

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра
Российской академии наук

ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Сборник научных трудов

ВЫПУСК 6

Материалы международной научной конференции

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

26–29 октября 2010 года
Саратов

Саратов
Издательство Саратовского университета
2011

УДК 620.9: 621.311: 697.7

ББК 31.3

П78

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

Проблемы совершенствования топливно-энергетического П78 комплекса : сб. науч. тр. Вып. 6. Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения : материалы международной научной конференции. – Саратов: Изд-во Саратов. ун-та, 2011. – 180 с.: ил.

В сборнике представлены материалы международной научной 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, нетрадиционных источников энергии и другие проблемы.

Для научных и инженерных работников, аспирантов и студентов.

УДК 620.9: 621.311: 697.7

ББК 31.3

ISSN 1682-9840

© Отдел энергетических проблем
Саратовского научного центра
Российской академии наук, 2011

СОДЕРЖАНИЕ

<i>Ольховский Г. Г.</i> Перспективы отечественной тепловой энергетики	5
<i>Аминов Р. З., Ларин Е. А., Шкрет А. Ф.</i> Цели и задачи исследований научно-образовательного центра СГТУ и СНЦ РАН «Энергетические системы и комплекс» в рамках мероприятий федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы	16
<i>Аминов Р. З.</i> Векторное динамическое программирование для оптимизации балансовых распределительных задач	21
<i>Долотовский И. В., Ларин Е. А., Долотовская Н. В.</i> Методология блочно-иерархического моделирования энерготехнологической системы предприятий переработки углеводородного сырья	26
<i>Хлебалин Ю. М.</i> Современная парадигма теплофикации	33
<i>Козлитин П. А., Козлитин А. М.</i> Методы системного анализа живучести и безопасности сложных теплоэнергетических систем с учетом интегрированного риска	41
<i>Аминов Р. З., Шкрет А. Ф., Гариевский М. В.</i> Эффективность развития водородных технологий на АЭС для покрытия пиковых нагрузок	49
<i>Байрамов А. Н.</i> Оценка системной эффективности АЭС при их расширении сателлитными паротурбинными установками в интеграции с водородным энергетическим комплексом	58
<i>Хрусталева В. А., Портянкин А. В.</i> Сравнение себестоимости и тарифов на пиковую электроэнергию от водородной надстройки на АЭС	66
<i>Портянкин А. В.</i> Анализ эффективности производства водорода и кислорода различными методами с использованием энергии АЭС	72
<i>Егоров А. Н.</i> Оценка капложений в паротурбинный водородный комплекс на базе влажно-паровых АЭС	80
<i>Гариевский М. В.</i> Особенности режимов электропотребления и покрытия графиков электрической нагрузки ОЭС европейской части России	89
<i>Ильин Р. А.</i> Об учете затрат энергии на топливо для теплоэнергетических установок	99
<i>Хлебалин Ю. М.</i> Экономия топлива на отопительных ТЭЦ с промежуточным перегревом пара	104

<i>Николаев Ю. Е., Сизов С. В.</i> Экономические показатели малых ТЭЦ при различных режимах эксплуатации	107
<i>Новичков С. В., Назарова Е. А.</i> ПГУ с внутрицикловой газификацией топлива фирмы МНН	115
<i>Ильин Р. А.</i> Термодинамические характеристики современных газотурбинных установок.....	121
<i>Новичков С. В., Попова Т. И., Савенков С. В.</i> Методика определения эффективности модернизации котлоагрегата установкой оребренного турбинного экономайзера на конденсационных энергоблоках.....	126
<i>Ростунцова И. А.</i> Оценка топливной составляющей природоохранных затрат при сжигании водотопливных смесей.....	131
<i>Шишкин Н. Д., Манченко Е. А.</i> Оценка технико-экономических показателей комбинированных солнечно-ветровых установок для автономного теплоснабжения	138
<i>Шишкин Н. Д.</i> Комплексная оценка эффективности энергосберегающих технологий на нефтегазопромысловых объектах	142
<i>Долотовский И. В., Кульбякина А. В.</i> Повышение эффективности систем утилизации горючих ВЭР установок подготовки и переработки углеводородного сырья	147
<i>Лесных В. В., Тимофеева Т. Б.</i> Некоторые аспекты анализа риска перерывов в теплоснабжении.....	151
<i>Новикова З. Ю., Наумов А. С., Хрусталева В. А.</i> Вопросы повышения маневренности на основе комбинирования схем АЭС и ГТУ	162
<i>Гусева Н. В.</i> Основы тарифной политики с целью снижения неравномерности суточных графиков электрических нагрузок	171
<i>Лубков В. И.</i> О роли производственно-практического обучения в высшем техническом образовании	173
<i>Виноградов С. В.</i> Интенсификация теплообмена в трубах утилизационных котлов (эксперимент).....	175

УДК 621.311:621.438

ПЕРСПЕКТИВЫ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Г. Г. Ольховский

Всероссийский теплотехнический институт

Более 65% электроэнергии вырабатывается в России на электростанциях, использующих органическое топливо.

В советское время в стране была вполне современная электроэнергетика. На конденсационных электростанциях (общая мощность на территории России сейчас около 72 ГВт), работавших на природном газе/мазуте и угле, широко использовались паровые энергоблоки единичной мощностью 300, 500, 800 и 1200 МВт со сверхкритическими параметрами пара: давлением на выходе из котла 24 МПа и температурой перегрева 545/545°C. Примерно такую же мощность (61 ГВт) имели теплофикационные электростанции, которые вырабатывали электроэнергию и тепло. Наиболее крупные установки электрической мощностью 250/300 МВт и тепловой до 410 МВт (350 Гкал/ч) также работали со сверхкритическими параметрами, остальные при единичной электрической мощности до 180 МВт – с давлением пара 14 МПа и температурами перегрева 560°C и 545°C.

Газовые турбины (общая мощность около 2 ГВт) использовались для покрытия пиков нагрузки и энергоснабжения отдаленных районов. Парогазовые установки (несколько блоков единичной мощностью до 250 МВт с большой – около 80% – паротурбинной долей, всего около 700 МВт) значительной роли не играли.

