- газовое центрифугирование;
- AVLIS (Atomic vapor laser isotope separation – испарение с использованием лазерных технологий);
- химическое обогащение;
- дистилляция;
- электролиз (в том числе с сопутствующими химическими каталитическими ионообменными процессами).

Химическое обогащение использует разницу в скорости протекания химических реакций с различными изотопами. На сегодня химическое разделение – самая энергосберегающая технология получения тяжелой воды, но ограниченная по производительности.

Дистилляция (перегонка) использует различие в скорости испарения различных по массе изотопов. Чем меньше масса атома, тем быстрее будет испаряться этот изотоп. Лучше всего это работает на легких элементах. Дистилляция также успешно применяется для производства тяжелой воды.

Одна из сторон применения **электролиза** – производство тяжелой воды. При электролизе вода разделяется на газы в основном с «легкими» молекулами (с обычным водородом). Этот самый эффективный метод получения дейтерия (коэффициент разделения более 7) требует такого количества энергии, что по экономическим соображениям применяется только на поздних стадиях очистки (табл. 1).

Современное промышленное получение тяжелой воды

Производство тяжелой воды по одной из современных технологий делится на две стадии.

1. Первая стадия – начальное концентрирование (от природной концентрации до 5–10 % из расчета D_2O). Эта стадия частично (вначале) происходит в целях получения электролитического водорода дистилляцией воды из электролита (0,1–0,2% D_2O) путём:

а) изотопного обмена между водой и H_2S в двух-, трехступенчатой каскадной системой противоточных колонн по двухтемпературной схеме (холодная верхняя секция и горячая нижняя);

б) многоступенчатого электролиза водного раствора щелочи с каталитическим изотопным обменом между водой и водородом при температуре около $0^\circ C$;

в) низкотемпературной ректификации жидкого водорода с последующим сжиганием дейтерия в кислороде.

2. Вторая стадия – конечное концентрирование (от 5–10 % до 99,8 % D_2O) – ректификация воды с использованием вакуума, электролиз и(или) изотопный обмен между водородом и аммиаком.

Таблица 1

Эффективность различных методов разделения изотопов водорода, определяемая по коэффициенту разделения в одной ступени обогащения

Метод	Коэффициент
Химическое обогащение	1,2–3
Дистилляция	1,05–1,6
Газовая диффузия	1,2
Центрифугирование (250 м/с)	1,01
Центрифугирование (600 м/с)	–
Электролиз	7

Тяжелую воду можно производить, используя различные процессы. Коммерчески выгодными до сегодняшнего времени являются два процесса: процесс изотопного обмена воды и сероводорода (процесс GC) и процесс изотопного обмена аммиака и водорода. Процесс GC основан на обмене водорода и дейтерия между водой и сероводородом в системе колонн, которые эксплуатируются с холодной верхней секцией и горячей нижней секцией. Вода течет вниз по колоннам, в то время как сероводородный газ циркулирует от дна к вершине колонн. Для содействия смешиванию газа и воды используется ряд дырчатых лотков. Дейтерий перемещается в воду при низких температурах и в сероводород при высоких температурах. Обогащенные дейтерием газ или вода удаляются из колонн первой ступени на стыке горячих и холодных секций, и процесс повторяется в колоннах следующей ступени. Продукт последней фазы – вода, обогащенная дейтерием до 30%, направляется в дистилляционную установку для производства реакторно-чистой тяжелой воды, т.е. 99,75% окиси дейтерия.

Применение тяжелой воды

Важнейшим свойством тяжёловодородной воды является то, что она практически не поглощает нейтроны по сравнению с легкой водой, поэтому D₂O используется в ядерных реакторах для торможения нейтронов и в качестве теплоносителя (табл. 2). В будущем дейтерий и тритий – топливо термоядерных реакторов. Тяжелая вода используется также в качестве изотопного индикатора в химии, биологии и гидрологии. В физике элементарных частиц тяжёлая вода используется для детектирования нейтрино [13].

Таблица 2

Сравнительные характеристики замедлительной способности легкой и тяжелой воды

Характеристика	Вода	
	легкая	тяжелая
Химическая формула	H ₂ O	D ₂ O
Относительная атомная масса	18,0	20,0
Плотность, кг/м ³	1000	1100
Макроскопическое сечения рассеяния нейтронов (надтепловое) Σ_s , см ⁻¹	1,64	0,35
Макроскопическое сечения поглощения нейтронов (надтепловое) Σ_a , см ⁻¹	$22 \cdot 10^{-3}$	$85 \cdot 10^{-6}$
Среднее число столкновений нейтронов до термализации, ξ	19,6	35,7
Замедляющая способность $\xi \Sigma_s$, см ⁻¹	1,5	0,18
Коэффициент замедления нейтронов $\xi \Sigma_s / \Sigma_a$	70	1900

Стоимость. Производство тяжёлой воды очень энергоёмко, поэтому её стоимость довольно высока (ориентировочно 200–250 долл. за литр на уровне 1990 г.). В период 2004–2006 гг. указывались цены до 370 долл. за литр.

Для получения 1 т D₂O методом обычного электролиза необходимо переработать около 40 тыс. т воды, израсходовав при этом 60 млн кВт·ч электроэнергии – столько же уходит на выплавку 3 тыс. т алюминия.

По нашему мнению, тяжелая вода будет востребована на рынке по следующим причинам.

1. Тяжеловодные реакторы способны работать на практически необогащенном урановом топливе. Это позволяет ряду пользователей не развивать собственного обогатительного производства, что положительно скажется на всемирной ядерной безопасности и нераспространении ядерного оружия.

2. Тяжеловодные ядерные технологии позволяют более эффективно использовать энергию топлива, отработавшего в обычных водо-водяных реакторах. Как показано в табл. 3, проблема дожигания такого топлива усложняется из-за роста начального обогащения в связи с тенденцией к удлинению топливных кампаний.

3. Тяжеловодные реакторы в ряде случаев могут найти широкое применение из-за выраженных свойств внутренне присущей безопасности в части аварий с разгерметизацией первого контура.

Таблица 3

**Характеристики обогащения и выгорания ТВС
в удлиненных топливных циклах**

Характеристика	Варианты загрузки					
	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й	6-й
Среднее обогащение свежего топлива, $X_{об}$ %	4,89	4,87	4,86	5,24	5,63	5,49
Выгорание выгружаемого топлива, МВт·сут/кг среднее по ТВС	52,65	50,75	49,35	53,36	57,26	54,66
Удельный расход природного урана, г/МВт·сут (тепл)	212,4	218,3	224,9	225,4	226,7	231,1
Содержание ^5U в выгружаемом топливе, $X_{выг}$, %	1,04	1,11	1,16	1,21	1,14	1,28
$X_{об} - X_{выг}$	3,85	3,76	3,70	4,03	4,49	4,21
Отношение общей глубины выгорания к выгоревшему ^5U , МВт·сут/кг на % обог.	13,67	13,50	13,34	13,24	12,75	12,98
Число перегружаемых ТВС, шт.	55	61	67	67	67	73

Как видно из табл. 3, широко применяемые сегодня удлиненные кампании, помимо бесспорных технико-экономических преимуществ, связанных с ростом КИУМ энергоблоков, приводят также к росту остаточного содержания ^5U в выгружаемом топливе. Это негативно может повлиять на стоимость транспортировки топлива с АЭС и его дальнейшего передела.

Как известно, активные зоны тяжеловодных реакторов имеют существенно более высокое тяжеловодоурановое отношение, чем водоурановое в легководных реакторах. Однако переход к разборным конструкциям ТВС, наблюдаемый уже сегодня в России, позволит за счет создания и установки на новых или уже действующих площадках специальных тяжеловодных реакторов-дожигателей решить проблему повышения степени топливоиспользования в новых ВВЭР различных модификаций. К ним следует отнести и проектируемые ВВЭР со спектральным регулированием реактивности.

Дополнительное выгорание уранового топлива в тяжеловодных реакторах после легководных по предварительным оценкам может составить 6–9 МВт·сут/кг.

Другой путь потребует, по-видимому, меньших усилий, чем создание специализированных тяжеловодных реакторов-дожигателей, но он также основан на использовании D_2O в качестве замедлителя смеси D_2O+H_2O изменяющегося состава и переменного за кампанию водоуранового отношения. Это модернизация активных зон реакторов водоводяного типа на

основе концепции спектрального регулирования длительных эффектов реактивности изменением содержания тяжелой воды в теплоносителе в совокупности с использованием водовытеснительных эффектов.

Выводы

1. Одним из перспективных потребителей внепиковой электроэнергии при обеспечении базовой нагрузкой АЭС является электролиз воды, при котором осуществляется производство водорода, кислорода и исходного сырья для получения тяжелой воды. Данные элементы широко используются во многих отраслях.

2. Водород в основном применяют для производства азотных удобрений и превращения низкокачественных видов сырой нефти в моторное топливо, для получения сверхнизких температур и в качестве горючего для криогенных ракетных двигателей. В перспективе предполагается использовать водородное топливо в качестве моторного топлива – замена бензину.

3. Кислород применяется в металлургии: конвертерный способ производства стали, для сварки и резки металлов, в качестве окислителя для ракетного топлива, в медицине для обогащения дыхательных газовых смесей при нарушении дыхания. Одним из наиболее важных направлений использования кислорода является получение озона, который используется для обеззараживания воды и воздуха.

4. Тяжелая вода используется в ядерных реакторах для торможения нейтронов и в качестве теплоносителя, в качестве изотопного индикатора в химии, биологии и гидрологии; в физике элементарных частиц для детектирования нейтрино. Использование тяжелой воды в тяжеловодных реакторов позволяет существенно повысить степень выгорания уранового топлива по сравнению с легководными реакторами, т.е. позволяет дожигать тепловыделяющие сборки отработавшего ядерного горючего ВВЭР-1000.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы промышленного производства водорода. URL: <http://hydrogenenergy.livejournal.com/833.html> (дата обращения: 15.05.2012).
2. Шпильрайн Э. Э., Малышенко С. П., Кулешов Г. Г. Введение в водородную энергетику / под ред. В. А. Легасова. М., 1984, 264 с.
3. Водородное топливо – энергетика будущего? По материалам Washington Profile. URL: <http://www.immigrantclub.net/vodorod.php> (дата обращения: 15.05.2012).
4. Марченко О. В., Соломин С. В. Анализ эффективности производства водорода с использованием ветроэнергетических установок и его использования в автономной энергетике // Intern. Sci. J. for. altern. Energy and Ecology. 2007. № 3(47). Р. 112–118.
5. Тарасов Б. П., Лотоцкий М. В. Водород для производства энергии : проблемы и перспективы // Альтернативная энергетика и экология : междунар. науч. журн. 2006. № 8. С. 72–90.

6. Цены на водород. ООО «НИИ КМ». URL: <http://www.niikm.ru/products/hydrogen> (дата обращения: 15.05.2012).
7. Стоимость водорода. ООО «Экологическая группа» (Калининград). URL: <http://www.fpst-klg.kalg.ru/page8.html> (дата обращения: 15.05.2012).
8. Брусницын А. Два сценария развития водородных технологий // Мировая энергетика. 2007. № 6(42). Июнь.
9. Кислород. URL: http://www.krugosvet.ru/enc/nauka_i_tehnika/himiya/kislород.html (дата обращения: 15.05.2012).
10. Орлов В. А. Озонирование воды. URL: <http://www.medikinform.ru/zdorove/ozonirovanie-vodyi.html> (дата обращения: 15.05.2012).
11. Тяжелая вода и ее физические свойства. URL: <http://www.watermap.ru/articles/tjazhelaja-voda-fizicheskie-svojstva> (дата обращения: 15.05.2012).
12. Андреев Б. М., Зельвенский Я. Д., Котальников С. Г. Тяжелые изотопы водорода – дейтерий и тритий. М., 1961.
13. Зельвенский Я. Д. Тяжелые изотопы водорода в ядерной энергетике. М., 1987.

УДК 621.311

К ВОПРОСУ О ПРЕДОТВРАЩЕНИИ ГИДРОУДАРОВ В КРУПНЫХ СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

В. И. Лубков¹, С. В. Новичков

Поволжское отделение Международной энергетической академии, Саратов

¹ Саратовский государственный технический университет

Вопросы учета возможности возникновения гидроударов в системах теплоснабжения и их предотвращения изложены в нормативных документах [1]. В настоящее время СНиП «Тепловые сети» [2] по проектированию систем теплоснабжения нормирует (п. 8.18):

«При проектировании систем централизованного теплоснабжения с расходом теплоты более 100 МВт следует определять необходимость комплексной системы защиты, предотвращающей возникновение гидравлических ударов и недопустимых давлений в оборудовании водоподогревательных установок источников теплоты, в тепловых сетях, системах теплоснабжения потребителей» [2].

подавляющее количество систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) городов России создавались в 60–80-х годах прошлого века. Поэтому только за последнее десятилетие XXI века из-за гидроударов нарушения теплоснабжения происходили в Улан-Удэ, Нижнем Новгороде, Калуге, Вологде, Воронеже, Санкт-Петербурге и в городах Московской области [3]. Следует заметить, что после реформирования «РАО ЕЭС» единая база данных по авариям в электроэнергетике фактически ликвидирована, следовательно, подобных «событий» может быть больше. Неслучайно в от-

раслевой периодике значительно увеличилось число публикаций по этим вопросам.

Нам представляется, что вопрос модернизации систем защиты в действующих СЦТ городов занимает теперь ведущее место в работе теплоснабжающих компаний как фактор не столько надежного, сколько безопасного удовлетворения одной из главных потребностей населения в зимний период – тепла в доме [4].

Гидравлический удар (ГУ) представляет собой волновой процесс, возникающий в каплевой жидкости при резком изменении её скорости. В зависимости от инерционных свойств трубопроводной системы и характеристик возмущающего воздействия переходный гидравлический режим может иметь характер гидравлического удара или условно-стабильный (квазистационарный) характер.

Гидравлические удары характеризуются существенными значениями мгновенных давлений и вызываются, как правило, аварийным отключением (включением) под нагрузкой сетевых и перекачивающих насосов, несанкционированным закрытием (открытием) запорной и регулирующей арматуры, отсечных клапанов и т.д.

Квазистационарный гидравлический режим волнового типа носит монотонный характер и вызывается плановым изменением объёма подаваемой воды в тепловых сетях, у крупных потребителей тепла и на теплоисточниках, включая операции с насосным оборудованием. Несмотря на небольшой размах колебаний давления и гидравлических возмущений на отдельных участках СЦТ уровень давлений может превышать допустимый. Повреждения трубопроводов и оборудования в подобных случаях списываются обычно на значительный износ многих элементов СЦТ.

При рассмотрении неустановившихся гидравлических режимов в СЦТ нельзя не учитывать одну особенность. Система теплоснабжения имеет двухуровневый характер:

- 1) подача сетевой воды (обычно 1,6 МПа) сетевыми насосами теплоисточника;

- 2) возврат сетевой воды от теплоиспользующих установок и приборов (не выше 0,6 МПа) с «подпором», который осуществляют насосы подпитки теплосети.

В такой системе любое «возмущение» гидравлического режима неизбежно вызывает «отклик» в обоих уровнях. Наиболее чувствителен нижний уровень, непосредственно связанный с потребителями тепла. Вопросы безопасности на этом уровне, безусловно, обладают приоритетом. Вот один из примеров опасного нарушения гидравлического режима в нижнем уровне.

При аварийном останове на теплоисточнике единственного сетевого насоса, в обратной магистрали давление нарастает за счет напора остаточным давлением из подающего трубопровода. При остающемся в работе

подпиточном насосе ситуация ещё более осложняется. Заброс давления может быть превышен на 50% и более.

Далеко не все нарушения гидравлического режима в аварийных случаях и ситуациях, спровоцированные несанкционированными действиями персонала энергокомпании и потребителей тепла, могут быть спрогнозированы и учтены в комплексах защит, так как к настоящему времени многие решения основаны лишь на инженерной интуиции. Основной набор превентивных технических решений приведен в [3, 5, 7–10].

Наиболее вероятным «источником» нарушений в СЦТ гидравлического режима являются сетевые насосные установки ТЭЦ. На наш взгляд, целесообразнее, наряду с внедрением современных защитных устройств, обеспечить такой режим работы сетевых насосов на источниках тепловой энергии, который в достаточной степени исключал бы даже теоретическую возможность возникновения гидроударов.

Волны гидравлического удара распространяются по системе с огромной скоростью (близкой к скорости звука в воде). Скорость распространения ударной волны или скорость гидроудара (м/с) определяется по формуле [11]

$$a = \frac{\sqrt{\frac{E_B}{\rho}}}{\sqrt{1 + \frac{E_B}{E_{CT}} \frac{d}{s}}}, \quad (1)$$

где E_B – модуль упругости воды, равный $2 \cdot 10^9$ Па; E_{CT} – модуль упругости материала стенок трубопровода (для стали $E_{CT} = 2 \cdot 10^{11}$ Па); ρ – плотность воды, кг/м³; d, s – диаметр и толщина стенки трубопровода.

В теории гидроудара за единицу времени принимают время «фазы удара», т.е. удвоенный промежуток времени пробега по трубопроводу ударной волны:

$$\theta = 2 \cdot \frac{L}{a}, \quad (2)$$

где L – длина трубопровода, м; a – скорость гидроудара, м/с.

Давление гидроудара, МПа, определяется по формуле

$$P_{гy} = \frac{S_B \cdot \theta \cdot \Delta V}{Z}, \quad (3)$$

где S_B – волновое сопротивление трубопровода, Па·с/м³; ΔV – изменение объемного расхода воды в трубопроводе при гидроударе, м³/с; Z – время изменения скорости воды в трубе, с.

Волновое сопротивление трубопровода, Па·с/м³ определяется следующим образом:

$$S_B = \frac{a \cdot \rho}{f}, \quad (4)$$

где a – скорость гидроудара, м/с; ρ – плотность воды, кг/м³; f – площадь сечения трубы, м².

Изменение объемного расхода воды в трубопроводе при гидроударе

$$\Delta V = f \cdot \Delta \omega, \quad (5)$$

где $\Delta \omega$ – изменение скорости воды в трубе, м/с.

Из формулы (3) видно, что давление гидроудара сильно зависит от времени изменения скорости воды в трубе, которое определяется, в частности, временем запуска сетевого насоса. В условиях эксплуатации систем теплоснабжения это означает, что пуск (разворот) сетевого насоса (при изменении расхода сетевой воды, вызванной разными причинами) на открытую напорную задвижку приведет к многократному увеличению давления гидроудара ($P_{гуд}$).

Частотный преобразователь (ЧП) электродвигателя сетевого насоса предполагает плавный пуск вслед за изменением расхода. Однако в случае перерыва в электроснабжении либо отказа ЧП запуск насоса будет таким же, как из остановленного состояния.

Таким образом, пуск (разворот) сетевого насоса целесообразнее осуществлять не мгновенно на открытую напорную задвижку, а с учетом времени, при котором давление гидроудара не достигнет предельно допустимого значения по условиям надежности работы элементов системы теплоснабжения.

Были проведены расчёты по определению наименьшего времени разворота насоса, при котором давление гидроудара достигает предельного значения. Допустимое давление, на которое рассчитаны трубопроводы и арматура теплосети, составляет 1,6 МПа. Схема ТЭЦ-потребитель для расчета времени разворота насоса показана на рис. 1.