В России, стране с холодными зимами, на отопление затрачивается больше топлива, чем на выработку электроэнергии. Традиционно ос-

новая часть тепла вырабатывается комбинированно. В настоящее время годовая выработка электроэнергии на паротурбинных конденсационных и теплофикационных электростанциях примерно одинакова. ТЭЦ составляют основу энергетики крупных городов. В Москве, например, их установленная электрическая мощность составляет 12 ГВт, а тепловая – 40,6 ГВт (35 тыс. Гкал/ч).

В результате политических и экономических перемен промышленная активность и потребление электроэнергии в стране значительно снизились. Возник избыток генерирующих мощностей. Вследствие этого, а также низкой стоимости природного газа и оплаты труда обслуживающего персонала исчезли видимые стимулы для дальнейшего развития электроэнергетики.

Положение усугублялось из-за незрелости новых хозяйственных структур, отсутствия государственного регулирования экономики и продуманной научно-технической политики, в частности, в области электроэнергетики.

В итоге выработка электроэнергии и тепла в стране до сих пор осуществляется на оборудовании, ставшем на 20 лет старше. Оно изношено и морально устарело. Слабым утешением являются научные достижения, на основе которых мы научились сохранять его работоспособность, продляя ресурс и восстанавливая или заменяя изношенные детали.

Себестоимость электроэнергии, тепла и тарифы на них постоянно растут вместе с ценами на топливо и обслуживание, а также ожиданиями технических неприятностей, когда станет уже не хватать средств на обеспечение надежности электроснабжения.

Электроэнергетика, сопредельные отрасли, прежде всего энергомашиностроение, а также наука (академическая, отраслевая и вузовская), являющаяся базой их развития, в течение последних 20 лет не получали необходимых финансовых ресурсов для нормального функционирования. Они даже там, где сохранились, утратили значительную часть имевшегося опыта, сильно ослаблены кадрово и технологически и не могут нормально развиваться, не имея ясной перспективы производства необходимых для электроэнергетики оборудования и услуг.

Несмотря на эти трудности, страна располагает ресурсами и сохранила интеллектуальный и промышленный потенциал для активного развития электроэнергетики.

Россия располагает богатыми запасами бурых и каменных углей и разнообразным опытом их добычи и использования; в настоящее время в стране ежегодно добывается 300–325 млн т угля; при необходимости эти цифры могут быть существенно увеличены. Экономически перспективные месторождения углей расположены на востоке страны: от Енисея до Тихого океана. Это обстоятельство влияет, конечно, на районирование новых генерирующих мощностей, хотя и не решающим образом. Точно так же дешевизна углей вблизи добычи не является основанием для сни-

жения требований к оборудованию использующих их электростанций: в ФРГ, например, наиболее совершенные буроугольные энергоблоки единичной мощностью около 1 млн кВт построены на борту угольных разрезов.

Повсеместно необходимая модернизация действующих угольных электростанций потребует ввода вместо имеющихся на них энергоблоков новых с существенно более высокими экономическими показателями и меньшим воздействием на окружающую среду.

Энергоблоки мощностью более 300–350 МВт целесообразно строить на суперкритические параметры пара: давление 26–30 МПа и температуры 600–620°C.

Технически реальной задачей является сооружение в нашей стране ближайшего по срокам угольного энергоблока большой (600–800 МВт) мощности с параметрами и показателями, характерными для передовых современных электростанций.

Этот оптимизм основан на выполненной в 2007–2008 гг. ВТИ, ЦКТИ и ЦНИИТМАШем совместно с «ЭМАльянс»'ом и «Силовыми машинами» проработке энергоблока мощностью 660 МВт [1]. Для этого блока характерны следующие основные параметры и показатели (табл. 1).

Таблица 1

Параметр	Показатель
Мощность	660 МВт
Параметры свежего пара: давление температура	28,4 МПа 600°C
Номинальная паропроизводительность котла	1750 т/ч
Параметры промперегретого пара: давление температура	4,8 МПа 600–620°C
Расход вторичного пара	1498,5 т/ч
Температура уходящих газов	123°C
Расчетный КПД котла, брутто	94,5%
КПД турбоустановки	48%
КПД энергоблока	45%
Эмиссия вредных веществ: оксидов азота	200 мг/м ³
оксидов серы	200 мг/м ³
золы	30 мг/м ³

В качестве топлива при разработке приняты Кузнецкие угли марки Г и Д со следующими характеристиками (табл. 2).

Запасы и масштабы добычи таких углей достаточно велики, они могут транспортироваться на большие расстояния и в целом являются наиболее подходящей основой для стандартизации энергетических углей.

Таблица 2

Показатель	Марки угля	
	Г	Д
Нижшая теплота сгорания, МДж/кг	23,6	21,9
Влажность, %	8,5	11,5
Зольность, %	16,9	15,9
Содержание серы, %	0,4	0,4
Выход летучих, %	39,5	40,5

В котле принята тангенциальная топка с угловым трехъярусным расположением 12 блоков спаренных горизонтально-щелевых горелок, организующих ступенчатое «концентрическое» сжигание угольной пыли. Дополнительная ступень сжигания осуществляется путем подачи через горелки 80% топлива и добавления остальных 20% в виде более тонко размолотой пыли над зоной активного горения. В этом поясе создается среда, восстанавливающая оксиды азота, а дожигание избытков топлива производится после ввода необходимого воздуха в верхней части топки.

Такая система сжигания должна обеспечить на выходе из топки концентрации $\text{NO}_x \leq 400$ мг/норм м³. Для дальнейшего уменьшения эмиссии оксидов азота до 200 мг/норм м³ проработано использование установки селективного каталитического восстановления NO_x . Для снижения выбросов золы до 30 мг/норм м³ применены эффективные электрофильтры. Содержание оксидов серы снижается до 200 мг/норм м³ с помощью мокрой известняковой сероочистки. Рассмотрены варианты отвода уходящих газов через дымовую трубу (при этом потребуются их подогрев после сероочистки) или через градирню. Проработана система сухого отбора и транспортировки золы, не оказывающая негативного действия на окружающую среду и обеспечивающая благоприятные условия для хозяйственного использования золы.

Для повышения экономичности котла в рассечку воздухоподогревателя включен экономайзер низкого давления, позволяющий снизить температуру уходящих газов до 123°C.