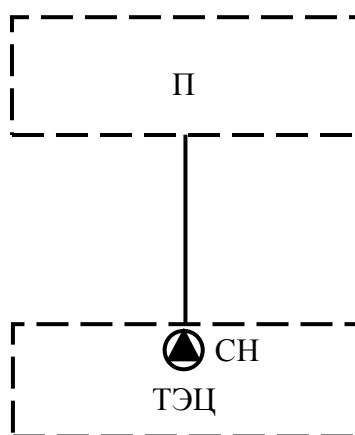


Рис. 1. Схема ТЭЦ -потребитель:
СН – сетевой насос; П – потребитель

Зависимость наименьшего времени разворота насоса ($t_{раз}$, с), при котором давление гидроудара достигает предельного для арматуры и трубопровода значения (1,6 МПа), от длины трубопровода (L , км) показана на рис. 2.

Так, при длине трубопровода L , равной 3 км, время разворота насоса $t_{\text{раз}}$ должно быть больше 3,75 с; при $L = 4$ км – больше 5 с; при $L = 6$ км – больше 7,5 с; при $L = 8$ км – больше 10 с; при $L = 10$ км – больше 12,5 с; при $L = 12$ км – больше 15 с; при $L = 15$ км – больше 18,7 с. Иными словами, с увеличением расстояния между источником теплоснабжения и потребителем время разворота сетевого насоса также должно расти.

Диаметр трубопровода не оказывает существенного влияния на результаты расчета.

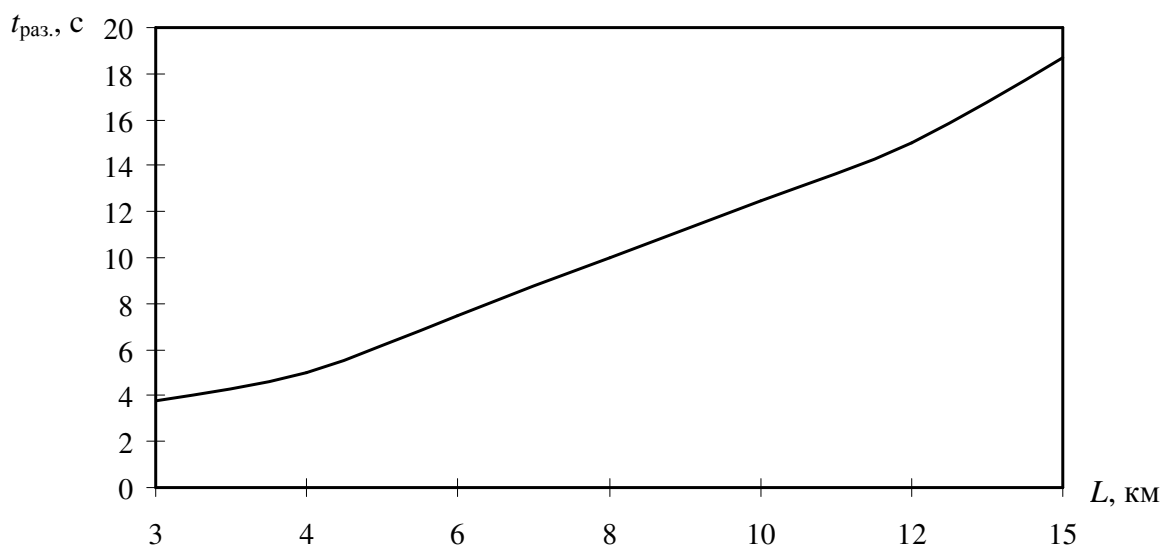


Рис. 2. Зависимость наименьшего времени разворота насоса, при котором давление гидроудара достигает предельного значения, от длины трубопровода

Далее по упрощенной схеме системы централизованного теплоснабжения, состоящей из магистральных и распределительных тепловых сетей, был произведен расчет давления гидроудара на различных её участках (рис. 3).

По результатам расчета в табл. 2 представлены участки теплосети, получившие повреждения в результате гидроудара, в зависимости от времени разворота насоса.

Время пуска (разворота) сетевого насоса, при котором давление гидроудара не достигнет предельного значения, по условиям надежности работы элементов системы теплоснабжения, должно быть не меньше 13 с (см. табл. 2).

При уменьшении времени разворота повреждения начинают получать наиболее удаленные участки теплосети. При мгновенном пуске насоса (пуск на открытую напорную задвижку) поврежденными окажутся все участки теплосети.

Разумеется, приведенные расчеты носят исследовательский характер, но наиболее уверенное значение времени резкого изменения скорости теплоносителя в СЦТ с протяженностью 10 км и более, при котором ГУ гарантированно исключен, видимо, находится на уровне 30–50 с.

Необходимо заметить, что СЦТ городов, создававшиеся в прошлом веке, в части автоматизации и защиты теплоиспользующих установок потребителей значительно отставали даже от нормативов того времени. Поэтому именно эта часть СЦТ теперь наиболее уязвима при нарушениях гидравлического режима не только при ударном его характере (ГУ), но и в любых других случаях возникновения недопустимого давления.

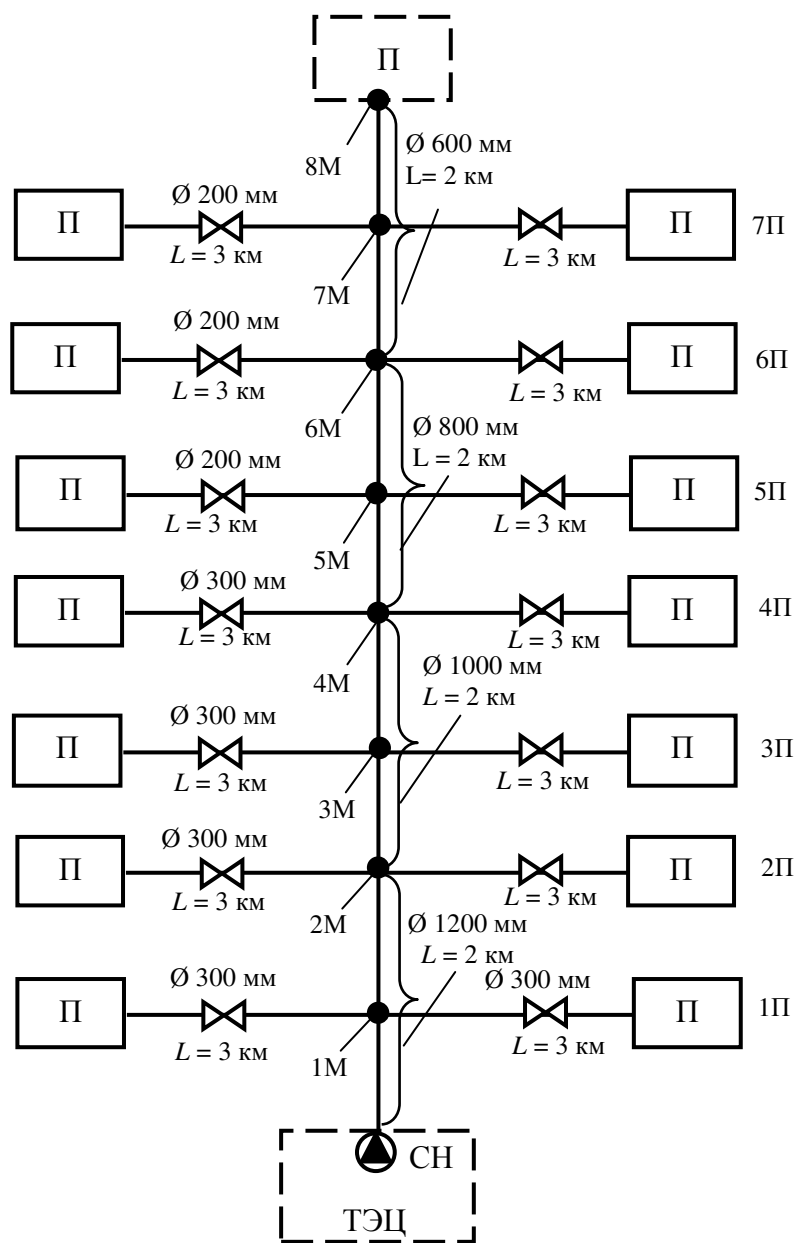


Рис. 3. Схема для расчёта давления гидроудара в трубопроводах, соединяющих ТЭЦ и потребителей: СН – сетевой насос; П – потребитель; 1М – 8М – магистральные участки теплосети; 1П – 7П – участки потребителя, находящегося на конечных отметках распределительных теплосетей

За повреждениями потребительских теплоиспользующих установок и приборов, даже при их локальном характере, стоят негативные социальные последствия. Именно поэтому в [2] подчеркивается необходимость создания систем защиты комплексного характера.

Таблица 2

**Повреждения участков теплосети
в результате гидроудара в зависимости
от времени разворота насоса**

Время, с	Номер участка
13	–
12	7П
11	7П, 6П
10	7П, 6П, 5П, 8М
8	7П, 6П, 5П, 4П, 8М, 7М
7	7П ÷ 3П, 8М ÷ 6М
6	7П ÷ 2П, 8М ÷ 5М
5	7П ÷ 1П, 8М ÷ 4М
4	7П ÷ 1П, 8М ÷ 4М
3	7П ÷ 1П, 8М ÷ 3М
2	7П ÷ 1П, 8М ÷ 2М
1	7П ÷ 1П, 8М ÷ 1М

В порядке подготовки материалов по проектированию защит в СЦТ, на наш взгляд, можно и нужно провести ряд следующих малозатратных мероприятий превентивного характера:

1) инвентаризацию временных характеристик (закрытие – открытие) электроприводной арматуры, регулирующих и отсечных клапанов, временных пусковых характеристик насосных установок (холостой и нагруженный) всей схемы теплофикации теплоисточников, насосных станций теплосети (в том числе у крупных потребителей);

2) инвентаризацию (наличие – отсутствие) средств защиты (предохранительно-сбросных устройств) от недопустимого давления (повышенного) у теплоисточников, в тепловых сетях и в теплопунктах потребителей. При этом сбросные устройства мембранного типа должны быть обеспечены отсечкой во избежание излишней потери теплоносителя;

3) проведение расчетов различных вариантов резкого нарушения скорости теплоносителя с определением недопустимых скоростей действия запорных, регулирующих, отсечных устройств. Расчеты допустимых временных характеристик аварийных пусков-остановов всех групп насосных установок: сетевых насосов, подпиточных, насосов теплосетей и потребителей;

4) уточнение времени действия автоматики и технологической защиты на теплоисточниках и насосных теплосетях с учетом временных показателей резкого изменения скоростей потока теплоносителя, гарантирующих отсутствие явлений ГУ при подобных переменных режимах;

5) изучение опыта внедрения в СЦТ приборов по контролю наличия и размеров колебаний давления теплоносителя для оценки причин отклонений и разработки мероприятий по их предотвращению.

В заключение необходимо отметить, что вопросы превентивной защиты от различных видов нарушений гидравлического режима, особенно в аварийных ситуациях, нуждаются в дальнейшем изучении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила технической эксплуатации (ПТЭ) электрических станций и сетей Российской Федерации. М., 2003. 320 с.
2. СНиП 41-02-2003. Тепловые сети. М., 2003.
3. Шмырев Е. М., Лукьянова Н. С., Кобзов А. А. Комплексное решение проблемы защиты оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплоснабжения от повышения давления сетевой воды и гидравлических ударов – необходимое условие обеспечения надежного и безопасного теплоснабжения // Новости теплоснабжения. 2009. № 6. С. 45–49.
4. Российская Федерация. Законы. О теплоснабжении : федер. закон : принят Гос. Думой 5 марта 2010 г. М., 2010.
5. Канина Л. П. Проблемы и пути решения комплексной защиты оборудования систем теплоснабжения в аварийных переходных гидравлических режимах в тепловых сетях // Новости теплоснабжения. 2006. № 1. С. 47–49.
6. Вайнер И. Г., Канина Л. П., Чапкина Г. А. Гидравлические режимы работы теплостанций при отключениях и включениях сетевых насосов // Там же. 2007. № 12. С. 22 – 25.
7. Иванов С. А. Вероятность гидравлического удара в системе теплоснабжения, причины и последствия // Там же. 2005. № 2. С. 7–9.
8. Мартынов С. М. О вопросах внедрения защиты оборудования систем теплоснабжения от повышения давления теплоносителя и гидравлических ударов // Там же. 2002. № 3. С. 1–6.
9. Раскин А. Б. Устройства для стабилизации колебаний давления и расхода тепловых сетей // Там же. 2004. № 2. С. 41–46; № 4. С. 46–49.
10. Куликов В. Г., Применко В. Н., Заматаев В. А., Заматаев М. В. Об опыте использования технологии противоаварийной защиты трубопроводов и оборудования – стабилизаторов давления // Там же. 2006. № 10. С. 43–48.
11. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. М., 1982. 320 с.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВВОДА ВЛАГИ В ТОПОЧНЫЕ ПРОЦЕССЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА

И. А. Ростунцова, Н. В. Голубь

Саратовский государственный технический университет

Одним из наиболее доступных способов снижения выбросов оксидов азота на действующих котлах является ввод влаги в зону горения топлива, который может производиться по различным модификациям, например с помощью приготовления и сжигания водотопливных смесей [1], путем зональной подачи влаги в факел через специальные аппараты [2], вводом воды в горячий воздух в воздуховодах котла [3] и др.

На паровых котлах проведено опытно-промышленное исследование эффективности ввода влаги в топочные процессы для снижения выбросов оксидов азота. При этом использован ввод воды в воздухопроводы котла. Принципиальная схема установки ввода влаги в зону горения представлена на рис. 1. Характеристика условий ввода воды дана в таблице.

Установка ввода влаги в топку смонтирована на предприятиях ОАО «Саратовэнерго», а именно Саратовской ГРЭС, перед фронтом котлов типа «Стерлинг» (станционный №3 и №4), типа ФТ-40/34 (станционный №6) и типа Ф-5-75/34 (станционный №8) и на Энгельсской ТЭЦ-3 перед фронтом котла БКЗ-320-140 ГМ (станционный №5). Схема установки позволяет вводить в воздух отдельно продувочную или питательную воду котла либо пар из отборов турбин. Основными её элементами являются трубопроводы подачи продувочной воды 9, трубопроводы подачи питательной воды 10, трубопроводы подачи пара 11, общий трубопровод ввода влаги 12, распылитель влаги 8 и запорная арматура 13в – 19в. В качестве распылителя влаги использовались стандартные форсунки механического распыления. При этом в каждом из двух воздухопроводов для подачи горячего воздуха к горелкам устанавливался один распылитель в центре их поперечного сечения на горизонтальных участках. Для лучшего перемешивания добавочной влаги и горячего воздуха распыл воды осуществлялся навстречу воздушному потоку. Установка позволяет одновременно вводить в тракт горячего воздуха влагу в количестве до 80% от расхода топлива.

Перевод котла на сжигание топлива с вводом влаги осуществляется следующим образом. Открывается один из вентиля 13в – 15в, и водная среда одного из общих коллекторов питательной воды или пара из линии непрерывной продувки барабана котла 2 перед распылителем непрерывной продувки 3 поступает в один из трех трубопроводов 9 – 11. При открытии одного из вентиля 16в – 18в добавочная влага подается в общий трубо-

Коллектор питательной воды

Коллектор пара

В деаэратор

Продувочная вода

Отбор проб дымовых газов на анализ

В дренаж

Трубопровод воды к воздухопроводу №2

Трубопровод пара к остальным горелкам

Трубопровод топлива к остальным горелкам

Общий кораб горячего воздуха к воздухопроводу №2

воздух

топливо

Коллектор пара $P=1 \text{ МПа}$

Коллектор питательной воды

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13в, 14в, 15в, 16в, 17в, 18в, 19в, 20

105

Параметры и показатели	Кривые на рис. 2–4									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Тип котла	«Стерлинг»			ФТ-40/34		ФТ-5-75/34	«Стерлинг»	БКЗ-320-140ГМ		
Номинальная паропроизводительность D_n , кг/с	12,5	12,5	12,5	20,8	20,8	26,4	13,9	88,9	88,9	88,9
Фактическая паропроизводительность D_f , кг/с	12,5	11,1	12,5	18,1	18,3	25,0	13,3	61,1	51,1	74,4
Отношение D_f / D_n	1,0	0,89	1,0	0,87	0,88	0,95	0,96	0,69	0,57	0,84
Вид топлива	Мазут	Мазут	Газ	Мазут	Газ	Газ	Газ	Газ	Газ	Мазут
Коэффициент избытка воздуха за пароперегревателем	1,35	1,38	1,17	1,17	1,08	1,07	1,19	1,13	1,22	1,22
Место отбора воды для ввода	Линия непрерывной продувки барабана котла					Трубопровод питательной воды				
Параметры воды в месте отбора:										
давление, МПа	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,0	4,0	4,0
температура, °С	240	240	240	240	240	106	106	110	110	110
Температура горячего воздуха, °С	307	280	280	315	312	280	277	225	220	244
Начальная концентрация оксидов азота, мг/м ³	384	320	352	520	274	370	345	210	160	260

Увлажненный горячий воздух поступает к горелкам котла, куда подается топливо и где осуществляется их смешение и воспламенение. Подавление образования вредных веществ в результате ввода добавочной влаги происходит в высокотемпературной зоне факела в топке котла 1.

Дымовые газы для анализа на содержание оксидов азота отбирались за пароперегревателем котла. Концентрация оксидов азота определялась фотоколориметрическим методом Грисса – Илосвая – Зельцмана.

Результаты опытно-промышленного исследования эффективности ввода влаги в топочные процессы для снижения выбросов оксидов азота представлены на рис. 2–4.

Снижение концентраций оксидов азота в дымовых газах при вводе воды в воздухопроводы котлов низкого давления, установленных на Саратовской ГРЭС показано на рис. 2.

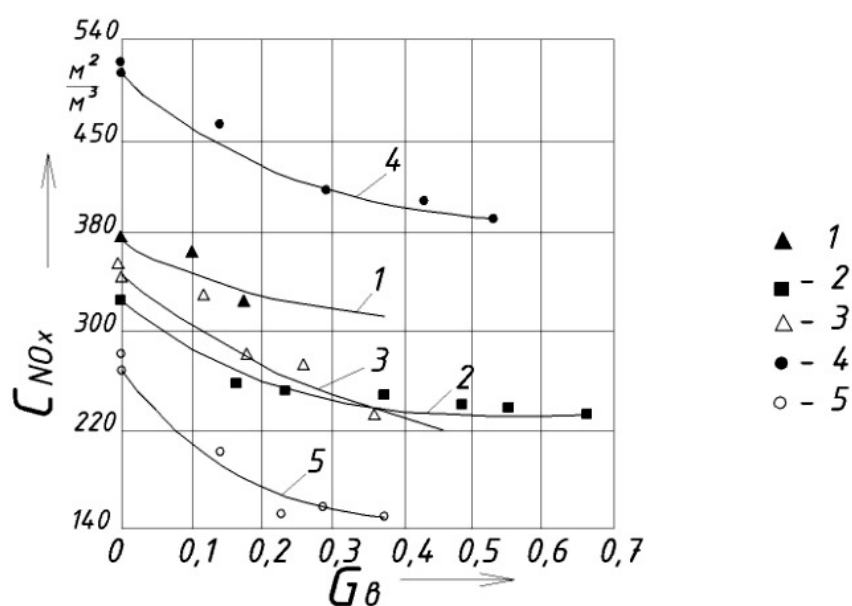


Рис. 2. Снижение концентраций оксидов азота при вводе воды в воздухопроводы котлов низкого давления

Видно, что увеличение количества подаваемой в воздухопроводы котла воды приводит к снижению концентраций оксидов азота. При сжигании природного газа в котле типа «Стерлинг» ввод воды в количестве 0,35–0,45 кг/с обеспечивает уменьшение концентрации оксидов азота с 350 до 244–226 мг/м³ (кривая 3), т. е. на 30–35%. На котле типа ФТ-40/34 при подаче воды в количестве 0,22–0,38 кг/с концентрация оксидов азота уменьшается с 275 до 157–145 мг/м³ (кривая 5), т. е. на 43–47%. При сжигании мазута эффективность подавления образования оксидов азота меньше, чем при сжигании газа, и составляет 20–25%. Это объясняется тем, что ввод влаги в зону горения подавляет образование оксидов азота по термическому механизму (высокотемпературное окисление атмосферного азота свободным кислородом). При сжигании мазута значительная часть оксидов азота образуется за счет разложения азотосодержащих соединений топли-

ва, на которое ввод влаги не оказывает существенного влияния. Как видно из рис. 2 (кривая 2), при сжигании мазута увеличение подачи воды сверх 0,4 кг/с не обеспечивает дальнейшего снижения концентрации оксидов азота и даже несколько его повышает. По-видимому, это происходит за счет возрастания роли реакции образования оксидов азота с помощью гидроксильного радикала (ОН), добавочное количество которого получается из-за разложения водяного пара в топке.