Паровая турбина, проработанная ЛМЗ, состоит из однопоточных цилиндров высокого и среднего давления с противоположно направленными потоками пара и двухпоточных цилиндров низкого давления. При глубоком (3,5 кПа) вакууме в конденсаторе предпочтительны рабочие лопатки последней ступени ЦНД длиной 1200 мм, при давлении в конденсаторе 4,2 кПа – 1000 мм. Рассмотрены варианты с промперегревом при давлении 5 МПа и 7÷7,5 МПа.

Проточные части цилиндров турбины спроектированы с учетом пространственных эффектов, в ЦВД и ЦСД применено реактивное облопачивание, ротор среднего давления выполнен охлажденным. В конструкции

использованы сотовые уплотнения, радиально-осевые конструкции паровпускос в ЦВД и ЦСД и другие современные достижения.

Тепловая схема турбоустановки двухподъемная с 9 регенеративными отборами пара: двумя из ЦВД, четырьмя из ЦСД и тремя из ЦНД. Питательная вода подогревается в 5 ПНД (первые 2 из них смешивающие), деаэраторе и 3 ПВД; температура питательной воды после них (на входе в экономайзер) составляет 293°C.

Схема энергоблока и конструкция его оборудования будут обеспечивать возможность нормальной работы в диапазоне нагрузок 1–0,5 от номинальной.

Перспективный энергоблок проработан на расчетный срок службы в 40 лет, или 200 тыс. ч, работы основных деталей.

Материалы, необходимые для изготовления критических узлов энергоблока при повышенных параметрах пара (пароперегревательных поверхностей и выходных коллекторов котла, горячих паропроводов, арматуры, корпусов, роторов и лопаток турбины) в России разработаны. Их свойства близки к известным зарубежным аналогам. Необходимо освоение производства этих материалов в промышленных масштабах и создание из них крупногабаритных деталей. Потребуется, конечно, какая-то доработка составов и режимов термообработки и накопление данных о свойствах новых сталей при различных конкретных условиях.

Во многих случаях, в частности, на угольных ТЭЦ и КЭС в районах с недостаточно развитыми сетями, сохраняется целесообразность использования энергоустановок меньшей мощности.

Разработка энергоблока 225 МВт для Харанорской ГРЭС показала, что и при докритических параметрах пара (14 МПа, 565°C с промперегревом при 2,5 МПа до 565°C) возможно существенное улучшение показателей.

При мощности 225 МВт парадный КПД нетто энергоблока (при расходе электроэнергии на собственные нужды 6%) составил 41,0% (удельный расход условного топлива 300 г/кВт · ч), а КПД с обычно принимаемыми в проектах поправками – 40% [2].

Обычный барабанный котел с естественной циркуляционной производительностью 630 т пара/ч спроектирован для сжигания бурых углей с теплотой сгорания 12–17 МДж/кг, влажностью 30–40%, зольностью 11–16% и содержанием серы 0,3%. Для снижения эмиссии оксидов азота примерно до 300 мг/норм. м³ использовано трехступенчатое сжигание угля.

Для повышения экономичности в газовом тракте котла предусмотрена установка экономайзера низкого давления, снизившего температуру входящих газов до 127°C; КПД котла составил 92,5%.

В энергоблоке использована практически новая паровая турбина с дроссельным парораспределением, реактивным облопачиванием ЦВД, двухпоточным ЦНД с длиной последней лопатки 960 мм и цельноковаными роторами; КПД турбоустановки 46,84%.

Широкое применение на российских электростанциях могут найти котлы с циркулирующим кипящим слоем (ЦКС), особенно при использовании трудных для камерного сжигания топлив: углей с низким выходом летучих (АШ, Кузнецкий тощий), с высокой зольностью и влажностью, отходов углеобогащения с низкой теплотой сгорания, биомассы, торфа, сланцев.

Они наиболее привлекательны при паропроизводительности от 200 до 670 т пара/ч [3].

При сжигании АШ КПД котла номинальной паропроизводительностью 230 т/ч составляет 88%; на более реакционных углях КПД при такой производительности достигают 93%.

Можно без существенных потерь экономичности сжигать в одном и том же котле:

- АШ, угли Печорского бассейна, тощие угли и отходы углеобогащения;
- подмосковные бурые угли, бурые угли Урала и Дальнего Востока;
- Кузнецкие каменные угли, угли Печорского и Экибастузского бассейнов;
- бурые угли, биомассу и торф.

В зависимости от типа угля или сочетания углей КПД котлов изменяются сравнительно мало (1–1,5%). На всех углях обеспечиваются выбросы $\text{NO}_x < 250$ мг/норм. м³ и $\text{SO}_x \leq 150$ мг/норм. м³. Лишь при сжигании сернистых интинских углей для ограничения выбросов SO_x уровнем 400 мг/норм. м³ необходимо добавлять в уголь значительное количество известняка.

В настоящее время в стране разработано и может поставляться на электростанции все основное оборудование парогазовых установок, кроме некоторых типоразмеров ГТУ: котлы-утилизаторы, паровые турбины, электрические генераторы, насосы и т.д. Оно успешно освоено на электростанциях.

Основные показатели наиболее мощных энергетических ГТУ, выпускаемых в России, приведены ниже (табл. 3).

В России успешно эксплуатируются ГТУ типа ГТЭ-160. Нарботка первой ПГУ, установленной на Северо-Западной ТЭЦ Санкт-Петербурга, с конца 2000 г. превысила 70 тыс. ч.

На всех ГТУ подтверждены расчетные показатели. ГТУ работают надежно и экономично.

Испытания, проведенные до и после капитального ремонта длительной эксплуатирующихся ГТУ этого типа, подтвердили их нормативные показатели, близкие к первоначальному уровню.

Изготовлено 4 ГТУ типа ГТЭ-110 и еще 2 находится в производстве. Проведены их испытания как при автономной работе, так и в составе ПГУ, подтвердившие высокие показатели двигателя.