Аналогичное влияние на подавление образования оксидов азота оказывает расход воды в воздухопроводы котла высокого давления типа БКЗ-320-140 ГМ (см. рис. 3), установленного на Энгельсской ТЭЦ. При сжигании мазута (кривая 10) максимальный эффект по подавлению оксидов азота наблюдался при расходе 1,8 кг/с и составил 27% от исходной величины. При дальнейшем увеличении подачи воды происходит некоторое повышение концентрации оксидов азота. При сжигании природного газа при нагрузках 0,6–0,7 от D_n максимальный эффект подавления образования оксидов азота составляет 55% (кривые 8 и 9).

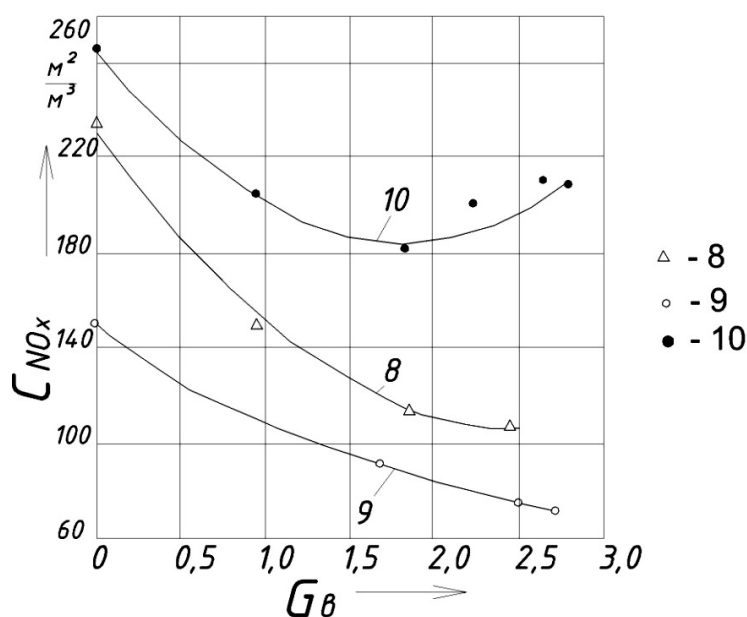


Рис. 3. Снижение концентрации оксидов азота при вводе воды в воздухопроводы котла БКЗ-320-140 ГМ

Представляют интерес зависимости снижения концентраций оксидов азота от водотопливного отношения, которые показаны на рис. 4.

Видно, что при увеличении отношения сверх 0,3 происходит незначительное подавление образования оксидов азота.

Ввод воды в воздухопроводы в исследуемом диапазоне водотопливного отношения не оказывал негативного влияния на полноту сгорания топлива. В топке наблюдалось устойчивое горение. Продукты химического недожога отсутствовали. Повышение температуры уходящих газов при максимальной подаче воды составило 5–6°C.

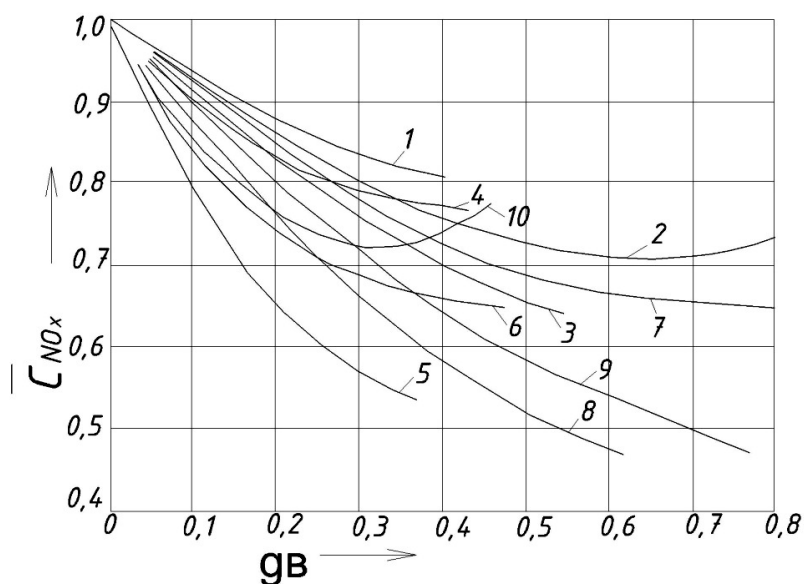


Рис. 4. Влияние водотопливного отношения на степень снижения концентрации оксидов азота: $gv = G_v/G_t$; G_v – расход топлива

Выводы

1. Ввод влаги в топочные процессы снижает концентрацию оксидов азота в уходящих газах, как при сжигании природного газа, так и при сжигании мазута. При опытно-промышленном исследовании получен максимальный эффект подавления образования оксидов азота, который составил 55 % при сжигании природного газа.

2. Учитывая недостаток капитальных вложений в реализацию способа снижения выбросов оксидов азота при вводе влаги в воздухопроводы котла, он может применяться как оперативное природоохранное мероприятие по сокращению загрязнения от ТЭС в период наступления особо неблагоприятных метеорологических условий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Попов А. И., Шупарский А. И., Голубь Н. В., Ерофеева В. И. Уменьшение вредных выбросов в атмосферу при сжигании мазутоводоизвестковой суспензии // Изв.вузов. Энергетика. 1986. № 1. С. 93–95.
2. Ахмедов Р. Б., Цирульников Л. М. Технология сжигания горючих газов и жидких топлив. Л. : Недра, 1984. 283 с.
3. Гаврилов А. Ф., Горбаненко А. Д., Туркестанова Е. Л. Влияние влаги, вводимой в горячий воздух, на содержание оксидов азота в продуктах сгорания газа и мазута // Теплоэнергетика. 1983. № 9. С. 13–15.

УЛАВЛИВАНИЕ И ЗАХОРОНЕНИЕ CO₂: ТЕХНОЛОГИИ, ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ

С. В. Новичков

Саратовский государственный технический университет

Двуокись углерода (CO₂) – один из парниковых газов, избыток которых в атмосфере приводит к потеплению и глобальному изменению климата на планете.

Основными источниками выбросов CO₂ в мире являются: энергетика (сжигание углеводородного топлива), цементное производство, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленности, металлургия, добыча нефти и газа. Согласно [1] это более 7500 крупных предприятий. Большинство их расположено в Северной Америке (37%), затем следует Азия (24%, главным образом Китай, Япония и Индия) и Европа (14%). При этом Азия выбрасывает 5,6 Гт CO₂/год, что составляет 41% от общего объема, Северная Америка – 2,69 Гт CO₂/год (20%) и Европа – 1,75 Гт CO₂/год (13%).

В большинстве сценариев, рассмотренных Межправительственной группой экспертов по изменению климата при ООН (МГЭИК), нарастающий объем выбросов CO₂ в течение всего XXI века прогнозируется в пределах от 3 480 до 8 050 Гт CO₂ [2].

В формуле

$$\text{Выбросы CO}_2 = \text{Население} \cdot \left(\frac{\text{ВВП}}{\text{Население}} \right) \cdot \left(\frac{\text{Энергия}}{\text{ВВП}} \right) \cdot \left(\frac{\text{Выбросы}}{\text{Энергия}} \right) \quad (1)$$

показаны основные факторы, влияющие на выбросы CO₂ в процессе поставок и использования энергоносителей [2]. По формуле (1) уровень выбросов CO₂ находится в прямой зависимости от численности населения, уровня его благосостояния в мире, энергоемкости мировой экономики и выбросов, связанных с производством и использованием энергии. В настоящее время рост численности населения в мире продолжается при одновременном увеличении средних показателей энергопотребления, в то время как количество энергии, необходимой на единицу внутреннего валового продукта (ВВП), во многих странах сокращается, пусть даже медленными темпами. В этой связи для обеспечения значительного сокращения выбросов потребуется провести крупные преобразования, затрагивающий четвертый множитель уравнения (1), который связан с выбросами энергопотребляющих технологий. Следовательно, необходим переход на использование таких энергопотребляющих технологий, которые позволят добиться резкого сокращения выбросов.

Одна из таких технологий – «улавливание и хранение углерода» (УХУ). Она включает улавливание двуокиси углерода до момента его выброса в атмосферу, его транспортировку в безопасное место и изолирование от атмосферы путем хранения.

Технологии улавливания CO_2

На данный момент улавливание CO_2 ведется по трём основным направлениям:

- после сжигания;
- до процесса сжигания;
- кислородно-топливное сжигание.

Каждый из этих процессов обеспечивает отделение CO_2 от газового потока. Для этих целей разработаны пять технологий, каждая из которых выбирается в зависимости от технического состояния эмиссии CO_2 , подлежащей улавливанию (концентрация, давление, объем):

- промывка химическим растворителем;
- очистка физическим растворителем;
- адсорбция (десорбция);
- мембранное отделение;
- криогенное сепарирование [3].

Улавливание CO_2 после сжигания топлива направлено на отделение CO_2 от дымовых газов. Метод характерен для традиционных угольных электростанций со сжиганием пылевидного топлива, где состав дымового газа формируется за счет азота. Он может также использоваться и на газовых электростанциях. Дымовые газы очищаются химическими растворителями (обычно амином), в результате чего образуется смесь с содержанием CO_2 . В ходе дальнейшего процесса растворитель нагревается для разрушения смеси и получения сверхчистого углекислого газа. Дымовой газ охлаждается, а в случае использования угля и мазута – подвергается обработке для удаления химически активных загрязнителей (окислов серы и азота, минеральных частиц), затем наступает этап мокрой очистки газа. При осуществлении данных процессов необходимы большие затраты электроэнергии на восстановление растворителя и сжатие CO_2 для транспортировки. При этом значительно сокращается полезная мощность электростанций.

Улавливание CO_2 до начала процесса сжигания основано на реакции топлива с кислородом или воздухом, а в некоторых случаях с паром, для выработки газа, состоящего главным образом из окиси углерода и водорода. Впоследствии окись углерода реагирует с паром в каталитическом конвертере для образования дополнительных объёмов водорода и углекислого газа. Затем CO_2 отделяется, а водород используется в качестве топлива для газовых турбин электростанций комбинированного цикла (например, комбинированного цикла комплексной газификации). Данный метод применим также в отношении природного газа, мазута и угля, но в последних

двух случаях необходимо устанавливать дополнительное оборудование для удаления соединений серы и макрочастиц.

Преимущество метода отделения CO_2 до сжигания топлива над методом его отделения после сжигания заключается в получении меньших объемов газа для переработки, так как поток находится под более высоким давлением и с большим содержанием CO_2 . Кроме того, повышенная концентрация CO_2 не требует особых действий по сепарации газа, и соответственно снижается энергопотребление.

Образованный водород после отделения CO_2 и разбавленный азотом или паром может подаваться в газовую турбину в качестве топлива для снижения эмиссии окислов азота. В долгосрочной перспективе водород имеет большой потенциал для использования в качестве альтернативного топлива для транспорта и в установках с топливными ячейками. В этой связи в США главной мотивацией разработки технологий комбинированного цикла комплексной газификации, помимо их внедрения на электростанциях, является возможность получения водорода.

Кислородно-топливное сжигание. При этом подходе для сжигания топлива взамен воздуха используется очищенный кислород. Некоторый объем дымового газа, обогащенного CO_2 , рециркулируется в камеру сжигания для снижения температуры пламени. Дымовые газы содержат преимущественно водяной пар и CO_2 . Водяной пар отделяется путем охлаждения и сжатия газового потока. Теоретически улавливается весь объем CO_2 , а его выбросы оказываются близкими к нулю. Недостатком такого подхода является высокая стоимость получения кислорода как с точки зрения капитальных затрат, так и потребления энергии.

Технологии хранения CO_2

После улавливания CO_2 его сжимают под давлением, тем самым существенно сокращая его объем, а затем транспортируют до места складирования. Процесс может осуществляться с использованием трубопроводов высокого давления или морских судов. Компрессию CO_2 до значения около 100 бар целесообразно проводить на электростанции путем его приведения в плотное состояние (его плотность несколько ниже плотности воды в жидком состоянии). На долю компрессии приходится около четверти общего потребления энергии и расходов на весь процесс.

Существует широкий круг возможностей для хранения CO_2 , в частности с использованием природных нефтяных и газовых резервуаров, глубоких соляных водоносных горизонтов и неизвлекаемых угольных пластов. При хранении необходимо обеспечивать недопущение каких-либо утечек. О постоянном присутствии CO_2 в геологических формациях свидетельствует наличие природных месторождений CO_2 , которые существуют в ряде районов мира; CO_2 хранится в этих месторождениях в течение десятков тысяч лет. В случае если технические параметры искусственных хранилищ будут соответствовать параметрам природных месторождений, то появится

возможность безопасного хранения CO_2 с целью защиты климата в течение необходимого времени. Геологические формации являются наиболее выгодным с экономической точки зрения и экологически приемлемым способом хранения CO_2 , особенно если принять во внимание уже накопленный опыт в нефтяной и газовой промышленности. Сжатый CO_2 может быть размещен под земной поверхностью в формациях пористых горных пород путем использования многочисленных технологий бурения и методов мониторинга, уже применяемых в области нефте- и газодобычи.

Тремя основными типами геологических формаций для хранения CO_2 являются нефтяные и газовые месторождения, глубоко залегающие соленосные формации и неизвлекаемые угольные пласты (рис. 1). Места хранения должны располагаться на глубине более 800 м, где CO_2 может находиться в жидком состоянии при высоких давлении и температуре.

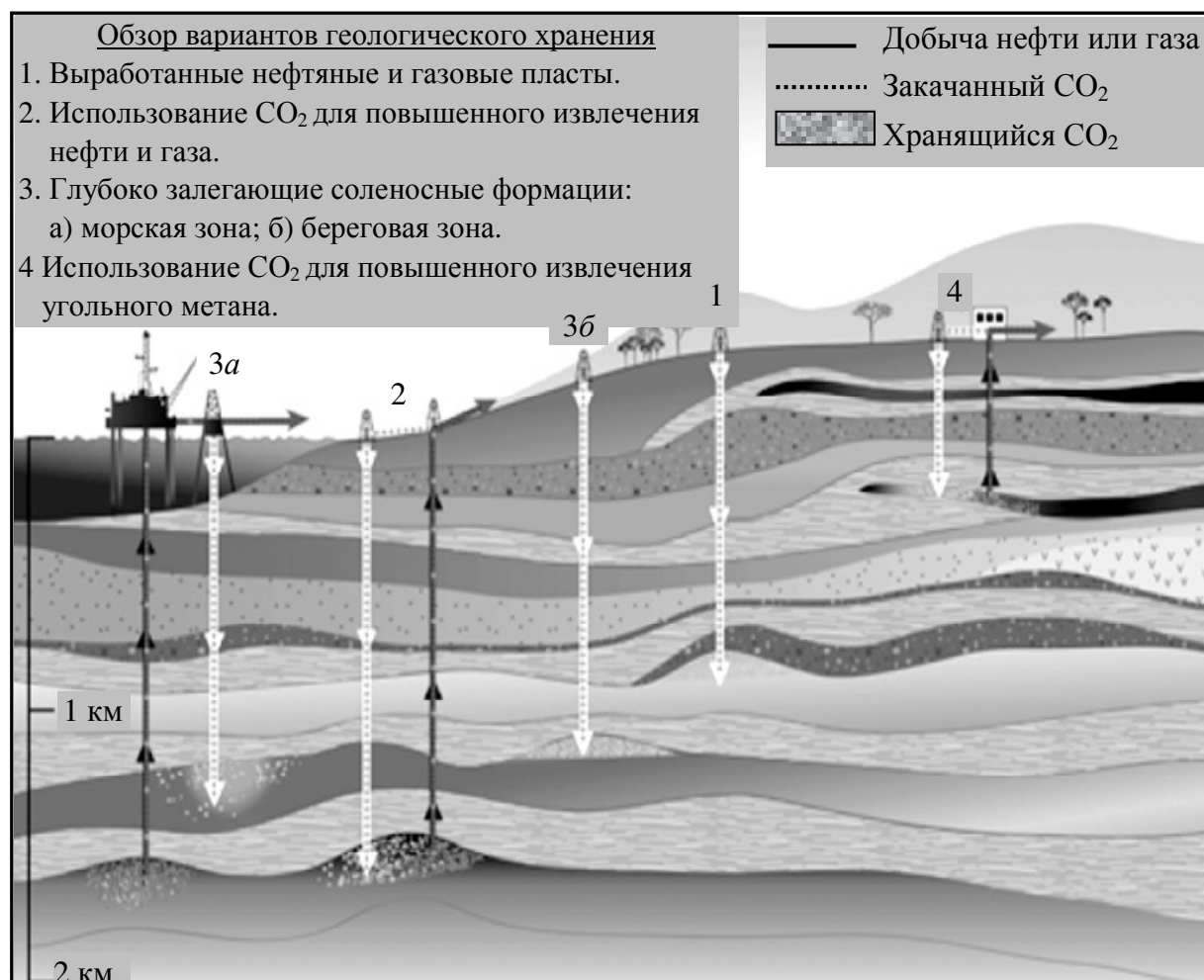


Рис. 1. Геологическое хранение CO_2

На большинстве нефтяных месторождений при использовании стандартных методов добычи из пласта извлекается лишь часть первоначально залегавшей в нем нефти. Благодаря закачиванию CO_2 в природные истощенные нефтяные пласты из них можно извлечь дополнительное количе-

ство нефти, как правило, на 10–15% больше; речь идет о признанном методе увеличения нефтеотдачи пласта (УНП). Основная часть закачанного CO_2 останется в недрах и после прекращения добычи нефти. Доходы от продажи дополнительно добытой нефти могут значительно превысить расходы на закачивание CO_2 .

Глобальный потенциал для хранения CO_2 в недрах оценивался многочисленными авторами. В истощенных нефтяных и газовых месторождениях могло бы поместиться до 800 Гт CO_2 при затратах на транспортировку и хранение, составляющих не более 17 долл. за тонну CO_2 . Существует неопределенность в отношении потенциала глубоких подземных резервуаров с соленой водой, поскольку лишь немногие авторы рассматривали их для использования с этой целью: в глобальном масштабе его оценка колеблется в пределах от 1 000 до 10 000 Гт CO_2 при затратах, аналогичных затратам, связанным с хранением на газовых месторождениях. При использовании мировых неизвлекаемых запасов угля можно обеспечить хранение 15 Гт CO_2 при нулевых чистых затратах, обеспечиваемых за счет получения дохода, связанного с извлечением метана, содержащегося в угольных пластах. Возможности для хранения, которые могут быть использованы на практике, будут зависеть от наличия резервуаров, находящихся в пределах разумных расстояний от основных источников CO_2 .