Таблица 3

Показатели	Изготовители, тип и число выпущенных ГТУ		
	сатурн, ГТЭ-110 (5)	силовые маши- ны, ГТЭ-160 (> 30)	ЛМЗ, ГТЭ-65 (1)
Мощность, МВт	114,5	157	61,5
КПД, %	36,0	34,4	35,2
Расход газов, кг/с	362	509	186
Степень сжатия	14,7	11,1	16
Температура газов за турбиной, °С	517	537	555
Мощность ПГУ с 1 ГТУ, МВт	162	230	90
КПД ПГУ, %	52,5	51,2	52,5
Число ступеней компрессора	15	16	16
Число ступеней турбины	4	4	4
Размеры (длина–ширина–высота), м	7,1×3,6×4,3	14×12,5×8,4	7,5×1,7×3,0
Масса, т	60	295	62

При освоении ГТУ типа ГТЭ-110 в регулярной эксплуатации возникли трудности как технического, так и организационного характера, пока препятствующие ее широкому распространению. Необходимы быстрые и энергичные меры по устранению этих трудностей.

Головная ГТУ типа ГТЭ-65 изготовлена ЛМЗ в 2008 г. и смонтирована на ТЭЦ-9 Мосэнерго. Работы на объекте были прерваны из-за отсутствия финансирования. Имеются планы их возобновления в 2011 г.

2–3 года назад для отечественных электростанций были осуществлены масштабные закупки зарубежных ГТУ и ПГУ, часть которых строится сейчас «под ключ». Закупались ГТУ мощностью от 25 до 300 МВт, наиболее крупные из них – у четырех ведущих мировых фирм, так как отсутствуют отечественные аналоги.

Учитывая масштаб потребностей, отечественная разработка и создание производства перспективных газовых турбин для энергетики являются крупнейшей государственной задачей.

Необходимо быстро завершить доводку и обеспечить работоспособность ГТ-110, которая по своим технико-экономическим показателям привлекательна для установки на многих отечественных ТЭЦ. Выпуск ГТЭ-160 надо продолжать, но необходимо внести разумные усовершенствования в конструкцию агрегата для дальнейшего улучшения его показателей и эксплуатационных качеств.

Имеющийся опыт свидетельствует о том, что наибольший (по абсолютной величине) доход приносят поставщикам и потребителям ГТУ и ПГУ большой мощности. Для нашей страны с огромным парком существенно менее экономичных паровых электростанций, работающих на природном газе, это особенно актуально. Безусловно, целесообразна

поэтому локализация в России производства мощных – порядка 300 МВт – энергетических ГТУ, серийно выпускаемых иносфирмами.

Разрабатывать следующее поколение энергетических ГТУ необходимо внутри страны на общей технологической базе с перспективными авиадвигателями.

Технический уровень этих ГТУ при реальных сроках их разработки и освоения должен быть чрезвычайно высоким (табл. 4).

Таблица 4

Параметр	Показатель
Начальная температура газов	>1600°C
Мощность ГТУ	350–400 МВт
Степень сжатия	20–25
Расход воздуха	850–900 кг/с
КПД ГТУ	≥ 40%
Мощность паровой турбины	200–220 МВт
Параметры пара: давление температура	20–24 МПа 500–600°C
Мощность ПГУ с одной ГТУ	550–600 МВт
КПД ПГУ	> 60%
Выбросы NO _x	< 50 мг/м ³

Создание газовых турбин с такими показателями на основе имеющихся в стране опыта и знаний невозможно. Оно требует проведения фундаментальных исследований процессов газодинамики, тепломассообмена и горения, совершенствования материалов и покрытий, разработки и испытания новых конструкций субкомпонентов и компонентов.

Чтобы выполнить их на мировом уровне в нашей стране необходимы:

- создание в течение ближайших 7–10 лет научно-технической и производственной базы, обеспечивающей активное участие отечественных производителей на рынке наиболее мощных и эффективных энергетических ГТУ внутри страны и за границей;

- организация разработки мощной энергетической ГТУ, конкурентоспособной на мировом рынке к 2020 г.;

- проведение этого процесса разработки на единой научно-технической и технологической основе с разработками авиационных газотурбинных двигателей следующего поколения;

- привлечение к выполнению данной работы широкого круга организаций и специалистов на основе федеральной программы, должным образом рассмотренной и финансируемой правительством и бизнесом;

- составление силами производственных авиадвигательных и энергомашиностроительных объединений, РАН и отраслевых институтов детального проекта такой программы, включающей:

- предварительные (фундаментальные) исследования применительно к условиям перспективной ГТУ,
- разработку собственно ГТУ с проведением необходимых исследований и испытаний компонентов,
- создание эффективного технологического цикла и оснащение оборудованием, необходимым для серийного производства,
- производство и отработка ГТУ в условиях эксплуатации,
- анализ ожидаемых масштабов применения, сроков выполнения программы, затрат и доходов;
 - разработка и оптимизация циклов и схем парогазовых установок и оборудования их парового контура для дальнейшего улучшения экономичности, маневренности, эксплуатационных качеств и снижения удельной стоимости ПГУ;
 - тщательное планирование выполнения программы и эффективное управление этим процессом под руководством государства.

Разработка, принятие и реализация такой программы существенно укрепили бы позиции российской промышленности в высокотехнологичном секторе и обеспечили энергосберегающую замену паровых электростанций на отечественные парогазовые.

Тепловые электростанции целесообразно строить по унифицированным или даже типовым проектам, соответствующим стандартам XXI века, на нормативно-технической базе, учитывающей прогресс, достигнутый в энергетике и энергомашиностроении за последние 30 лет. Это позволит за счет использования компьютерного проектирования быстро выполнить проект электростанции, сократить сроки ее строительства и ввода в действие, снизить стоимость и повысить надежность эксплуатации.

Выпускаемые в стране мощные энергетические ГТУ уже образуют часть типоразмерного ряда, основанного на конструктивных особенностях энергетических ГТУ и экономической целесообразности.

Мощность 160 МВт укладывается в диапазон, характерный при частоте вращения 3000 об/мин для лучших ГТУ предыдущего поколения, очень широко применяемых, надежных, экономичных и заказываемых во всем мире до сих пор.

Мощность 110 МВт близка к минимальной для ГТУ с частотой вращения 3000 об/мин. Она востребована для многочисленных отечественных ТЭЦ и после преодоления «детских» болезней ГТЭ-110 будет широко применяться.

ГТУ меньшей мощности выпускаются с повышенной частотой вращения и соединяются с валом электрического генератора через редуктор. Их мощность в настоящее время составляет 60–80 МВт. Выпущенная ЛМЗ ГТЭ-65 входит в этот диапазон мощностей.

С учетом наличия более мощных и разработок перспективных установок целесообразен следующий типоразмерный ряд мощных энергетических ГТУ (МВт):

400 (280–450), 300 (280–330), 160 (150–180), 110 (100–130), 60–80.

Все они могут применяться с утилизацией тепла отработавших в них газов в ПГУ и для тепло- или пароснабжения.

При типизации ПГУ можно ограничиться только одним их типом: бинарными ПГУ с котлами-утилизаторами и схемами с 1 или 2 ГТУ на одну паровую турбину [2, 3]. Типоразмерный ряд ПГУ с применением мощных энергетических ГТУ приведен ниже (табл. 5).

Таблица 5

Мощность ГТУ, МВт	400		300		160		110		65	
Число ГТУ	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Мощность паровой турбины, МВт	200	400	150	300	70	150	55	110	30	60
Мощность ПГУ, МВт	600	1200	450	900	230	450	165	330	90	180

Типоразмерных рядов целесообразно придерживаться при планировании потребностей и инвестиций и заказах зарубежного оборудования, хотя значение мощностей для конкретных условий может отличаться. Близкие значения мощностей ПГУ с 1 или 2 ГТУ в разных типоразмерах не являются недостатком, напротив, они создают условия для оптимизации хозяйственных решений с учетом нагрузок, режимов работы и условий финансирования.

Внимание к большим мощностям вовсе не означает пренебрежения малыми. В стране много местных электростанций, главным образом ТЭЦ мощностью до 100–200 МВт, осуществляющих энергоснабжение небольших и средних городов и городских районов. Близость таких электростанций к потребителям является важным достоинством, существенно повышающим не только надежность, но и экономичность электро- и теплоснабжения.

В районах, обеспеченных природным газом, на таких ТЭЦ используются поршневые газовые двигатели, а при мощности 4 МВт и более – в основном ГТУ, выпускаемые отечественными авиадвигателестроительными предприятиями. Ими разработаны линейки ГТУ электрической мощностью от 2,5 до 25 МВт и тепловой от 6 до 26 Гкал/ч с электрическими КПД 21–36% и коэффициентами использования тепла топлива 80–85%, спроектированы стандартизованные электростанции с расположением подготовленного к работе оборудования в пэкиджах заводского изготовления. Целесообразно увеличение единичной мощности авиапроизводных ГТУ до 35–40 МВт и использование их, начиная с мощности 16–25 МВт в составе теплофикационных ПГУ с электрическим КПД

45–50% без выработки тепла и 40–45% при полной тепловой нагрузке и использовании 70–75% топлива [4, 5].

Серьезным недостатком многих газотурбинных ТЭЦ является отсутствие необходимой гибкости. Хотя в нашей стране с начала 70-х годов эксплуатируется Якутская ГРЭС (в сущности, ТЭЦ), в схеме которой предусмотрено байпасирование подогревателей сетевой воды по газу и сжигание перед ними дополнительного топлива, обеспечивающие независимое изменение электрической и (или) тепловой нагрузки, многие ГТУ-ТЭЦ выполнены с обязательным пропуском отработавших в турбине газов через подогреватели (или котел-утилизатор). Их электрическая мощность однозначно привязана к тепловой нагрузке и не может быть использована для покрытия электрического графика или резервирования.

Реализация имеющихся технических возможностей требует преодоления упомянутых в начале статьи институциональных трудностей. Для этого необходима последовательная работа государственных структур по организации и выполнению перспективных проектов в электроэнергетике.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Тумановский А. Г. и др.* Разработка пылеугольного энергоблока на сверхкритические параметры пара мощностью 660 МВт // *Электрические станции.* 2010. № 1. С. 18–27.
2. *Ольховский Г. Г., Тумановский А. Г.* Теплоэнергетические технологии в период до 2030 г. // *Изв. РАН.* 2008. № 6. С. 79–94.
3. *Туголуков Е. А., Фаддеев Е. А.* Энергетика и машиностроение: пути развития // *Электрические станции.* 2009. № 7. С. 2–6.
4. *Радин Ю. А. и др.* Опытное определение технико-экономических показателей ПГУ-39 на Сочинской ТЭС // *Электрические станции.* 2011. № 6. С. 13–19.
5. *Ольховский Г. Г.* Перспективы тепловых электростанций // *Электрические станции.* 2010. № 1. С. 8–17.

**ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЙ
НАУЧНО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ЦЕНТРА СГТУ И СНЦ РАН
«ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ» В РАМКАХ
МЕРОПРИЯТИЙ ФЕДЕРАЛЬНОЙ ЦЕЛЕВОЙ ПРОГРАММЫ
«НАУЧНЫЕ И НАУЧНО-ПЕДАГОГИЧЕСКИЕ КАДРЫ
ИННОВАЦИОННОЙ РОССИИ» НА 2009–2013 ГОДЫ**

Р. З. Аминов, Е. А. Ларин¹, А. Ф. Шкрет

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

¹Саратовский государственный технический университет

В существующих системах энергопотребления скрыты большие резервы его снижения. К таким резервам можно отнести разработку новых технологий и создание системы оптимального управления режимами энергопотребления в энергоемких промышленных комплексах.

В рамках федеральной целевой программы (ФЦП) «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы по лоту «2010-1.1-230-094» «Проведение научных исследований коллективами научно-образовательных центров в области создания энергосберегающих систем транспортировки, распределения и потребления тепла и электроэнергии» Саратовский государственный технический университет (СГТУ) совместно с Отделом энергетических проблем (ОЭП) СНЦ РАН в рамках научно-образовательного центра (НОЦ) СГТУ и СНЦ РАН «Энергетические системы и комплексы» выиграл конкурс на выполнение государственного контракта № 14.740.11.0107 по теме «Разработка методологии исследования и создание энергоэффективных систем управления потреблением электрической и тепловой энергии в энергоемких промышленных комплексах».