Расходы на закачивание в целях хранения, согласно оценкам, составляют около 8 долл. США за тонну закачиваемого CO_2 , хотя значение данного параметра зависит от конкретного участка [2].

Еще одним способом хранения собранного CO_2 является его закачивание в глубины океана под большую толщу воды через стационарные трубопроводы или с судов (рис. 2). Его можно также разместить на морском дне на глубинах более 3 тыс. м, где CO_2 будет плотнее воды. Однако в отношении хранения CO_2 в океанах существуют весьма противоречивые мнения, вызванные его потенциальным воздействием на окружающую среду. Расходы на транспортировку 10 млн т CO_2 в год на расстояние свыше 250 км по морскому трубопроводу составляют около 3 долл. США за тонну [2].

Некоторые проблемы, связанные с осуществлением проектов по улавливанию и захоронению CO_2

Любая схема хранения CO_2 является оправданной лишь в том случае, если этот процесс будет обеспечиваться в течение сотен или тысяч лет. Следовательно, резервуар для хранения должен быть достаточно герметичным, чтобы избежать утечки, превышающей 0,1% в год, или даже меньше. В противном случае, концепция хранения окажется лишеной смысла и ее невозможно будет квалифицировать как меру по защите климата.

Как и в случае любого газа, существует возможность утечки CO_2 из системы транспортировки или хранения. Воздействие утечки CO_2 следует

рассматривать с двух точек зрения: как прямую угрозу для здоровья человека (воздействие на организм воздуха с содержанием CO_2 , превышающим 7–10%, представляет непосредственную опасность для жизни и здоровья человека [4]) или как снижение эффективности меры, направленной на предотвращение изменения климата.

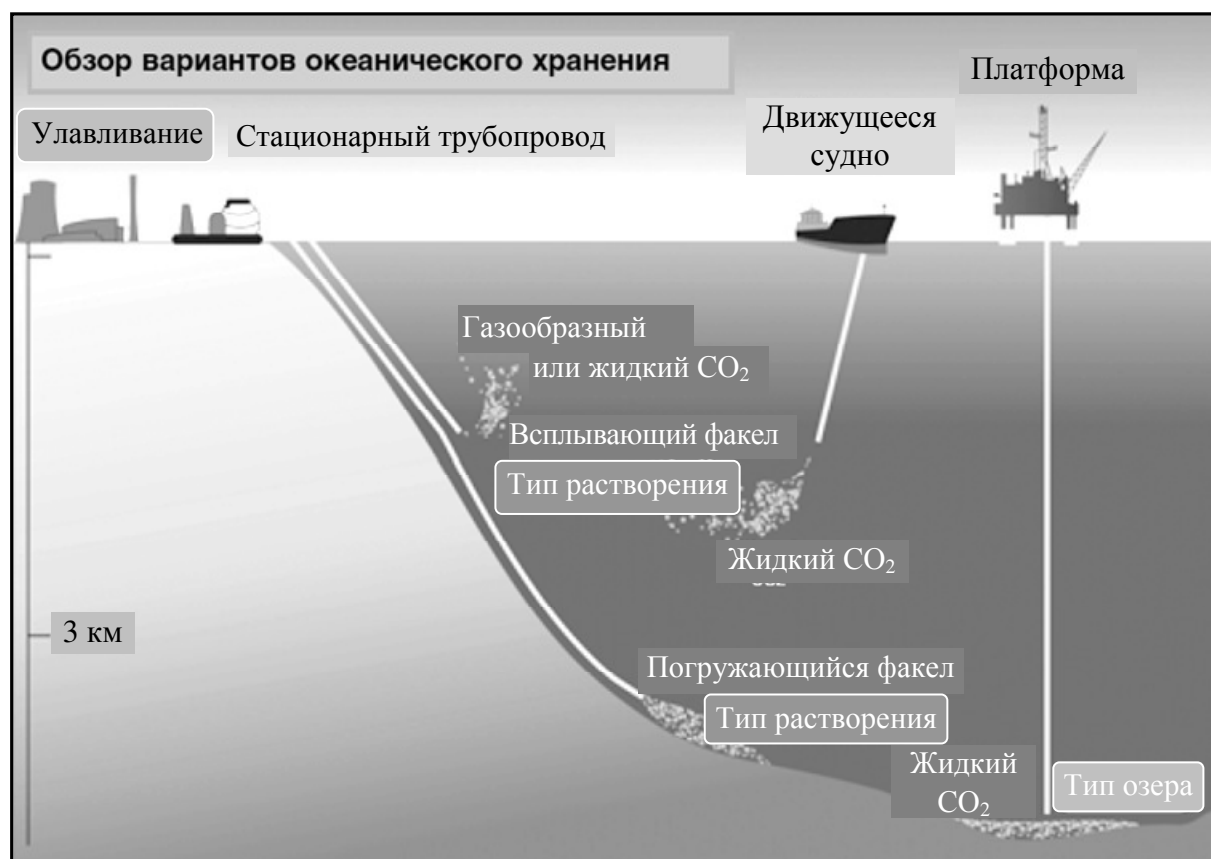


Рис. 2. Океаническое хранение CO_2

Сложность проблемы заключается еще и в том, что CO_2 способен со временем растворяться в жидкости и начать мигрировать в геологической формации. Таким образом, со временем будет все труднее четко оценивать, где находится CO_2 , и, следовательно, подтверждать его количество в резервуаре, даже если из этого резервуара не происходило утечки. Кроме того, могут возникнуть сложности с учетом CO_2 , поступающего из какого-либо конкретного источника, в случае его смешения с CO_2 , уже хранящимся в резервуаре. В этой связи большое значение приобретет точное определение ответственности за хранение CO_2 .

Существующие проекты закачивания и хранения CO_2

В настоящее время реализовано несколько крупных проектов по закачиванию и хранению CO_2 . Проекты по улавливанию и хранению CO_2 в промышленных масштабах осуществляются в мире с 1996 года: на запад-

ном газовом месторождении Слейпнера в Северном море (1996 г.), проект по затоплению CO₂ в Уэйберне на юге канадской провинции Саскачеван (1997 г.) и на газовом месторождении Ин-Салах в алжирской пустыне (2004 г.) и др. (таблица).

Промышленные проекты по закачиванию и хранению CO₂

Проект	Страна	Вид хранения	Время начала закачивания, год	Скорость закачивания, т/г
Слейпнер	Норвегия	Солевая формация	1996	1 млн
Уэйберн	Канада	Увеличение нефтеотдачи пласта	2000	1,1–1,8 млн
Второй этап проекта ORC	Нидерланды	Истощенные газовые месторождения	2004	20 тыс.
Ин-Салах	Алжир	Эксплуатируемое месторождение	2004	1 млн
Швёфхит	Норвегия	Солевая формация	2006	0,75–0,95 млн
Третий этап проекта ORC	Нидерланды	Истощенное газовое месторождение	2006	0,48 млн
Горгон	Австралия	Солевая формация	2009	2,7 млн

В США после длительных исследований в области технологии и процессов улавливания и подземного хранения парникового газа двуокиси углерода (CO₂) Министерство энергетики США совместно с Агентством по охране окружающей среды развернуло первые в стране крупномасштабные демонстрационные проекты. В рамках трех проектов в Соединенных Штатах и Канаде проводятся крупные испытания по хранению не менее 1 млн т CO₂ в глубоких соленых водоносных слоях – находящихся глубоко под землей пористых формациях горных пород, поры которых содержат соленую воду и могут быть заполнены CO₂. В проектах принимают участие 27 штатов и канадские провинции Альберта, Саскачеван и Манитоба.

Согласно [2] расходы на генерирование электроэнергии на электростанции с улавливанием и хранением, как правило, на 10–50 долл. США за 1 МВт/ч выше, чем на аналогичной электростанции, не оснащенной системой УХУ.

В заключение необходимо отметить следующее. Система улавливания и хранения углерода технически осуществима и может играть значительную роль в сокращении выбросов парниковых газов. Отдельные компоненты системы хорошо продуманы, их необходимо включить в полномасштабные проекты по электроэнергетике. Это позволит показать, насколько эффективна данная технология в реальных условиях, а также приобрести необходимый опыт работы с ней.

Следует провести дополнительные исследования в целях анализа расходов, связанных с эксплуатацией подходящих резервуаров для хранения и оценки их потенциальных возможностей.

Необходима разработка соответствующей нормативной и правовой базы, в частности согласованных методов оценки и учета объема «предотвращенных выбросов» CO₂, а также возможной утечки, которая может возникнуть со временем.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Iijima M., Endo T., Shimada D. CO₂ capture technology for mitigating global warming and climate change // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. 2010. Vol. 47, № 1.
2. Обзор технологий улавливания и хранения углерода : возможности, препятствия, экономические аспекты и роль, рекомендуемая для ЕЭК ООН. Записка секретариата / Экономический и Социальный советы ООН; Комитет по устойчивой энергетике // ECE. Energy. 2006. Vol. 5 (18 Sept.). С. 27.
3. Улавливание и хранение углекислого газа / Департамент торговли и промышленности Великобритании. Oxfordshire, 2005. 31 с.
4. Может ли хранение двуокиси углерода содействовать сокращению выбросов парниковых газов? : упрощенное руководство к Специальному докладу МГЭИК по улавливанию и хранению двуокиси углерода / МГЭИК. Женева, 2006. 24 с.

УДК 621.311

ПОСЛЕВУЗОВСКОЕ ОБРАЗОВАНИЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В. И. Лубков

Поволжское отделение Международной
энергетической академии, Саратов

Молодой специалист (инженер, бакалавр) в первые три года работы в энергетике проходит период «дообучения». К знаниям, полученным во ВТУЗе, добавляются практические навыки и, главное, умение управлять технологическим процессом в цехах или анализировать его в отделах и службах. На данном этапе становления для молодого специалиста главную роль играют наставники-производственники. В среднем после 5–6 лет работы специалист-энергетик вольно или невольно попадает в резерв на по-

вышение в должности. Этот период требует дополнительного обучения и зачастую более глубокой специализации на ТЭС (котлы, турбины, электрическая часть, технико-экономические показатели (ТЭПы), энергоремонт, системы автоматического регулирования (САР) и контроля, водно-химические режимы (ВХР), автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП)).

Уже в 50-е годы прошлого века в электроэнергетике во Всесоюзном заочном политехническом институте (ВЗПИ) функционировал факультет повышения квалификации дипломированных инженеров-энергетиков. Обучение проводилось заочно в течение 2 лет по широкому кругу специализаций и осуществлялось преподавателями из МЭИ и других московских ВТУЗов. К 90-м годам срок обучения был уменьшен до 6 месяцев. На ТЭС Саратовской энергосистемы этот вид послевузовского обучения применялся достаточно широко и был весьма эффективным в смысле кадрового роста.

В современных условиях с широкими техническими возможностями информатики может быть использовано дистанционное повышение квалификации.

В дальнейшем специалист-энергетик, по нормативным документам, должен проходить курсовое обучение (в учебных заведениях, имеющих лицензии) с целью повышения квалификации каждые 5 лет, без ограничений по возрасту.

В настоящее время в электроэнергетике существуют обучающие организации (Всероссийский институт повышения квалификации, отраслевые НИИ), но обучение там ведется только по узкой специализации.

Необходимо напомнить, что вопросы дополнительного вузовского образования определены постановлениями правительства РФ от 26.06.1995 № 610 и от 10.03.2000 № 213. Типовым положением об образовательном учреждении дополнительного профессионального образования (повышения квалификации) специалистов определено длительное дополнительное обучение в образовательном учреждении (свыше 100 часов).

Некоторый опыт повышения квалификации специалистов ОАО «МРСК-Волга» при энергетическом факультете СГТУ в 2010 году показал, что длительность подобного обучения вызвана достаточно обширной программой (по инициативе энергокомпаний). Это обучение должно происходить не только в стенах ВТУЗа, но и на объектах энергокомпаний. Здесь же может быть применено дистанционное обучение.

Думается, что приведенные соображения вызовут интерес как у членов Поволжского отделения МЭА, руководителей ВТУЗов, так и у руководителей энергокомпаний.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Н. В. Гусева

Саратовский государственный технический университет

На современном этапе развития экономики, в условиях недостаточного финансирования инвестиционных программ по замене устаревшего энергетического оборудования на новое, наиболее целесообразно проведение модернизации энергетических объектов. Модернизация требует относительно небольших капитальных вложений по сравнению с сооружением новых альтернативных источников электроэнергии или с заменой всего энергооборудования на новое, а также позволяет частично компенсировать нехватку электрической энергии из-за роста промышленного производства.

В настоящей статье представлены методические основы оценки экономической эффективности модернизации энергетического оборудования и систем электроснабжения. Общая схема проведения оценки эффективности состоит из трех комплексных блоков и представлена на рис. 1.

Блок 1	Расчет базовых экономических показателей
	1. Интегральный эффект
	2. Срок окупаемости
	3. Внутренняя норма эффективности
Блок 2	Оценка изменения интегрального эффекта при проведении модернизации (реконструкции)
Блок 3	Анализ результатов расчетов и формирование целевых мероприятий по проведению модернизации

Рис. 1. Схема проведения расчетов и формирование целевых мероприятий по проведению модернизации

Для оценки экономической эффективности модернизации используется показатель интегрального эффекта, который представляет собой разность дисконтированных за расчетный период времени оценок результатов (доходов, выручки) и затрат, т.е. разность совокупного дохода и всех видов расходов за тот же период (нарастающим итогом), выраженных в рыночной стоимости [1, 2]:

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} = D_{\text{инт}} - Z_{\text{инт}}, \quad (1)$$

$$\mathcal{E}'_{\text{инт}} = D'_{\text{инт}} - Z'_{\text{инт}}, \quad (2)$$

где $\mathcal{E}_{\text{инт}}$, $\mathcal{E}'_{\text{инт}}$ – интегральный эффект при вариантах без модернизации и с модернизацией энергооборудования; $D_{\text{инт}}$; $D'_{\text{инт}}$ – доход от реализации продукции (электроэнергии) в вариантах без модернизации и с модернизацией соответственно; $Z_{\text{инт}}$, $Z'_{\text{инт}}$ – интегральные затраты варианта без модернизации и с модернизацией соответственно.

Изменение интегрального эффекта от модернизации представляет собой разницу между интегральным эффектом в вариантах с модернизацией и без модернизации:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{инт}} = \Delta \mathcal{E}'_{\text{инт}} - \Delta \mathcal{E}_{\text{инт}} = (D'_{\text{инт}} - Z'_{\text{инт}}) - (D_{\text{инт}} - Z_{\text{инт}}), \quad (3)$$

где $\mathcal{E}'_{\text{инт}}$ – изменение интегрального эффекта от проведения модернизации; $D_{\text{инт}}$ – разница интегральных доходов в вариантах с модернизацией и без модернизации; $\Delta Z_{\text{инт}}$ – разница интегральных затрат в вариантах с модернизацией и без модернизации.

Интегральный доход оценивается за расчетный период времени вариантов по следующим формулам:

$$D_{\text{инт}} = \sum_{t=0}^T D_t \cdot (1+E)^{\tau-t}, \quad (4)$$

$$D'_{\text{инт}} = \sum_{t=0}^T D'_t \cdot (1+E)^{\tau-t}, \quad (5)$$

где D_t , D'_t – доход (выручка) от реализации электроэнергии в момент времени t расчетного периода T ; E – норма дисконта; τ – момент приведения доходов и затрат (обычно принимается равным нулю).

Тогда разница интегральных доходов вариантов с модернизацией и без модернизации:

$$\Delta D_{\text{и}} = \sum_{t=0}^T (D'_t - D_t) \cdot (1+E)^{\tau-1} = \sum_{t=0}^T \Delta D_t \cdot (1+E)^{\tau-1}. \quad (6)$$

При проведении модернизации за счет повышения надежности энергооборудования сокращается время вынужденного простоя оборудования, таким образом, увеличивается доход от реализации продукции:

$$\Delta D_t = D'_t - D_t = P'_{\text{уст. } t} \cdot C_T \cdot h'_{\text{пр. } t} - P_{\text{уст. } t} \cdot C_T \cdot h_{\text{пр. } t} = \Delta P_{\text{уст. } t} \cdot C_T \cdot \Delta h_{\text{пр. } t}, \quad (7)$$

где $P'_{\text{уст. } t}$, $P_{\text{уст. } t}$ – установленная мощность энергооборудования в вариантах с модернизацией и без модернизации; C_T – средний тариф на электроэнергию; $h'_{\text{пр. } t}$, $h_{\text{пр. } t}$ – время вынужденного простоя при работе энергооборудования в вариантах с модернизацией и без модернизации; $\Delta P_{\text{уст. } t}$ – изменение электрической установленной мощности; $\Delta h_{\text{пр. } t}$ – изменение времени работы энергооборудования (все вышеперечисленные показатели определяются в момент времени t периода T).

Интегральные затраты также рассматриваются в момент времени t периода T :

$$Z_{\text{и}} = \sum_{t=0}^T (K_t + I_t + Z_t^{\text{д}}) \cdot (1 + E)^{\tau-t}, \quad (8)$$

$$Z'_{\text{и}} = \sum_{t=0}^T (K'_t + I'_t + Z_t'^{\text{д}}) \cdot (1 + E)^{\tau-t}, \quad (9)$$

где K_t, K'_t – капиталовложения при вариантах без модернизации и с модернизацией соответственно; I_t, I'_t – текущие издержки в вариантах без модернизации и с модернизацией соответственно; $Z_t^{\text{д}}, Z_t'^{\text{д}}$ – затраты на вывод (демонтаж) энергооборудования при вариантах без модернизации и с модернизацией соответственно.

Изменение интегральных затрат на момент времени t периода T :

$$\Delta Z_{\text{и}} = \sum_{t=0}^T (\Delta K_t + \Delta I_t + \Delta Z_t^{\text{д}}) \cdot (1 + E)^{\tau-t}, \quad (10)$$

где $\Delta K_t = K'_t - K_t$ – капиталовложения в модернизацию энергооборудования; $\Delta I_t = I'_t - I_t$ – разница в текущих издержках в вариантах с модернизацией и без модернизации; $\Delta Z_t^{\text{д}} = Z_t'^{\text{д}} - Z_t^{\text{д}}$ – разница в затратах на демонтаж при вариантах с модернизацией и без модернизации энергооборудования.

При модернизации энергооборудования текущие издержки к моменту времени t периода T изменяются следующим образом:

1) затраты на оплату труда:

$$\Delta I_{\text{зп.}t} = \Delta I'_{\text{зп.}t} - \Delta I_{\text{зп.}t}, \quad (11)$$

где $\Delta I'_{\text{зп.}t}, \Delta I_{\text{зп.}t}$ – затраты на оплату труда при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

2) амортизационные отчисления возрастут:

$$\Delta I_{\text{ам.}t} = I'_{\text{ам.}t} - I_{\text{ам.}t} = p_a \cdot K'_t - p_a \cdot K_t = p_a \cdot K_t, \quad (12)$$

где $I'_{\text{ам.}t}, I_{\text{ам.}t}$ – амортизационные отчисления при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно; p_a – норма амортизации на силовое энергооборудование;

3) затраты на ремонт энергооборудования снижаются за счет уменьшения количества вне плановых ремонтов:

$$\Delta I_{\text{рем.}t} = I'_{\text{рем.}t} - I_{\text{рем.}t}, \quad (13)$$

где $I'_{\text{рем.}t}, I_{\text{рем.}t}$ – затраты на ремонт при вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно;

4) прочие затраты (общесетевые расходы, оплата услуг сторонних организаций, расходы по испытаниям оборудования и др.):

$$\Delta I_{\text{пр.}t} = I'_{\text{пр.}t} - I_{\text{пр.}t}, \quad (14)$$

где $I'_{\text{пр.}t}, I_{\text{пр.}t}$ – прочие затраты за период t в вариантах с модернизацией и без модернизации соответственно.

Изменения текущих издержек и интегральных затрат при проведении модернизации энергооборудования соответственно состоит:

$$\Delta И_t = \sum_{t=0}^T (\Delta И_{зп.t} + p_a \cdot \Delta К_t + \Delta И_{рем.t} + \Delta И_{пр.t}) \cdot (1 + E)^{\tau-t}, \quad (15)$$

$$\Delta З_{и} = \sum_{t=0}^T (\Delta К_t + И_{зп.t} + p_a \cdot \Delta К_t + \Delta И_{рем.t} + \Delta И_{пр.t} + \Delta З_t^д) \cdot (1 + E)^{\tau-t}. \quad (16)$$

Тогда изменение интегрального эффекта за счёт модернизации энергооборудования представляет собой:

$$\Delta З_{и} = \sum_{t=0}^T (\Delta К_t + И_{зп.t} + p_a \cdot \Delta К_t + \Delta И_{рем.t} + \Delta И_{пр.t} + \Delta З_t^д) \cdot (1 + E)^{\tau-t}. \quad (17)$$

Измерение интегрального эффекта выступает как один из важнейших критериев при основании проекта модернизации энергооборудования. Он обеспечивает максимум доходов в долгосрочном плане за расчетный период времени [3]. При использовании критерия интегрального эффекта может возникнуть необходимость в учете некоторых ограничений, накладываемых рыночными условиями применительно к конкретной задаче. К ним относится:

1) задаваемый максимальный порог по внутренней норме доходности (ВНД), при которой величина интегрального эффекта обращается в нуль ($\mathcal{E}_и(ВНД)=0$),

$$ВНД \gg E_{мин},$$

где $E_{мин}$ – максимальное допустимое значение коэффициента дисконтирования.

ВНД на практике определяется перебором различных пороговых значений рентабельности, при этом проект считается рентабельным, если ВНД не ниже исходного порогового значения;

2) задаваемый минимальный срок окупаемости инвестиционных затрат $T_{ок}$ (рис. 2), представляющий собой количество лет, в течение которых доход от продаж за вычетом издержек возмещает капитальные вложения [1].

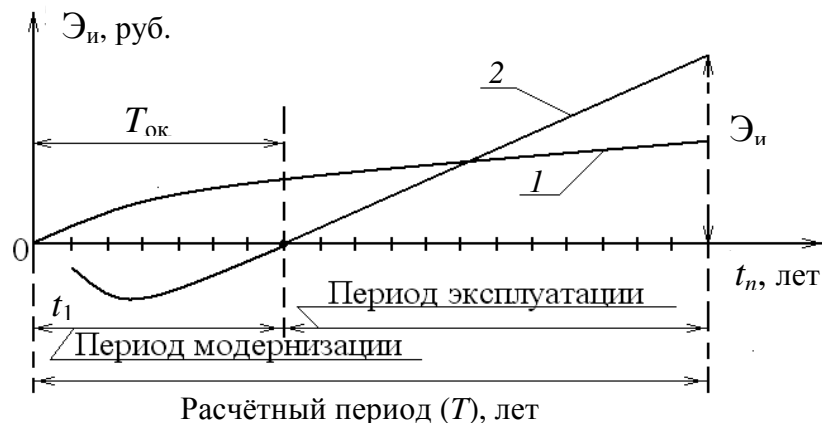


Рис. 2. Финансовый профиль проекта: 1 – для варианта без модернизации; 2 – для варианта с модернизацией

Таким образом, предложена методика оценки эффективности модернизации энергооборудования на базе интегральных показателей экономической эффективности инвестиций с учетом технологии производства, передачи и потребления электроэнергии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гительман Л. Д., Ратников Б. Е. Энергетические компании : Экономика, Менеджмент, Реформирование : в 2 т. Т. 1. Екатеринбург, 2001.
2. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. М., 2000.
3. Домников А. Ю. Методика оценки финансовой и экономической эффективности инвестиционных проектов в энергетике. Екатеринбург, 2002.

УДК 697.1:621:311

КРИТЕРИАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТОПЛИВНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Б. А. Семенов

Саратовский государственный технический университет

Основу всех существующих систем теплоснабжения составляют энергоисточники, которые традиционно принято подразделять на два вида: комбинированные и отдельные.

В комбинированных энергоисточниках осуществляется совместная выработка тепловой и электрической энергии. К этому виду, помимо крупных паротурбинных ТЭЦ, могут быть отнесены и различные виды автономных мини-ТЭЦ малой и средней мощности, предназначенных для децентрализованного снабжения тепловой и электрической энергией отдельных объектов, на базе газотурбинного или газопоршневого привода.

Раздельными считаются источники теплоснабжения, вырабатывающие только один вид энергии – теплоту. К этой группе относятся не только крупные районные котельные для централизованного теплоснабжения с паровыми или водогрейными котлами большой или средней мощности, но и разнообразные автономные теплогенераторы малой мощности, блочные и крышные котельные и другое автономное теплогенерирующее оборудование.

Электрическая же нагрузка при любых вариантах раздельного энергоснабжения покрывается за счет электрогенераторов, не предусматривающих полезного отпуска отбросной теплоты, к которым в первую очередь относятся КЭС единой энергосистемы, а также электрогенерирующие установки для автономного электроснабжения.

Известно, что при комбинированной выработке электроэнергии и теплоты может достигаться некоторая экономия топлива по сравнению с раздельной выработкой $\Delta B_{\text{эк}}$, т у.т./год, которую, согласно [1], можно количественно оценивать разностью топливных затрат, сравнивая между собой альтернативные варианты, эквивалентные по отпуску электроэнергии ($\mathcal{E}_{\text{отп}} = \text{const}$, МДж/год) и теплоты ($Q_{\text{отп}} = \text{const}$, МДж/год), т. е.

$$\Delta B_{\text{эк}} = (B_{\mathcal{E}}^{\text{раз}} + B_Q^{\text{раз}}) - B_{(\mathcal{E}+Q)}^{\text{ком}}, \quad (1)$$

где $B_{(\mathcal{E}+Q)}^{\text{ком}}$ – суммарный годовой расход топлива, т у.т./год, затрачиваемый на комбинированную выработку двух видов энергии, отпущенных потребителю в количестве $(\mathcal{E}_{\text{отп}} + Q_{\text{отп}})$, МДж/год;

$B_Q^{\text{раз}}$ – годовой расход топлива, т у.т./год, необходимый для раздельной выработки такого же количества отпущенной теплоты $Q_{\text{отп}}$, МДж/год, в случае использования альтернативного теплоисточника;

$B_{\mathcal{E}}^{\text{раз}}$ – годовой расход топлива, т у.т./год, необходимый для раздельной выработки такого же количества отпускаемой электроэнергии $Q_{\text{отп}}$, МДж/год, при использовании альтернативного источника электроснабжения.

Согласно действующим нормативным документам топливную эффективность любых энергоисточников (комбинированных и раздельных) в системе показателей статистической отчетности принято оценивать значениями удельных расходов топлива, затрачиваемых на выработку электроэнергии $b_{\mathcal{E}}$, г у.т./кВт·ч (или кг у.т./МДж), и теплоты b_Q , кг у.т./МДж.

Формула (1) с использованием этих удельных показателей принимает вид

$$\Delta B_{\text{эк}}^c = \mathcal{E}_{\text{отп}} (b_{\mathcal{E}}^{\text{раз}} - b_{\mathcal{E}}^{\text{ком}}) + Q_{\text{отп}} (b_Q^{\text{раз}} - b_Q^{\text{ком}}), \quad (2)$$

где $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – годовое количество электроэнергии, отпущенной с шин соответствующего энергоисточника (выработанное комбинированным и раздельным способами), МДж/год;

$Q_{\text{отп}}$ – годовое количество теплоты, отпущенной с коллекторов соответствующего энергоисточника (выработанное комбинированным и раздельным способами), МДж/год;

$b_{\mathcal{E}}^{\text{раз}}$ и $b_{\mathcal{E}}^{\text{ком}}$ – удельные расходы топлива на выработку электроэнергии при раздельной и комбинированной выработке, кг у.т./МДж;

$b_Q^{\text{раз}}$ и $b_Q^{\text{ком}}$ – удельные расходы топлива на выработку теплоты при раздельной и комбинированной выработке, кг у.т./МДж.

Однако, как показывают расчеты [2], при комбинированной выработке двух видов энергии числовые значения удельного расхода топлива $b_{\mathcal{E}}^{\text{ком}}$, рассчитанные различными методами (например, физическим, эксергетическим или методом ОРГРЭС) по фактическим показателям работы одного и того

же энергоисточника, могут изменяться от 140 до 400 кг у.т./МВт·ч. Реальная экономия топлива при этом остается величиной постоянной, независимо от принятого метода разделения общего расхода топлива по составляющим. Поэтому существующая методика оценки топливной эффективности энергоисточников по числовым значениям удельных расходов топлива b_{Σ} и b_Q , не дающая однозначного результата в случае использовании различных методов условного разделения общего расхода топлива по составляющим, не может быть признана корректной при наличии комбинированной выработки двух видов энергии.

На основании фактических данных о годовых затратах топлива и отпущенных количествах электроэнергии и теплоты для любого комбинированного энергоисточника (ТЭЦ, мини-ТЭЦ или системы, состоящей из нескольких ТЭЦ и мини-ТЭЦ) могут быть определены реальные значения коэффициента использования теплоты топлива $K_{ит}$,

$$K_{ит} = \frac{(\mathcal{Q}_{отп} + Q_{отп})}{B_{(\Sigma+Q)} \cdot Q_n^p}, \quad (3)$$

где Q_n^p – теплотворная способность условного топлива, МДж/т у.т.

Однако, так же как и удельные расходы топлива, коэффициент $K_{ит}$ ни в коем случае не может считаться однозначным показателем результирующей топливной эффективности отдельных энергоисточников и тем более применяться для сравнения эффективности различных источников в энергосистеме [3]. Так, например, анализ показывает, что наличие на ТЭЦ некоторого объема раздельной (конденсационной) выработки электрической энергии всегда приводит к уменьшению $K_{ит}$. Раздельная же выработка теплоты, наоборот, увеличивает этот показатель. Величина же экономии топлива, ΔB_{Σ}^c как в том, так и в другом случае уменьшается по сравнению с экономией топлива, достигающейся на этой же ТЭЦ в режиме комбинированной выработки.

Поэтому для объективной оценки и сопоставления топливной экономичности различных энергоисточников (как комбинированных, так и раздельных) в настоящей работе была использована система безразмерных критериев, предложенная [3]. Эта система включает в себя два совместно рассчитываемых относительных показателя: указанный выше коэффициент использования топлива $K_{ит}$ и «абсолютный» электрический КПД η_{Σ}^{abc} , определяемый относительно общего расхода топлива, потребляемого данным энергоисточником в годовом эксплуатационном режиме

$$\eta_{\Sigma}^{abc} = \frac{\mathcal{Q}_{отп}}{B_{(\Sigma+Q)} \cdot Q_n^p}. \quad (4)$$

Несмотря на то что каждый из этих показателей в отдельности не может давать представления о топливной экономичности комбинированных

энергоисточников, их совместное использование позволяет вполне объективно оценивать топливную эффективность как комбинированной, так и раздельной выработки двух видов энергии в рамках любой рассматриваемой энергосистемы. Так, рассуждая по аналогии с [3], можно доказать, что каждая конкретная комбинация, образованная значениями этих критериев, однозначно определяет величину годовой экономии топлива от эксплуатации каждого энергоисточника в рамках рассматриваемой генерирующей системы. Кроме того, совместное использование указанных критериев обеспечивает возможность получения наглядной картины распределения всех энергоисточников (комбинированных и раздельных) по топливной эффективности при помощи простых графических интерпретаций в пространстве безразмерных параметров, образованном $K_{ит}$ - η_{Θ}^{abc} координатами.

Выражения для расчета абсолютной $\Delta B_{эк}$ и относительной $\Delta \bar{B}$ экономии топлива, согласно [3], имеют вид

$$\Delta B_{эк} = B_{(\Theta+Q)} \cdot \left[\eta_{\Theta}^{abc} \left(\frac{1}{\eta_{\Theta}^{раз}} - \frac{1}{\eta_Q^{раз}} \right) + \left(\frac{K_{ит}}{\eta_Q^{раз}} - 1 \right) \right], \quad (5)$$

$$\Delta \bar{B} = \frac{\Delta B_{эк}}{(B_{\Theta}^{раз} + B_Q^{раз})} = 1 - \frac{1}{\eta_{\Theta}^{abc} \left(\frac{1}{\eta_{\Theta}^{раз}} - \frac{1}{\eta_Q^{раз}} \right) + \frac{K_{ит}}{\eta_Q^{раз}}}, \quad (6)$$

где $\eta_{\Theta}^{раз}$ и $\eta_Q^{раз}$ – соответственно КПД выработки электроэнергии и теплоты в выбранном для сравнения альтернативном варианте раздельного энергоснабжения.

Анализ формул (5) и (6) показывает, что нулевая экономия топлива ($\Delta B_{эк} = 0$ или $\Delta \bar{B} = 0$), соответствующая равной топливной эффективности комбинированной и раздельной выработки энергии в выбранных для сравнения альтернативных энергоисточниках, может иметь место лишь при выполнении следующего равенства:

$$\eta_{\Theta}^{раз} = \frac{1}{\frac{1}{\eta_Q^{раз}} + \frac{1}{\eta_{\Theta}^{abc}} \left(1 - \frac{K_{ит}}{\eta_Q^{раз}} \right)}, \quad (7)$$

где $K_{ит}$ и η_{Θ}^{abc} – средние показатели топливной эффективности комбинированной выработки, рассчитанные по (3) и (4) на основании отчетных данных о суммарных годовых затратах топлива $B_{(\Theta+Q)}$, т у.т./год и отпущенных объемах электроэнергии $\Theta_{отп}$, МДж/год и теплоты $Q_{отп}$, МДж/год в пределах энергосистемы, объединяющей все действующие комбинированные энергоисточники рассматриваемого объекта (области, города или промышленного комплекса);

$\eta_Q^{\text{раз}}$ – среднее значение фактического КПД раздельной выработки тепловой энергии, рассчитанное по суммарным годовым затратам топлива ($B_Q^{\text{раз}}$, т у.т./год) и годовому отпуску теплоты ($Q_{\text{отп}}$, МДж/год), от всех теплоисточников, осуществляющих раздельную выработку теплоты в пределах данного энергопотребляющего объекта.

Таким образом, используя фактические числовые значения $K_{\text{ит}}$, $\eta_{\Xi}^{\text{абс}}$ и $\eta_Q^{\text{раз}}$, по выражению (7) можно рассчитать недостающее значение $\eta_{\Xi}^{\text{раз}}$, которое необходимо иметь для построения в $K_{\text{ит}}-\eta_{\Xi}^{\text{абс}}$ координатах линии $\Delta\bar{B} = 0$, характеризующей средний уровень фактической топливной эффективности в существующей системе энергоснабжения рассматриваемого объекта.

Для дальнейшего построения семейства линий $\Delta\bar{B} = \text{const}$ решим уравнение (6) следующим образом:

$$K_{\text{ит}}^{\text{тр}} = \eta_Q^{\text{раз}} \cdot \left[\frac{1}{1 - \Delta\bar{B}} - \eta_{\Xi}^{\text{абс}} \left(\frac{1}{\eta_{\Xi}^{\text{раз}}} - \frac{1}{\eta_Q^{\text{раз}}} \right) \right]. \quad (8)$$

где $K_{\text{ит}}^{\text{тр}}$ – требуемое значение коэффициента использования топлива, при котором на любом источнике рассматриваемой системы может достигаться заданная величина относительной экономии топлива $\Delta\bar{B} = \text{const}$ в случае комбинированной выработки двух видов энергии с известным показателем $\eta_{\Xi}^{\text{абс}}$.

Анализируя полученное выражение (8), видим, что при известных фактических значениях $\eta_Q^{\text{раз}}$ и $\eta_{\Xi}^{\text{абс}}$, определяющих среднюю топливную эффективность раздельной выработки энергии в рассматриваемой системе, зависимость $K_{\text{ит}}^{\text{тр}} = f(\eta_{\Xi}^{\text{абс}})$ является линейной. Это значит, что построение прямых линий $\Delta\bar{B} = \text{const}$ в $K_{\text{ит}}-\eta_{\Xi}^{\text{абс}}$ координатах можно осуществить по двум характерным точкам. Такие точки легко определить, записав выражение (8) применительно к двум следующим предельным случаям:

случай 1: отсутствие электрической выработки источника (работа в режиме котельной):

$$\eta_{\Xi}^{\text{абс}} = 0 \rightarrow K_{\text{ит}}^{\text{тр}} = \eta_Q^{\text{раз}} \cdot \frac{1}{1 - \Delta\bar{B}}; \quad (9)$$

случай 2: отсутствие тепловой выработки источника (работа в режиме чистой электрогенерации без полезного отпуска отбросной теплоты):

$$\eta_{\Xi}^{\text{абс}} = K_{\text{ит}} \rightarrow K_{\text{ит}}^{\text{тр}} = \eta_{\Xi}^{\text{раз}} \cdot \frac{1}{1 - \Delta\bar{B}}. \quad (10)$$

Подставив фактические значения $\eta_Q^{\text{раз}}$ и $\eta_{\Xi}^{\text{раз}}$ в формулы (9) и (10), получим выражения для расчета координат характерных точек, которые не-

обходимы для построения соответствующих линий постоянной относительной экономии топлива, показанных на рисунке.

Исходные данные для выполнения сравнительного анализа топливной эффективности существующих энергоисточников г. Саратова и области по предлагаемой методике представлены в таблице.

**Данные о затратах топлива и отпуске тепловой и электрической энергии
(по материалам статистической отчетности)**

Номер точки	Наименование источника	Год	Годовой отпуск		Расход топлива, $B_{(\Sigma+Q)}$, т у.т./год	Относительные показатели комбинированной выработки	
			электроэнергии, $\Sigma_{отп}$, млн МДж	теплоты, $Q_{отп}$, млн МДж		η_o^{abc}	$K_{ит}$
0	САРГРЭС	1998	791,64	4055,75316	218431,2	0,1237	0,7574
		2005	842,4	4117,29912	222290,94	0,1293	0,7615
1	ТЭЦ - 1	1998	209,88	1962,77184	99257,82	0,0722	0,7471
		2005	212,04	1635,36408	87672,34	0,0825	0,7192
2	ТЭЦ - 2	1998	3083,76	8119,04256	605607,96	0,1738	0,6313
		2005	3103,2	7238,9772	569143,8	0,1861	0,6202
3	ТЭЦ - 3	1998	2176,56	5883,29136	435785,56	0,1705	0,6312
		2005	2426,04	4279,32828	408433,29	0,2027	0,5603
4	ТЭЦ - 4	1998	4777,92	11430,8014	925279,5	0,1762	0,5979
		2005	5202,36	10314,1818	852240,74	0,2083	0,6214
5	ТЭЦ - 5	1998	6327	8940,9114	818280,85	0,2639	0,6368
		2005	6580,08	8773,4394	785885,51	0,2858	0,6668
Всего по ТЭЦ		1998	17366,76	40392,5717	3102642,89	0,1910	0,6354
		2005	18366,12	36358,59	2925666,6	0,2143	0,6384

На основании представленных в таблице данных 2005 г. были рассчитаны средневзвешенные значения безразмерных показателей комбинированной выработки по всем ТЭЦ Саратова и области: $K_{ит} = 0,6384$; $\eta_{\Sigma}^{abc} = 0,2143$.