Руководителем проекта является Аминов Рашид Зарифович, д-р техн. наук, проф., руководитель ОЭП СНЦ РАН, ответственным исполнителем – Ларин Евгений Александрович канд. техн. наук, проф. кафедры теплотехника, руководитель Проблемной научно-исследовательской лаборатории теплоэнергетических установок и систем энергообеспечения СГТУ.

Для решения задач оптимального управления потреблением топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в энергоемких отраслях необходимы совершенные методы системного анализа с получением комплексного решения задач управления режимами энергопотребления как в оперативном, так и долгосрочном плане развития. Это требует разработки научных методов и подходов, программного обеспечения, новых технологий и технических решений, основанных на использовании современных достижений фундаментальной и прикладной науки и открытий.

Основой проведения такого исследования явилось следующее.

Методология векторной оптимизации балансовых и распределительных задач в энергетике создана и успешно развивается в Отделе энергетических проблем Саратовского научного центра РАН (ОЭП СНЦ РАН). Выполненные здесь фундаментальные исследования привели к разработке теории векторной оптимизации применительно к функциям, переменные которых ограничены уравнениями связи. Сюда входит целый класс балансовых и распределительных задач, в том числе оптимизация режимов загрузки энергогенерирующего и энергопотребляющего оборудования. Попытки осуществить подобные исследования делались и ранее. При этом для определения неизвестных множителей Лагранжа был разработан целый ряд подходов и приближенных методов их нахождения [1–3]. В основу их положены полужемпирические итерационные расчеты рекуррентных уравнений. В работе [1] в рамках решения задач квадратичного программирования с ограничениями на переменные в виде равенств достаточно полно изложена сходимость итерационных процессов расчета таких функционалов. Сложность получаемых в этом случае решений не позволяет комплексно решать многопараметрические задачи, вследствие чего для сложных задач в практику вошли методы разделения общей задачи на отдельные части (декомпозиция, диакоптика и др.) либо усреднение показателей отдельных подсистем методом эквивалентирования.

При более глубоком изучении данного вопроса удалось получить физическое и строгое математическое толкование множителей Лагранжа и раскрыть их [4]. На этой основе удалось построить теорию замещения при варьировании каждой из взаимосвязанных переменных. Таким образом, оказалось возможным получить завершённое построение вектора-градиента и отказаться от сложных итерационных расчетов. При этом существенно повышается точность определения расчетных параметров и оказывается возможным получить решения для задач практически любой степени сложности. Обеспечивается также высокое качество решения задач управления режимами энергопотребления крупных энергоёмких производств с использованием «Программы оптимального оперативного распределения активных нагрузок в энергосистеме», зарегистрированной в Роспатенте.

Задачи, связанные с управлением режимами электротребления в электроэнергетике, основаны на следующем.

Планируемый интенсивный рост ввода мощностей атомных электростанций уже на ближайшую перспективу (до 2020 г.) выдвигает проблемы развития и создания потребителей-регуляторов для обеспечения эффективного прохождения неравномерных графиков электропотребления. Основы построения водородных циклов на базе внепиковой электроэнергии атомных электростанций исследованы в работах ОЭП СНЦ РАН [5–7]. Показаны условия, при которых производство водорода оказывается кон-

курентоспособным по сравнению со строительством гидроаккумулирующих электростанций.

Многолетние поисковые и фундаментальные исследования, выполненные в Проблемной научно-исследовательской лаборатории тепло-энергетических установок и систем энергообеспечения СГТУ, привели к развитию системных исследований, разработке теории термодинамического и технико-экономического анализа систем генерации и использованию электрической и тепловой энергии в промышленных комплексах. В работе [8] разработаны теоретические положения системного анализа энергетической эффективности, математического моделирования и нормирования потребления топливно-энергетических ресурсов в энергоемких промышленных комплексах. На основе этих положений удалось решить ряд задач по повышению энергетической эффективности энергетического комплекса промышленных предприятий.

Творческое сотрудничество ОЭП СНЦ РАН и СГТУ привело к созданию научно-образовательного центра, призванного готовить специалистов для энергетического сектора экономики страны и кадры высшей научной квалификации (договор о создании научно-образовательного центра СГТУ и СНЦ РАН «Энергетические системы и комплексы» от 26 июня 2009 г.).

В соответствии с техническим заданием в данном проекте необходимо сделать следующее:

- разработать методологию векторной оптимизации в задачах управления потреблением электрической и тепловой энергии;
- методологические основы решения задач управления потреблением электрической и тепловой энергии с учетом топологии и технологии производственных процессов энергоемких промышленных комплексов переработки углеводородного сырья;
- математические модели технологических процессов и установок для решения задач оптимального управления потреблением ТЭР в энергоемких промышленных комплексах;
- алгоритмы распределения нагрузок при осуществлении оперативного управления и долгосрочного планирования;
- алгоритмы решения задач оптимального управления потреблением ТЭР в энергоемких промышленных комплексах переработки углеводородного сырья;
- программный комплекс расчета энергетических характеристик оборудования, аппаратов и производств энергоемких предприятий переработки углеводородного сырья;
- научные основы нормирования потребления топливно-энергетических ресурсов;
- экспериментально отработать системы управления потреблением электрической и тепловой энергии на промышленных комплексах переработки углеводородного сырья;

- составить энерготехнологический баланс энергоемких промышленных комплексов на примере Астраханского газоперерабатывающего завода;
- разработать технологические схемы и выполнить обоснование необходимого оборудования для производства и хранения водорода и кислорода на базе использования внепиковой электроэнергии АЭС;
- определить сравнительную эффективность аккумулирования энергии на базе получения электролизного водорода с альтернативными потребителями-регуляторами;
- разработать рекомендации по созданию и развитию водородных технологий на базе внепиковой электроэнергии;
- разработать теоретические основы создания информационно-аналитических систем планирования, нормирования и прогнозирования потребления топливно-энергетических ресурсов в энергоемких промышленных комплексах;
- выполнить оптимизацию управления режимами производства и потребления электрической и тепловой энергии в промышленных комплексах с использованием векторной методологии.

Выполнение НИР обеспечит достижение научных результатов мирового уровня, подготовку и закрепление в сфере науки и образования научных и научно-педагогических кадров, формирование эффективных и жизнеспособных научных коллективов.

Оригинальность и качество разработки информационно-аналитической системы нормирования, планирования и прогнозирования потребления топливно-энергетических ресурсов энергоемких предприятий на примере газо- и нефтеперерабатывающих отраслей обеспечиваются патентом [8].

Информационно-аналитическая система планирования, нормирования, прогнозирования потребления электрической и тепловой энергии энергоемких промышленных комплексов переработки углеводородного сырья, а также управления им будет внедрена на астраханском газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром добыча Астрахань», который является полигоном и экспериментальной базой для апробации и внедрения системы управления нормированием и прогнозированием потребления всех видов используемых топливно-энергетических ресурсов [9, 10].

Результаты предлагаемых исследований должны продемонстрировать преимущества предлагаемой методологии и послужить основой создания программного обеспечения нового поколения для разработки новых технологий и технических решений, обеспечивающих повышение эффективности потребления электрической и тепловой энергии в энергоемких промышленных комплексах до уровня мировых показателей.

К выполнению работы будут привлекаться студенты, аспиранты, молодые ученые. Результаты научных исследований будут опубликованы, а также представлены в докладах на научных конференциях.

Результаты разработок будут использованы в программах учебных дисциплин, предназначенных для студентов, обучающихся по специаль-

ностям «Тепловые электрические станции», «Энергообеспечение предприятий», «Промышленная теплоэнергетика», а также при подготовке специалистов по бакалаврской и магистерской программам по направлению «Теплоэнергетика».

На теплоэнергетических кафедрах будут организованы следующие курсы лекций.

1. Математическое моделирование технологических процессов и установок для оптимального управления потреблением ТЭР в энергетических комплексах.

2. Нормирование потребления топливно-энергетических ресурсов в энергоемких промышленных предприятиях (комплексах).

3. Планирование и прогнозирование потребления промышленных предприятий.

4. Составление энергетических балансов энергоемких промышленных предприятий.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (мероприятие 1.1 XIV очередь) лот № 6, шифр лота 2010-1.1-230-094.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Пишечный Б. Н., Данилин Ю. М.* Численные методы в экстремальных задачах. М. : Наука, 1975. 320 с.
2. *Пишечный Б. Н., Хачатрян Р. А.* Ограничения типа равенств в наглядных задачах оптимизации // Экономика и математические методы. 1982. Т. 18, № 6. С. 1133–1140.
3. *Веников В. А., Журавлев В. Г., Филиппова Т. А.* Оптимизация режимов электростанций в энергосистеме. М. : Энергоатомиздат, 1991. 318 с.
4. *Аминов Р. З.* Векторная оптимизация режимов работы электростанций. М. : Энергоатомиздат, 1994. 304 с.
5. *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Эффективность производства водорода на основе современных технологий // Изв. РАН. Энергетика. 2009. № 1. С. 128–137.
6. *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Эффективность водородной конверсии на АЭС // Логистика и экономика ресурсосбережения и энергосбережения в промышленности : материалы междунар. науч.-практ. конф. Саратов : СГТУ, 2007. С. 6–11.
7. *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Оценка удельных капиталовложений в цилиндрические емкости для хранения газообразного водорода // Изв. высш. учеб. заведений. Проблемы энергетики. 2007. № 5–6. С. 69–77.
8. Пат. 65537 Российская Федерация, МПК G 06 Q 10/00; G 07 C 3/14. Система автоматизированного учета и планирования на предприятии.
9. *Ларин Е. А., Долотовская Н. В., Долотовский И. В.* Энергетический комплекс газоперерабатывающих предприятий. Системный анализ, математическое моделирование, нормирование. М. : Энергоатомиздат, 2008. 420 с.
10. *Семенов Б. А.* Инженерный эксперимент в промышленной теплотехнике, теплоэнергетике и теплотехнологиях : учеб. пособие. Саратов : СГТУ, 2009. 288 с.

ВЕКТОРНОЕ ДИНАМИЧЕСКОЕ ПРОГРАММИРОВАНИЕ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ БАЛАНСОВЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЗАДАЧ

Р. З. Аминов

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

Целый класс балансовых и распределительных задач предполагает существование взаимосвязи между переменными в виде $\varphi(x_1, x_2, \dots, x_j) = 0$. При учете такого ограничения в виде равенства в качестве критериальной выступает функция Лагранжа F с ее неопределенными множителями λ :

$$F = Z(x_1, x_2, \dots, x_j) - \lambda \varphi(x_1, x_2, \dots, x_j). \quad (1)$$

Здесь Z – целевая функция, минимум или максимум которой мы хотим отыскать.

Для такой функции существует бесчисленное множество векторов, определяемых соотношениями приращений δx_i :

$$X = f(\delta x_1, \delta x_2, \dots, \delta x_j) = 0.$$

При этом вектор-градиент в направлении максимального изменения критериальной функции определяется условием

$$\delta x_i = \pm h \frac{dF}{dx_i} = \pm h \left(\frac{dZ}{dx_i} - \lambda \frac{d\varphi}{dx_i} \right). \quad (2)$$

Ранее [1] были раскрыты математическая и физическая сущность множителя Лагранжа λ , после чего он перестал называться и считаться «неопределенным». В данном случае

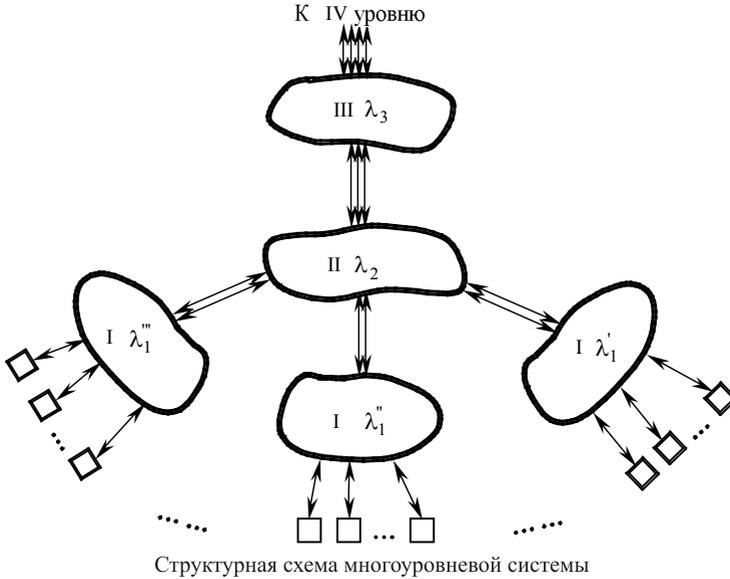
$$\lambda = \frac{\sum_{i=1}^j \frac{dZ}{dx_i}}{\sum_{i=1}^j \frac{d\varphi}{dx_i}}. \quad (3)$$