По выборке из массива данных статистической отчетности 2005 г. было определено средневзвешенное значение КПД отдельной выработки теплоты в котельных г. Саратова и области: $\eta_Q^{раз} = 0,8614$. Далее с учетом полученных средневзвешенных показателей по выражению (7) было найдено значение электрического КПД отдельной выработки, требуемое по условию топливной равноэффективности сопоставляемых альтернативных вариантов: $\eta_{\Sigma}^{раз} = 0,4221$. После этого по выражениям (9) и (10) были определены координаты всех характерных точек и построен график, показанный на рисунке.

На графике (см. рисунок) часть площади, расположенная ниже линии ($\Delta \bar{B} = 0$), обозначающей средний уровень топливной эффективности существующих энергоисточников, определяет область неэффективной выработки энергии. Эта область выделена заливкой серого цвета. Любые теплоэлектрогенераторы, попадающие в указанную область, работают с перерасходом топлива.

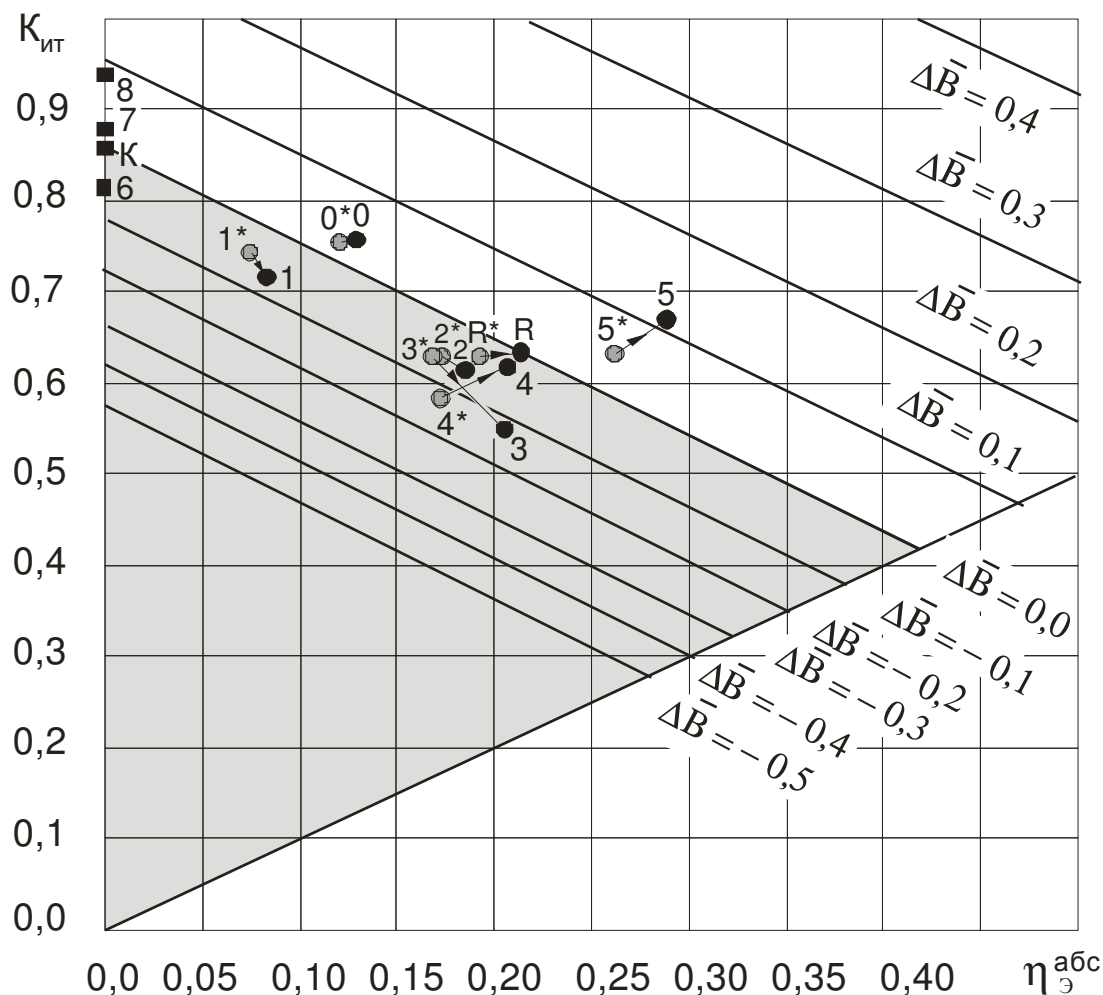


Диаграмма сравнительной топливной эффективности существующих источников теплоснабжения в Саратовской области:

- – показатели ТЭЦ 1998 г.; ● – показатели ТЭЦ 2005 г.;
- 0* – 0 – СарГРЭС; 1* – 1 – ТЭЦ-1;
- 2* – 2 – ТЭЦ-2; 3* – 3 – ТЭЦ-3;
- 4* – 4 – ТЭЦ-4; 5* – 5 – ТЭЦ-5;
- R* – R – в целом по ТЭЦ ОАО «Саратовэнерго»;
- – показатели котельных 2005 г.;
- 6 – котельные «Саратовские коммунальные системы»;
- 7 – котельные ОАО «Тепло2»; 8 – ОАО «Энергобаланс»;
- K – в целом по котельным г. Саратова и области

Выше нулевой линии расположена область эффективных энергоисточников, обеспечивающих экономию топлива при выработке тепловой и электрической энергии по сравнению с реально достигнутым средним уровнем. Для простоты получения числовых значений $\Delta \bar{B}$, определяющих реальную

топливную эффективность существующих энергоисточников, на рисунке показаны линии постоянной относительной экономии топлива, построенные с использованием граничных условий (9) и (10) по двум характерным точкам при ряде заданных значений в интервале изменения $\Delta\bar{B}$ от -0,5 до +0,4 с шагом 0,1.

Используя этот график, можно легко оценивать реальную топливную эффективность любого существующего или проектируемого источника в системах энергоснабжения Саратовской области. При этом отпадает необходимость какого бы то ни было условного разделения удельных расходов топлива на выработку электроэнергии $b_{\text{э}}$ и теплоты $b_{\text{т}}$ в случае комбинированного производства двух видов энергии. Так, например, из приведенного графика следует, что наиболее эффективным источником в Саратовской энергосистеме является ТЭЦ-5, обеспечивающая примерно 11%-ную экономию топлива относительно среднего уровня. Кроме того, хорошо видно, что показатели работы ТЭЦ-5 за период с 1998 по 2005 год характеризуются положительной динамикой, о чем свидетельствует существенный прирост $\Delta\bar{B}$ (с 5,5 до 10,7 %), определяющий повышение общего уровня топливной эффективности этой станции.

Несколько меньший положительный эффект обеспечивается работой САРГРЭС, где был достигнут прирост $\Delta\bar{B}$ с 2,8 до 3,9 % за тот же период. Все остальные ТЭЦ «Саратовэнерго» работают с перерасходом топлива. Наихудшие показатели имеет ТЭЦ-3 г. Энгельса. Работа этой станции характеризуется не только отрицательной топливной эффективностью, но и отрицательной динамикой ее изменения (за период с 1998 по 2005 год значение $\Delta\bar{B}$ понизилось с -6,5 до -11,7%).

На ТЭЦ-4 г. Балаково, несмотря на отрицательную топливную эффективность, за рассматриваемый период достигнут наивысший прирост экономии топлива. Значение $\Delta\bar{B}$ возросло с -10,3 до -2,8 %, и топливная эффективность этой ТЭЦ приблизилась к среднему уровню.

График, представленный на рисунке, удобно использовать для оценки рациональности введения новых электро- и теплогенерирующих мощностей. С его помощью может быть сделан вывод о том, что введение в энергобаланс Саратовской области новых ГТУ способно обеспечивать экономию топлива в региональной энергосистеме только в том случае, если КПД раздельной выработки электроэнергии на этих установках превысит 42,2 %. Это значит, что с точки зрения топливной эффективности конкурентоспособность раздельной выработки электроэнергии может быть обеспечена в данных условиях только использованием ГТУ, реализующих парогазовые циклы. В противном случае топливная эффективность раздельной выработки электроэнергии на базе ГТУ будет существенно ниже среднего уровня, достигнутого в Саратовской энергосистеме.

Реальную топливную экономичность автономных газовых теплогенераторов, блочных или крышных котельных, а также перспективных газотурбинных или парогазовых теплофикационных установок в рассматривае-

мой системе энергоснабжения легко оценивать путем простого построения соответствующих точек на графике рисунка. Однако, несмотря на простоту и наглядность графического представления результатов, следует понимать, что использование этого метода связано с определенной неточностью получения числовых значений из-за возможных погрешностей графических построений и неточностью отсчетов.

Для более точной оценки абсолютной и относительной экономии топлива, которая может достигаться при использовании различных источников теплоснабжения относительно среднего уровня топливной эффективности теплогенерирующего оборудования, эксплуатируемого в г. Саратове и области, можно использовать следующие расчетные зависимости:

$$\Delta B_{\text{эк}} = B_{(\text{Э}+\text{Q})} \cdot (1,2083 \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{абс}} + 1,1609 \cdot K_{\text{ит}} - 1), \quad (11)$$

$$\Delta \bar{B} = 1 - \frac{1}{1,2083 \cdot \eta_{\text{Э}}^{\text{абс}} + 1,1609 \cdot K_{\text{ит}}}. \quad (12)$$

Эти зависимости получены в результате подстановки средневзвешенных значений безразмерных критериев ($\eta_Q^{\text{раз}} = 0,8614$ и $\eta_{\text{Э}}^{\text{раз}} = 0,4221$) в выражения (5) и (6). Использование зависимости (12) позволяет по известным значениям $K_{\text{ит}}$ и $\eta_{\text{Э}}^{\text{абс}}$ легко оценивать топливную эффективность любого теплоисточника (комбинированного или раздельного) по значению безразмерного критерия $\Delta \bar{B}$, количественно определяющему экономию топлива относительно среднего уровня топливной эффективности, достигнутого в Саратовской области. Величина абсолютной экономии топлива $\Delta B_{\text{эк}}$, т у.т./год при этом может быть определена по выражению (11), если дополнительно известен общий расход топлива $B_{(\text{Э}+\text{Q})}$, т у.т./год, который затрачивается в данном источнике на выработку электроэнергии и теплоты.

Выводы

1. Оценка топливной экономичности энергоисточников, осуществляющих комбинированную выработку электроэнергии и теплоты, по удельным расходам топлива не может давать однозначного результата при использовании различных методов условного разделения и поэтому является не корректной.

2. Главным критерием, подтверждающим топливную экономичность любых комбинированных энергоисточников в энергосистеме, может служить относительная экономия топлива $\Delta \bar{B}$, затраченного на выработку отпущенных количеств теплоты и электроэнергии.

3. Величина относительной экономии топлива за годовой период эксплуатации однозначно определяется комбинацией числовых значений без-

размерных критериев $K_{\text{ит}}$ и $\eta_{\text{Э}}^{\text{абс}}$, рассчитанных по фактическим затратам топлива и отпущенным количествам электроэнергии и теплоты.

4. Совместное использование предложенных критериев позволяет ограничить область топливной экономичности комбинированных энергоисточников в двумерной системе координат нулевым значением $\Delta \bar{B}$ и выполнить сравнительный анализ эффективности любых энергоисточников при помощи простых графических интерпретаций.

5. Разработанная методика обеспечивает однозначность оценки и дает возможность взаимного сопоставления топливной экономичности комбинированных и отдельных энергоисточников в пределах любой рассматриваемой системы энергоснабжения без разделения общего расхода топлива по составляющим.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. М., 2001. 472 с.
2. Андриященко А. И. О разделении расхода топлива и формировании тарифов на ТЭЦ // Теплоэнергетика. 2004. № 8. С. 77–78.
3. Андриященко А. И., Семенов Б. А. Система показателей для оценки топливной эффективности эксплуатационных режимов ТЭЦ // Промышленная энергетика. 2005. № 12. С. 2–7.

УДК 620.92:658.26/519.711.3

МЕТОДОЛОГИЯ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПРЕДПРИЯТИЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ*

И. В. Долотовский, Е. А. Ларин, Н. В. Долотовская

Саратовский государственный технический университет

Энергетический комплекс (ЭК) предприятий по переработке газа, газового конденсата и нефти (ПНГП) характеризуется всеми основными свойствами сложных систем, в соответствии с которыми методология анализа его эффективности, разработки рациональной структуры и параметров функционирования базируется на агрегативно-декомпозиционном подходе к объекту исследования, сформулированным задачам и методам их решения.

* Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры России на 2009–2013 годы».

В общем случае *объект исследования* – ПНГП – представляется как четырехуровневая система, включающая следующие компоненты:

- 1) технологическую систему (ТС) и ЭК;
- 2) производства ТС (подготовка, переработка, транспортировка углеводородного сырья (УВС), продуктов и промежуточных технологических потоков); подсистемы ЭК (электро- и теплотехническая, топливная, водоотведения, обеспечения внутрипроизводственными энергоносителями (вода, воздух, кислород, азот, водород, искусственный холод));
- 3) установки ТС и ЭК;
- 4) аппараты установок ТС и ЭК.

В *задачах* системного исследования ЭК ПНГП выделены цели, функции и процедуры.

Цели включают проектирование объекта с многокритериальной оценкой эффективности и рациональную его эксплуатацию на основе многокритериальной оптимизации.

Функции содержат два взаимосвязанных подмножества – генерацию и потребление ТЭР.

Основными процедурами являются анализ, нормирование, структурная и параметрическая оптимизация. Результирующая процедура – управление потреблением ТЭР.

В каждой из задач также выделяется ряд самостоятельных вопросов.

Например, анализ генерации энергоносителей включает экспериментальные и теоретические исследования, а нормирование предполагает формирование обновляемой базы данных по типовым установкам, процессам, аппаратам, экспериментальные и теоретические исследования. Оптимизация ЭК действующих производств – это определение рациональных режимов эксплуатации (параметрическая идентификация). Для проектируемых предприятий это изменение структуры производств и конструкций аппаратов (структурная и параметрическая идентификация) и последующая реконструкция имеющихся систем или строительство новых.

Методы решения задач – реализация процедур многокритериальной оптимизации потребления и генерации ТЭР, анализ эффективности подсистем и ЭК ПНГП в целом – включают математическое моделирование, экспериментальные исследования, энергетический аудит.

Каждый из рассмотренных методов содержит определенную последовательность операций. Например, математическое моделирование предусматривает постановку задачи, выбор метода решения, разработку математической модели и моделирующих алгоритмов и программ, оценку адекватности модели объекту, использование результатов. Экспериментальные исследования входят в состав работ по энергетическому аудиту, который, в свою очередь, предусматривает использование разработанных математических моделей объекта, программ и алгоритмов расчета показателей энергетической эффективности.

Разработанная методология оценки эффективности генерации и потребления топливно-энергетических ресурсов была реализована для энергоемких промышленных комплексов и предприятий переработки газа и газового конденсата [1]. Методология учитывает топологию и технологию производственных процессов ТС и ЭК ПНГП, внутренние и внешние взаимодействия, режимные и экологические факторы и представлена в виде комплекса математических моделей процессов, аппаратов и установок ПНГП, экспериментальных работ на действующих объектах, материалов энергетического аудита. Математическая формализация и описания ТС и ЭК, разработка функциональных моделей (расчета энерготехнологических балансов), моделей данных (расчета оборудования) и программных модулей расчета энергетических показателей ПНГП базируются на принципах структурного анализа и проектирования (SADT).

На различных этапах исследования эффективности сложно структурированного объекта были решены следующие задачи [1–5]:

- разработаны операционно-описательные и иконографические модели с идентификацией внутренних и внешних связей элементов по степени значимости и с выделением детерминирующих элементов и связей;
- обоснована система показателей энергетической эффективности отдельных элементов и всего ЭК ПНГП;
- разработаны методология анализа системной эффективности ЭК ПНГП и математические модели расчета энергетических показателей компонентов и подсистем ЭК во взаимосвязи с ТС ПНГП;
- проведены экспериментальные исследования на действующем предприятии по переработке газа и газового конденсата для проверки адекватности математических моделей, создания корректной базы данных по оборудованию и режимам его эксплуатации;
- разработаны рациональные алгоритмы расчета, программное обеспечение, базы данных и информационно-аналитические модули для анализа, нормирования и оптимизации потребления и генерации ТЭР с учетом взаимосвязей ЭК ПНГП с внешними источниками обеспечения тепловой, электрической энергией и водой и воздействия эколого-климатических факторов региона расположения объекта;
- предложены рекомендации по оптимизации параметров подсистем ЭК ПНГП и комплекса в целом, разработанные с использованием информационно-аналитической системы нормирования и оптимизации выработки и потребления топлива и энергоносителей на предприятии (ИАС ТЭР);
- выполнено обоснование и ранжирование комплекса типовых технических решений по повышению энергетической эффективности систем потребления и генерации ТЭР, в частности, за счет собственных источников обеспечения электрической и тепловой энергией на базе ГТУ-ТЭЦ;
- разработана и формализована в виде математических моделей система задач долгосрочного нормирования и управления потреблением электрической, тепловой энергии и повышения энергоэффективности ЭК

ПНГП, сформированы методологические основы ее решения путем оптимизации структуры и режимов эксплуатации оборудования.

Адаптация математических моделей технологических процессов, аппаратов и оборудования установок и производств, а также информационного обеспечения решения задач оптимизации и управления потреблением ТЭР основных и вспомогательных процессов переработки газа и газового конденсата проведена применительно к топологии ТС и ЭК Астраханского газоперерабатывающего завода (АГПЗ). В частности, разработаны теоретические положения, методика и алгоритм оптимального управления режимами работы установок с паротурбинным и электрическим приводом технологических компрессоров в зависимости от режимных технологических факторов и тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Разработанные база данных по оборудованию и программные модули для решения задач оптимизации параметров, характеристик и эксплуатационных режимов ЭК, состава оборудования его подсистем и оптимального управления потреблением ТЭР ПНГП интегрированы в программный комплекс ИАС ТЭР, используемый как инструмент для оценки системного потенциала энергетической эффективности предприятия переработки УВС на любом его иерархическом уровне.

С использованием ИАС ТЭР и обоснованных показателей энергоэффективности расчетно-теоретическими исследованиями установлено, что определяющее влияние на потенциал энергосбережения оказывают состав сырья, режимы работы и техническое состояние оборудования.

Теоретические положения ранжирования мероприятий, направленных на повышение энерго-эффективности, разработаны с использованием метода анализа иерархий и функций полезности. Метод предусматривает декомпозицию задачи повышения энергоэффективности на простые составляющие, последующее решение задачи синтеза с использованием матриц парных сравнений и расчет относительной степени взаимодействия элементов в иерархии с выбором наилучшей с точки зрения общей цели альтернативы.

Разработаны научные основы нормирования потребления ТЭР, учитывающие совокупность фактических эксплуатационных нормообразующих факторов. Главным инструментом определения количественных значений нормативных показателей является метод математического моделирования, который прошел экспериментальную отработку с использованием программного комплекса ИАС ТЭР в условиях решения задач оптимизации параметров, характеристик и эксплуатационных режимов ЭК, состава оборудования его подсистем и оптимального управления потреблением ТЭР на действующем оборудовании АГПЗ. Экспериментальными исследованиями систем генерации технологического пара высокого и низкого давления в зависимости от конденсатно-газового фактора УВС и режимов эксплуатации котлов в подсистеме внешнего теплоснабжения установлено, что разработанный программный комплекс ИАС ТЭР адекватно описывает

реальные показатели генерации и потребления в котлах-утилизаторах в зависимости от режимов работы ТС.

Использование разработанной методологии системного анализа эффективности ЭК ПНГП и программного комплекса ИАС ТЭР позволило решить основные задачи нормирования и контроля потребления ТЭР: осуществить перспективное планирование на любой период времени потребления ТЭР и водопотребления на основе планируемых материальных потоков производств и режимов эксплуатации оборудования, установок и производств по переработке газа, газового конденсата; выполнить анализ фактического потребления ТЭР и водопотребления с определением показателей эффективности использования / генерации энергоресурсов для работающего оборудования, установок, производств; провести оптимизацию потребления ТЭР и водопотребления путем нормализации энерготехнологического баланса на основе имитационного моделирования с изменением структуры, параметров и режимов эксплуатации оборудования, установок, производств.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разработка методологии исследования и создание энергоэффективных систем управления потреблением электрической и тепловой энергии в энергоемких промышленных комплексах: отчет о НИР: 2010-1.1-230-094-012 / Сарат. гос. техн. ун-т; науч. рук. Аминов Р. З.; отв. исполн. Ларин Е.А. [и др.]. (промежут. этап 1). – Саратов, 2010. – 261 с. – Библиогр.: с. 239–261. – № ГР 01201064666. – Инв. № 02201150641.
(промежут. этап 2). – Саратов, 2011. – 248 с. – Библиогр.: с. 233–239. – № ГР 01201064666. – Инв. № 02201158811.
(промежут. этап 3). – Саратов, 2011. – 243 с. – Библиогр.: с. 239–243. – № ГР 01201064666. – Инв. № 02201200498.
(промежут. этап 4). – Саратов, 2011. – 204 с. – Библиогр.: с. 197–204. – № ГР 01201064666. – Инв. № 02201259706.
2. Долотовский И. В., Ларин Е. А., Долотовская Н. В. Концепция системного анализа и многокритериальной оценки эффективности энергетического комплекса предприятий добычи и переработки углеводородного сырья // Вестн. СГТУ. 2011. № 1 (54), вып. 3. С. 187–192.
3. Долотовский И. В. Программный комплекс для расчета энергетических характеристик оборудования, установок и производств предприятий переработки углеводородного сырья // Проблемы энерго- и ресурсосбережения: сб. науч. тр. Саратов : Изд-во СГТУ, 2012. С.41–45.
4. Информационно-аналитическая система нормирования и оптимизации выработки и потребления топлива и энергоносителей на предприятии: пат. 2465639 Рос. Федерация, МПК G06F 17/00 / Долотовский И. В., Ларин Е. А., Долотовская Н. В. – № 2011147445; заявл. 22.11.2011; опубл. 27.10.2012, Бюл. №30.
5. Система «Энергоресурс» : программа для ЭВМ № 2010615353 / И. В. Долотовский, Е. А. Ларин, Н. В. Долотовская. – №2010613798; заявл. 29.06.10; зарегистр. 20.08.10.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ БЛОКА К-160-130 ПУТЕМ УСТАНОВКИ ПАРОСТРУЙНОГО ТЕРМОКОМПРЕССОРА

И. В. Шерстобитов, К. В. Забудьков

Кубанский государственный технологический университет, Краснодар

Технология производства тепла и электроэнергии на ТЭС сопряжена с осуществлением множества термодинамических процессов, которые позволяют преобразовать химическую энергию топлива в механическую энергию движения вала электрогенератора. Но, как известно, далеко не вся тепловая энергия, выделяющаяся при горении топлива, может быть преобразована в полезную энергию движения вала электрогенератора. Ее количество определяется отношением температур в процессах подвода и отвода тепла, а также величиной роста энтропии в термодинамической системе, состоящей из источника «тепла», термодинамического цикла и источника «холода». Энергоэффективность электростанции в целом, в той или иной мере, определяется энергоэффективностью каждого термодинамического процесса, а значит, ни один из них не должен быть оставлен без внимания, нацеленного на его усовершенствование.

Рассматривая термодинамические процессы, протекающие в тепловой схеме энергоблока с турбиной К-160-130, нельзя не заметить следующее. Данный энергоблок снабжен промежуточным перегревом пара, и согласно изначальной принципиальной тепловой схеме турбоустановки К-160-130 [1, с. 7] пар из первого, следующего за промежуточным перегревом отбора направляется во второй по ходу питательной воды подогреватель высокого давления (ПВД), т.е. греющий пар седьмого подогревателя высокого давления (ПВД-6) непосредственно подается из трубопровода второго отбора турбины (рис. 1). При этом температура пара второго отбора превышает температуру питательной воды на выходе из ПВД-7 на 319°С [1, с. 7], что является причиной значительного роста энтропии в процессе нагрева питательной воды в ПВД-7, а значит, и роста энтропии в цикле паротурбинной установки.

По мере накопления опыта в процессе ее эксплуатации был выявлен ряд недостатков в первоначальной тепловой схеме, одним из которых является вышеуказанная большая разность температур греющего пара ПВД-7 и питательной воды за ним. Их последующее устранение позволило существенно повысить надежность и экономичность турбоустановки.

Высокая разность температур была устранена путем реконструкции схемы ПВД, заключающейся в отказе от использования пара второго отбора и подключения ПВД-7 по греющему пару к паропроводам «холодного» промперегрева (рис. 2). Такое решение позволило повысить экономичность турбоустановки на 0,14% [1, с. 11], ликвидировать дорогостоящие ПВД-7 и

паропровод греющего пара к нему, выполненный из легированной стали. В результате такая реконструкция была проведена почти на всех энергоблоках К-160-130.

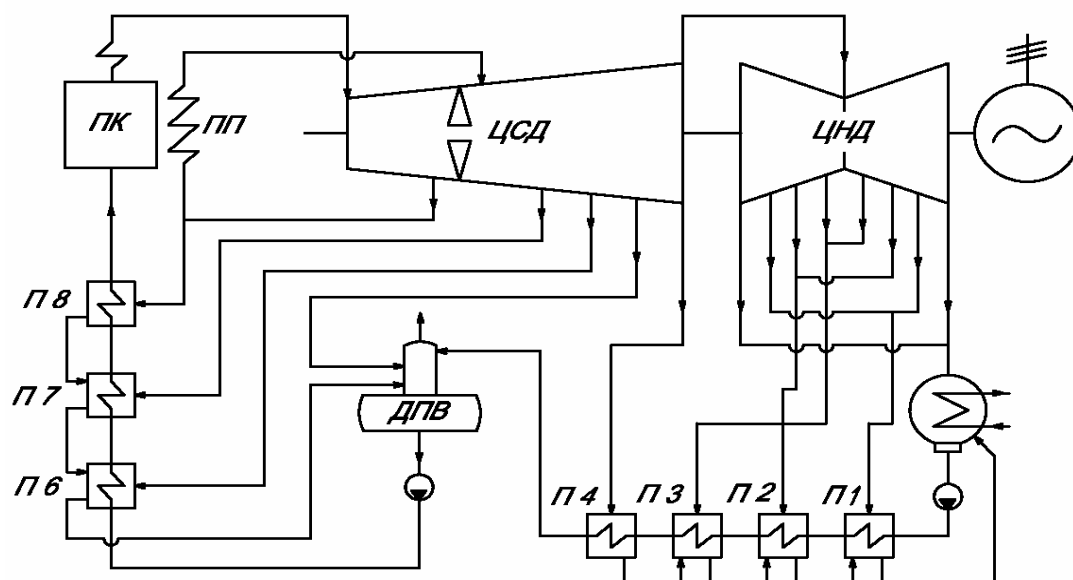


Рис. 1. Изначальная принципиальная тепловая схема турбоустановки К-160-130

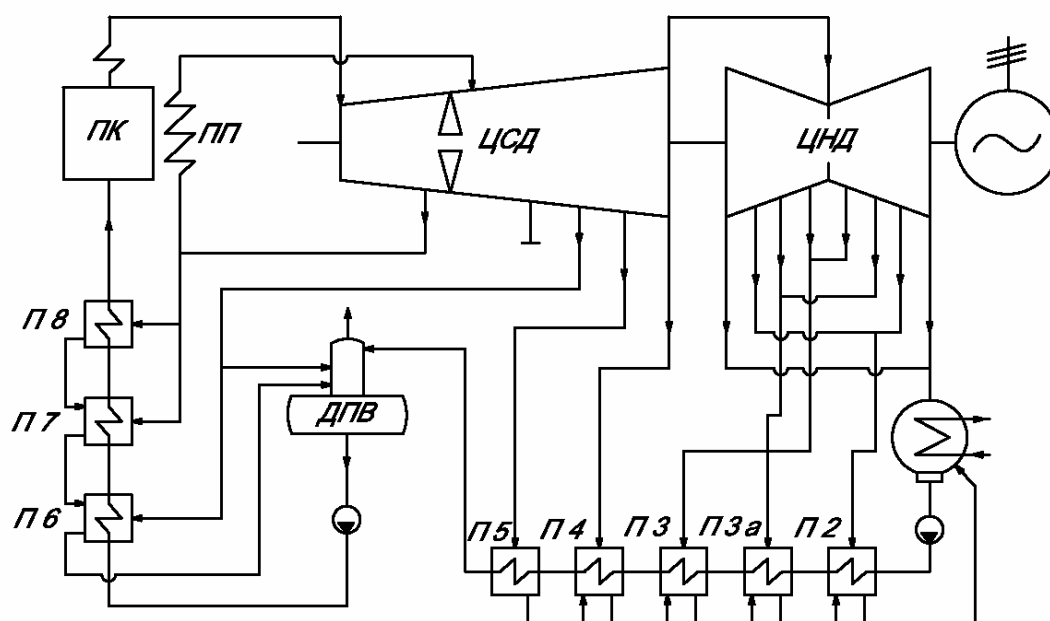


Рис. 2. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-160-130 после реконструкции

Таким образом, существующая в настоящее время тепловая схема имеет всего две ступени подогрева питательной воды в подогревателях высокого давления: первая в ПВД-6, вторая в ПВД-7 и ПВД-8. В результа-

те температура насыщения в корпусах собственно-подогревателей ПВД-7 и ПВД-8 одинакова и значительно превышает среднюю температуру питательной воды в процессе нагрева в них. Передача основной части тепла от пара к питательной воде происходит именно при этой разности температур, в связи с чем рост энтропии в данном процессе оказывается очень значительным.

Несомненно, что его устранение или снижение позволит получить повышение энергоэффективности производства электроэнергии блоком К-160-130 [2, с.187].

В связи с этим ставится задача поиска термодинамически эффективного способа снижения разности температур теплоносителей в процессе их теплообмена в подогревателях ПВД-7 и ПВД-8, т.е. такого способа, осуществление которого будет сопровождаться существенно меньшим ростом энтропии в цикле ПТУ, чем в существующей схеме.

Разница температур на поверхностях нагрева по ходу теплоносителей неодинакова. Рассмотрим изменение температур теплоносителей по ходу процесса нагрева питательной воды в ПВД-7 и ПВД-8, для чего изобразим их с учетом доли влияния изменения энтропии в процессе теплообмена, т.е. построим температуры греющего пара, конденсата греющего пара и питательной воды в зависимости от величины теплового потока, передаваемого при этих температурах (рис. 3). Для этого предположим, что в ПВД-7 питательная вода нагревается на 2/3 всей величины нагрева в подогревателях ПВД-7 и ПВД-8, а в ПВД-8 – соответственно на треть всей величины нагрева. Отклонение повышения температуры питательной воды в пароохладителях от номинального примем прямо пропорциональным отклонению среднего температурного напора в них.

Наибольшая разность температур имеет место на «горячем конце» ПВД-7, в начале охлаждения греющего пара в пароохладителе (процесс 5–6), что видно из рис. 3. Чуть менее велика разность температур на «горячем конце» ПВД-8, в начале аналогичного процесса охлаждения пара в пароохладителе (процесс 1–2).

В обоих ПВД после охлаждения в пароохладителе греющий пар попадает в паровое пространство собственно подогревателя, где охлаждается до температуры насыщения (процессы 2–3 и 6–7) и конденсируется (процессы 3–4 и 7–8). Далее конденсат греющего пара дополнительно охлаждается в охладителях конденсата (процессы 4–5 и 8–9), на чем его теплообмен с питательной водой в ПВД-7 и ПВД-8 завершается.

Как известно, величина роста энтропии определяется отношением

$$dS = \frac{dQ}{T}, \quad (1)$$

где dQ – количество подводимого тепла; T – температура, при которой производится подвод тепла.

Из этого следует, что площадь под графиками температур пара и конденсата обратно пропорциональна снижению энтропии пара и конденсата, а площадь под графиком температуры питательной воды – росту энтропии питательной воды. Так как температура пара и конденсата всегда выше температуры питательной воды, суммарная энтропия системы увеличивается на каждом из промежутков процесса теплообмена, причем увеличивается тем больше, чем больше температура пара и конденсата превосходит температуру питательной воды. Руководствуясь этим соображением, не трудно заметить, что наибольший рост энтропии происходит в подогревателе ПВД-7, а особенно в части собственно подогревателя (процесс 7–8), что вызвано подключением ПВД-7 по греющему пару к линии «холодного» промперегрева, давлению в котором соответствует довольно высокая температура насыщения, значительно превосходящая температуру питательной воды.

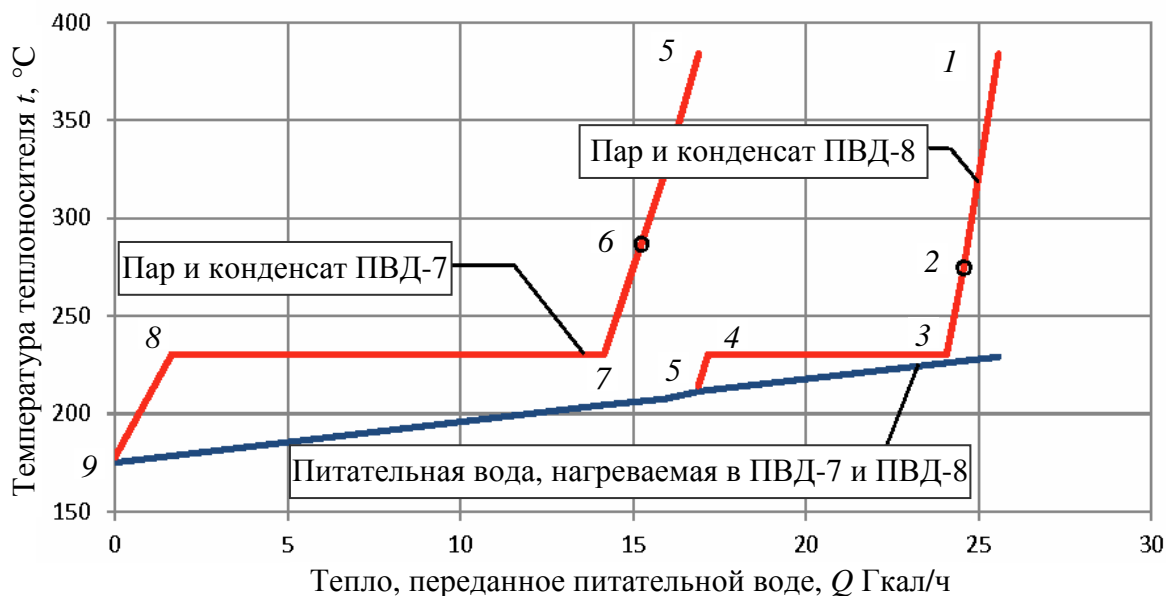


Рис. 3. Температуры греющего пара, конденсата греющего пара и питательной воды в ПВД-7 и ПВД-8 в зависимости от потока тепла, переданного питательной воде в процессе ее нагрева в указанных подогревателях по схеме рис. 2

Надо заметить, что если соотношение нагрева питательной воды в ПВД-7 и ПВД-8 не является точно таким, как мы предположили, то это не меняет общего соотношения разности температур и теплового потока и не меняет соотношение ранее упомянутых площадей под графиками нагрева и охлаждения, показанных на рис. 2, а лишь смещает границу между нагревом в ПВД-7 и нагревом в ПВД-8 влево или вправо.

Уменьшение роста энтропии в подогревателе ПВД-7 может быть достигнуто путем снижения температуры насыщения в корпусе подогревателя, а значит, снижения давления в нем. Но осуществление этого путем дросселирования греющего пара приведет к росту энтропии греющего пара, величина которого, как показали расчеты, полностью компенсирует

снижение роста энтропии в процессе подогрева питательной воды. Поэтому падение температуры насыщения в корпусе ПВД-7 путем дросселирования не повлияет на общий рост энтропии, а следовательно, не изменит КПД блока.

Следовательно, снижение давления следует производить максимально изоэнтропно, что предполагает совершение паром работы. Кроме того, снижение роста энтропии на «горячем конце» подогревателя ПВД-7 может быть реализовано путем впрыска воды в поток греющего пара, температура которого будет падать из-за нагрева и парообразования инжেকтированной воды. Но такой процесс будет сопровождаться значительным ростом энтропии вследствие большой разницы температур инжектируемой воды и греющего пара. Поэтому до впрыска воды следует снизить температуру пара, осуществляя его адиабатное расширение, после чего инжектировать воду и адиабатно сжимать пароводяной поток за счет его высокой скорости, приобретенной в процессе расширения, как это осуществляется в термопрессоре.

Для осуществления описанных процессов предлагается использовать пароструйный термокомпрессор (ПСТК), который представляет собой известный пароструйный компрессор, дополненный функцией инжекции воды, вызывающей эффект термопрессии. Эффект термопрессии приводит к росту полного давления потока, что при условии постоянства давления на выходе пароструйного термокомпрессора приведет к увеличению его коэффициента инжекции.

Теория процессов, происходящих с потоками пара и воды в термопрессоре, достоверно описывается на основе теории процессов, происходящих в пароструйном компрессоре [3] и в трубе постоянного сечения с подводом тепла к потоку [4].

Схема пароструйного термокомпрессора и изменение давления в потоках рабочего и инжектируемого пара изображены на рис. 4. Пароструйный термокомпрессор, как и пароструйный компрессор, состоит из приемной камеры инжектируемого потока 1, сопла рабочего потока 2, входного участка камеры смешения 3, собственно камеры смешения 4, диффузора 5. Однако в отличие от пароструйного компрессора он имеет линию подачи инжектируемой воды 6, расположенную соосно с соплом рабочего потока, по которой вода через распыливающую насадку подается в камеру смешения.

Схема установки пароструйного термокомпрессора в тепловой схеме ПТУ приведена на рис. 5. ПСТК по линии рабочего пара подключен к первому отбору пара ПТУ, по линии инжектируемого пара – к четвертому отбору пара ПТУ, а по линии инжектируемой воды через охладитель инжектируемой воды – к напору ПЭН. Охладитель инжектируемой воды по нагреваемому потоку подключен к линии основного конденсата после конденсатных насосов. Выход ПСТК подключен к линии греющего пара ПВД-7.

Включение пароструйного термокомпрессора в тепловую схему приводит к выравниванию ступенчатости подогрева питательной воды и снижению температурных напоров в процессе ее подогрева в ПВД-7 и ПВД-8, как показано на рис. 6. При этом произойдет незначительное увеличение расхода пара в третий отбор турбины вследствие увеличения расхода дренажа конденсата пара ПВД-7 и ПВД-8.

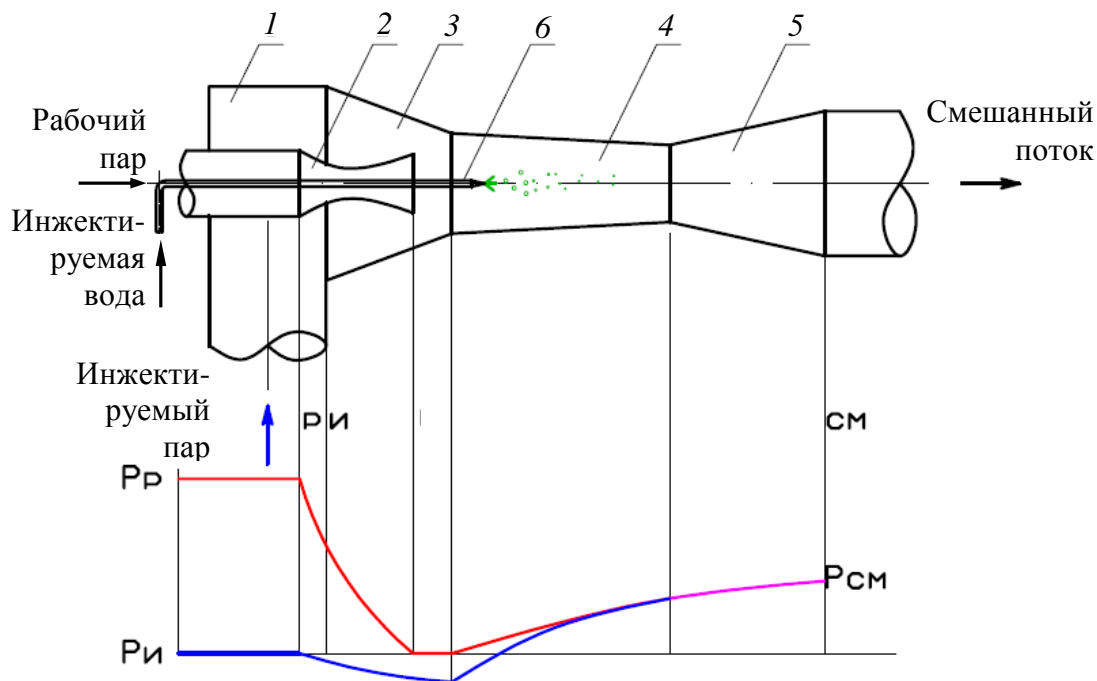


Рис. 4. Пароструйный термокомпрессор и диаграмма изменения давления рабочего и инжектируемого потоков по ходу течения в проточной части аппарата, где P_p , P_i , $P_{см}$ соответственно давления рабочего, инжектируемого и смешенного потока пара

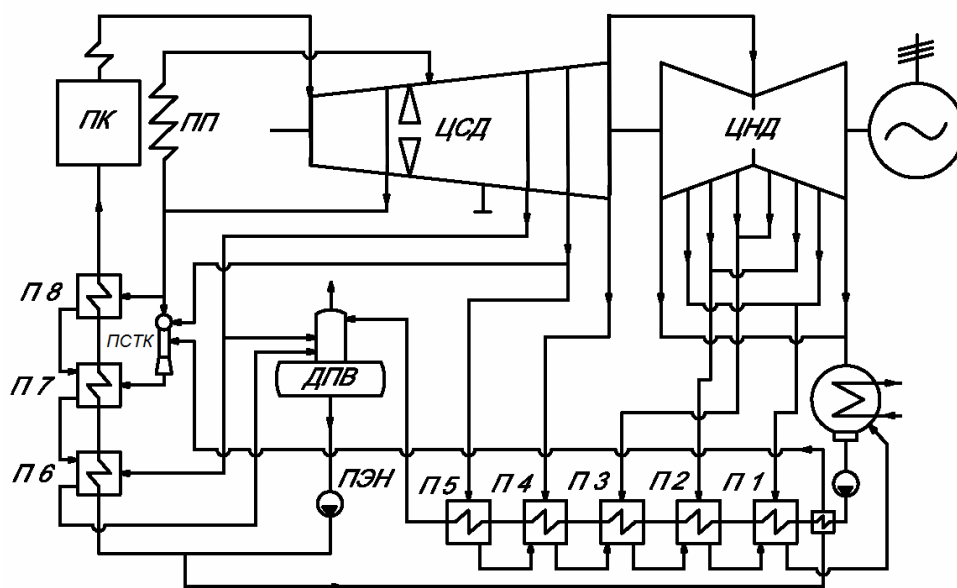


Рис. 5. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-160-130 с установкой пароструйного термокомпрессора

Таким образом, пар первого отбора частично замещается паром четвертого отбора в соотношении, пропорциональном коэффициенту инжекции инжектируемого пара $\alpha_{\text{и}}$ ПСТК. Инжекция воды, имеющей температуру намного ниже температуры питательной воды на входе в ПВД-7, увеличивает расход рабочего и инжектируемого пара на величину, необходимую для ее подогрева до температуры дренажа конденсата греющего пара ПВД-7. Но, вызывая эффект термопрессии в камере смешения ПСТК, она увеличивает коэффициент инжекции инжектируемого пара.

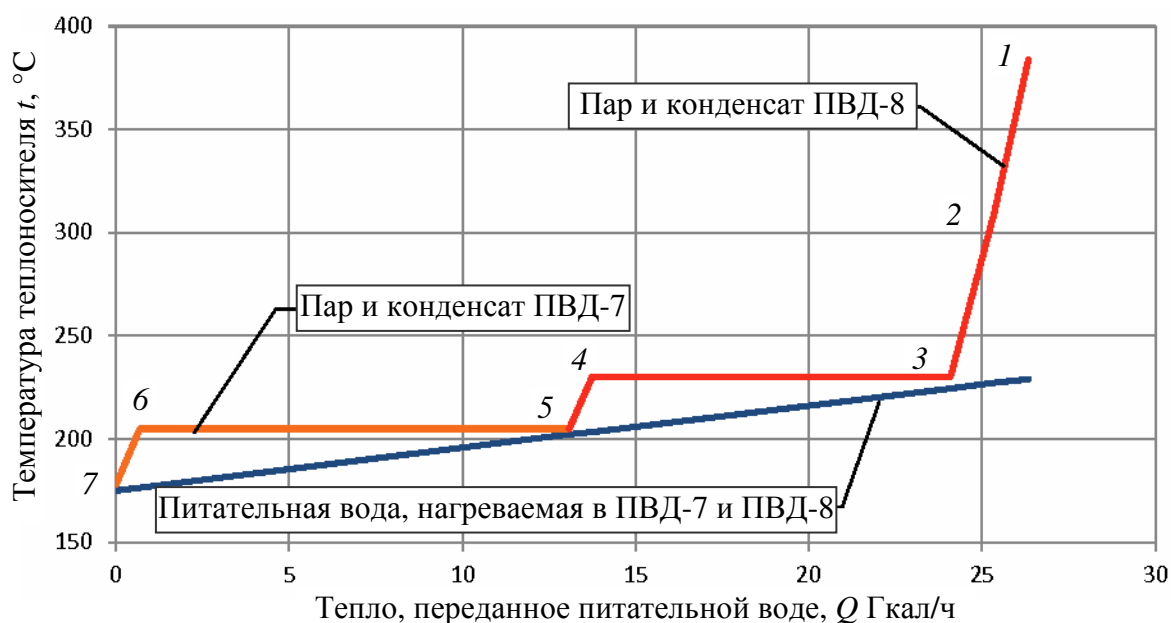


Рис. 6. Температуры греющего пара, конденсата греющего пара и питательной воды в ПВД-7 и ПВД-8 в зависимости от потока тепла, переданного питательной воде в процессе ее нагрева в указанных подогревателях по схеме рис. 5

Замещение пара первого отбора паром четвертого отбора приводит к увеличению пропуска пара через отсек ПТУ, расположенный между первым и четвертым отборами (отсек 1–4 рис. 5), что приводит к росту мощности вырабатываемой этим отсеком. В пределах данного отсека находится промежуточный перегрев пара, отсюда растет и расход тепла на него. Поэтому удельный расход тепла на прирост мощности $\Delta q'_3$, ккал/(кВт·ч) зависит от точки расширения пара в турбине (отбора турбины), выбираемой для подачи пара в ПСТК в качестве инжектируемого потока:

$$\Delta q'_3 = \frac{\Delta Q_{\text{пп}}}{\Delta N_{\text{пту}}} \cdot \frac{3600}{4,18} = \frac{\Delta G_{\text{отс}} \cdot \Delta i_{\text{пп}}}{\Delta G_{\text{отс}} \cdot (i_1 + \Delta i_{\text{пп}} - i_{\text{отб}})} \cdot \frac{3600}{4,18}, \quad (2)$$

где $\Delta G_{\text{отс}}$ – изменение расхода пара через отсек ПТУ между первым отбором и отбором, выбираемым для подачи пара в ПСТК в качестве инжектируемого потока, т/ч; i_1 – энтальпия пара первого отбора, кДж/кг; $\Delta i_{\text{пп}}$ – повышение энтальпии пара в промежуточном пароперегревателе, кДж/кг; $i_{\text{отб}}$ – энтальпия пара отбора, выбираемого для подачи пара в ПСТК в качестве инжектируемого потока, кДж/кг.

Если допустить, что изменения расхода пара третьего отбора не происходит, в том числе изменения пропуска пара через отсек между первым и четвертым отборами равно изменению расхода пара первого отбора, то зависимость удельного расхода тепла на прирост мощности выглядит так, как показано на рис. 7.

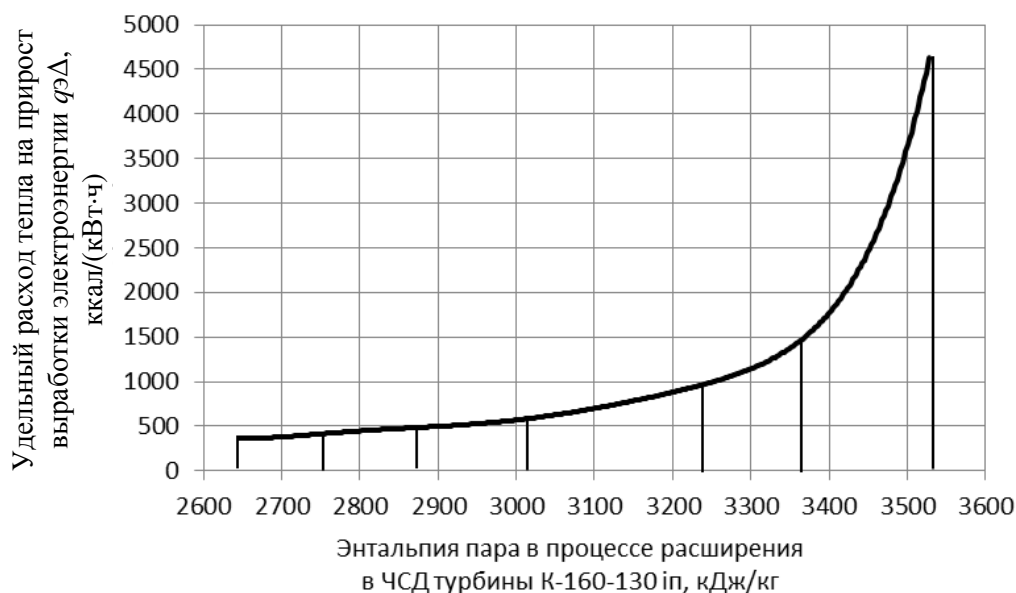


Рис. 7. Удельный расход тепла на прирост мощности в зависимости от точки расширения пара в турбине (отбора турбины), выбираемой для подачи пара в ПСТК в качестве инжектируемого потока

Следовательно, с точки зрения снижения удельного расхода тепла на прирост мощности использование для инъекции пара в ПСТК за счёт пара отбора более низкого давления выгоднее. Но более низкое давление инжектируемого в ПТСК пара приводит к снижению коэффициента инъекции пара, и, как показали расчеты, при выборе пятого отбора для подачи пара в ПСТК в качестве инжектируемого потока даже ничтожно малый коэффициент инъекции пара не позволяет получить давление на выходе ПСК, равное номинальному давлению второго отбора ПТУ.

Столь высокое снижение давления на выходе ПСТК при ничтожно малом коэффициенте инъекции пара объясняется тем, что большой перепад давления между инжектируемым паром и давлением, необходимым на выходе ПСТК, требует большого перепада давлений между входом в камеру смешения ПТСК и выходом из его диффузора. Интенсивность скачка уплотнения в этом случае настолько велика, что даже при нулевом коэффициенте инъекции полное давление потока за ним составляет 1,726 МПа, что на 0,19 МПа меньше давления, необходимого на выходе ПСТК.

Поэтому использование пара пятого отбора для подачи пара в ПСТК в качестве инжектируемого потока становится невозможным.

В результате выбор отбора турбины для подачи инжектируемого пара в ПСТК представляет собой однозначную оптимизационную задачу выбора между третьим и четвертым отборами пара.

Проведенные вариантные расчеты показали, что наибольший положительный эффект от включения в схему К-160-130 пароструйного термокомпрессора имеет место при выборе источника для подачи инжестируемого пара в ПСТК четвертого отбора ПТУ. Результаты расчетов с указанием основных параметров схемы (параметры свежего пара и промперегрева) и параметров изменившихся с внедрением ПСТК представлены в таблице.

Основные параметры схемы К-160-130 и их изменение с включением в схему пароструйного термокомпрессора

Параметр	Единица измерения	Значение
Давление свежего пара перед ПТУ	МПа	12,7
Температура свежего пара перед ПТУ	°С	565
Давление после промежуточного перегрева пара	МПа	2,8
Температура после промежуточного перегрева пара	°С	565
Давление в корпусе ПВД-8	МПа	2,808
Давление в корпусе ПВД-7	МПа	1,724
Давление в корпусе ПВД-6	МПа	1,107
Коэффициент инжекции пара третьего отбора в ПСТК	Доля единицы	0,228
Коэффициент инжекции воды в ПСТК	Доля единицы	0,15
Снижение расхода пара первого отбора	т/ч	4,09
Увеличение пропуса пара через отсек 1–3	т/ч	4,09
Снижение расхода пара третьего отбора	т/ч	0,662
Увеличение пропуса пара через отсек 3–4	т/ч	4,75
Увеличение расхода пара четвёртого отбора	т/ч	4,6
Увеличение пропуса пара через отсек 4–5	т/ч	0,154
Увеличение расхода пара в конденсатор	т/ч	0,137
Увеличение расхода ОК на ДПВ	т/ч	0,139
Нагрев питательной воды в ПВД-7	°С	27,3
Нагрев питательной воды в ПВД-8	°С	26,7
Увеличение расхода дренажа греющего пара группы ПВД на ДПВ	т/ч	2,79
Увеличение вырабатываемой мощности ПТУ	кВт	478
Увеличение потребляемой мощности ПЭН	кВт	14
Снижение удельного расхода тепла на выработку электроэнергии ПТУ	ккал/(кВт·ч)	3,46
Снижение удельного расход условного топлива на отпуск электроэнергии блоком	г/(кВт·ч)	0,564

Выводы

1. Доля старых энергоблоков в энергосистеме страны, имеющих промежуточный перегрев пара, остается очень значительной, вывод их из эксплуатации в ближайшие годы не представляется возможным. Поэтому целесообразно внедрение малозатратных быстроокупаемых мероприятий.

2. Применение пароструйного термокомпрессора для снижения потерь от необратимости теплообмена в системе регенерации высокого давления на блоках К-160-130 позволяет снизить удельный расход топлива на отпуск электроэнергии на 0,564 г/(кВт·ч). При этом благодаря простой конструкции пароструйного термокомпрессора и охладителя инжестируемой воды капитальные вложения окупаются менее чем за год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Соболев С. П.* Паровая турбина К-160-130 ХТГЗ. М., 1980. 192 с.
2. Теплотехника / В. Н. Луканин, М. Г. Шатров, Г. М. Камфер и др. ; под ред. В. Н. Луканина. 2-е изд., перераб. М., 2000. 671 с.
3. *Соколов Е. Я., Зингер Н. М.* Струйные аппараты. 3-е изд., перераб. М., 1989. 352 с.
4. *Абрамович Г. Н.* Прикладная газовая динамика : в 2 ч. Ч. 1 : учеб. руководство. 5-е изд., перераб. и доп. М., 1991. 600 с.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие	3
Дьяков А. Ф., Перминов Э. М., Савваитов Д. С. Стандартизация, оценка технического уровня и внедрение системы сертификации – важные направления повышения качества и безопасности в электроэнергетике	4
Аминов Р. З. Развитие водородных циклов на АЭС как путь повышения их эффективности	12
Байрамов А. Н. Разработка и обоснование схемы подземного расположения металлических ёмкостей хранения водорода и кислорода в составе водородного энергетического комплекса	18
Кожеевников А. И. Методика оптимального управления режимами работы газотурбинных электростанций при покрытии переменного графика электрических нагрузок	27
Бурденкова Е. Ю. Влияние переменных нагрузок на надежность и эффективность работы энергоблоков ТЭС	31
Новикова З. Ю., Хрусталева В. А. Эффективность энергокомплексов на базе АЭС с воздушно-аккумулирующей установкой	37
Шкрет А. Ф., Галиевский М. В. Оценка эффективности производства водорода и кислорода на АЭС	45
Аминов Р. З., Новичков С. В., Янков А. В. Энергетические характеристики конденсационной ПГУ на базе ГТЭ-110	51
Козлитин П. А., Козлитин А. М., Попов А. И. Методы нечеткого анализа риска аварий на мазутных резервуарах теплоэлектроцентралей	58
Николаев Ю. Е., Сирдюков С. В. Обоснование оптимальной тепловой нагрузки источников при разработке перспективных схем теплоснабжения малых городов	69
Хлебалин Ю. М. Новый способ осуществления устройства многоступенчатого перегрева пара на ТЭЦ	74
Хрусталева В. А., Башлыков Д. О. О новой ступени параметров пара двухконтурных АЭС	76
Шкрет А. Ф., Галиевский М. В., Хрусталева В. А. Использование внепиковой электроэнергии для производства водорода, кислорода и тяжелой воды	85
Лубков В. И., Новичков С. В. К вопросу о предотвращении гидроударов в крупных системах централизованного теплоснабжения городов	96
Ростунцова И. А., Голубь Н. В. Опытнo-промышленное исследование эффективности ввода влаги в топочные процессы для снижения выбросов оксидов азота	104
Новичков С. В. Улавливание и захоронение CO ₂ : технологии, проблемы, перспективы	110
Лубков В. И. Послевузовское образование в энергетике	117
Гусева Н. В. Оценка экономической эффективности модернизации электроэнергетического оборудования	119
Семенов Б. А. Критериальная оценка топливной эффективности энергоисточников в системах теплоснабжения	123
Долотовский И. В., Ларин Е. А., Долотовская Н. В. Методология системного анализа эффективности энергетического комплекса предприятий переработки углеводородного сырья	132
Шерстобитов И. В., Забудьков К. В. Повышение энергоэффективности блока К-160-130 путем установки пароструйного термокомпрессора	137

Научное издание

ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Сборник научных трудов

ВЫПУСК 7

*Материалы международной научно-технической конференции
«Современные научно-технические проблемы
теплоэнергетики и пути их решения»*

Редактор *Е. А. Малютина*
Технический редактор *В. В. Володина*
Корректор *Е. Б. Крылова*
Оригинал-макет подготовлен *О. Л. Багаевой*

Подписано в печать 02.11.2012. Формат 60×84 1/16.
Усл. печ. л. 8,60(9,25). Тираж 150. Заказ 95.

Издательство Саратовского университета.
410012, Саратов, Астраханская, 83.
Типография Издательства Саратовского университета.
410012, Саратов, Астраханская, 83.