Для распределительных задач с линейными уравнениями связи типа $\sum_{i=1}^j N_i = N_c$ и $\sum_{i=1}^j \delta x_i = 0$ зависимость (3) упрощается и принимает вид

$$\lambda = \frac{1}{I} \sum_{i=1}^I \frac{d\mathcal{Z}_i}{dx_i} \quad (4)$$

Уравнение (4) получено для фиксированного значения уровня мощности N_c и предполагает его постоянство на всех шагах выполняемых расчетов.

В то же время для решения оптимизационных задач для многоуровневых систем энергетики возникает необходимость изменения величины N_c при переходе от одного уровня к другому. Структурная схема многоуровневой системы приведена на рисунке. На ней самый нижний уровень (прямоугольники) – энергетические установки или энергоблоки. Уровень I – электростанция, уровень II – энергетическая система, III – объединенная энергетическая система и т.д.



Для решения поставленной задачи необходимо определить суммарное изменение критериальной функции при изменении суммарной мощности на ΔN_c .

При бесконечно малом приращении $\Delta N_c \rightarrow 0$ можно записать

$$\frac{d\mathcal{Z}_c}{dN_c} = \sum_{i=1}^I \frac{d\mathcal{Z}_i}{dN_c} = \sum_{i=1}^I \frac{d\mathcal{Z}_i}{dN_i} \cdot \frac{dN_i}{dN_c} = \sum_{i=1}^I \bar{dN}_i \cdot \frac{d\mathcal{Z}_i}{dN_i} \quad (5)$$

При этом сумма относительных приращений мощности $\sum_{i=1}^I d\bar{N}_i = 1$.

В то же время оптимальное распределение нагрузок достигается при равенстве относительных приростов

$$\frac{dZ_1}{dN_1} = \frac{dZ_2}{dN_2} = \dots = \frac{dZ_I}{dN_I}. \quad (6)$$

Отсюда при достижении условия (6) зависимость (5) представляется в виде

$$\frac{dZ_c}{dN_c} = \frac{dZ_i}{dN_i} \sum_{i=1}^I dN_i = \left(\frac{dZ_c}{dN_c} \right)_0. \quad (7)$$

Здесь подстрочный индекс «0» означает, что данное выражение справедливо при оптимальном распределении нагрузок на нижележащем уровне.

Для этого уровня при равенстве относительных приростов множитель Лагранжа по уравнению (4) принимает вид

$$\lambda = \frac{1}{I} \cdot \sum_{i=1}^I \frac{dZ_i}{dN_i} = \left(\frac{dZ_c}{dN_c} \right)_0. \quad (8)$$

Как видим при сопоставлении (8) и (7), множитель Лагранжа λ численно равен приращению целевой функции по мощности системы.

При этом для каждого уровня системы можно записать $\lambda = \frac{1}{I} \cdot \sum_{i=1}^I \lambda_i$,

где i – число участвующих в распределении объектов на текущем уровне.

Таким образом, раскрыто еще одно очень важное свойство множителя Лагранжа, которое можно сформулировать так: прирост критериальной функции в системе при изменении ее мощности (элементами нижележащего уровня) численно равен их множителю Лагранжа (при условии достижения оптимального распределения нагрузок).

Рассмотрим решение поставленной задачи при конечном приращении мощности системы ΔN_c .

Уравнение связи будет иметь вид

$$\sum_{i=1}^I \delta N_i + \Delta N_c = 0. \quad (9)$$

В соответствии с общими принципами векторной алгебры представим уравнение модуля вектора функции M :

$$\sum_{i=1}^I \delta N_i^2 + \Delta N_c^2 = M^2. \quad (10)$$

В этом случае приращение функции Лагранжа будет иметь вид

$$\Delta F = \sum_{i=1}^l \delta \mathcal{Z}_i - \lambda_1 \left(\sum_{i=1}^l \delta N_i + \Delta N_c \right) - \lambda_2 \left(\sum_{i=1}^l \delta N_i^2 + \Delta N_c^2 - M^2 \right). \quad (11)$$

Для нахождения вектора-градиента функции (11) продифференцируем ее по l переменным и приравняем нулю производные.

После проведения дифференцирования и соответствующих преобразований получаем

$$\lambda_1 = -\frac{\Delta N_c}{I \cdot h} + \frac{1}{I} \sum_{i=1}^l \frac{d\mathcal{Z}_i}{dN_i}. \quad (12)$$

и

$$\delta N_i = \pm h \left(\frac{d\mathcal{Z}_c}{dN_c} - \frac{1}{I} \sum_{i=1}^l \frac{d\mathcal{Z}_c}{dN_i} \right) - \frac{\Delta N_c}{I}. \quad (13)$$

Уравнение (13) является динамическим вектором-градиентом. Отличительной особенностью его является свободный член $\frac{1}{I} \cdot \Delta N_c$, не зависящий от принимаемого шага h . При решении данной задачи с помощью уравнений (12) и (13) процесс перераспределения переменных является также многошаговым при последовательном приближении к оптимуму. При этом отсчет всех приращений на каждом шаге осуществляется от начального принятого распределения.

Для более наглядного представления возможности использования динамического вектора-градиента в расчетах с целью определения минимального расхода топлива в системе при ее разгрузке рассмотрим один из примеров его нахождения.

Пример расчета. Условная энергосистема состоит из 4 энергоблоков по 300 МВт каждый и несет общую нагрузку 900 МВт. Принятое исходное распределение мощности составляет: блок № 1 – 250, блок № 2 – 230, блок № 3 – 220 и блок № 4 – 200 МВт. В том случае если все энергоблоки потребляют топливо, имеющее одинаковую стоимость, расчет можно вести по относительным приростам расходов топлива $\frac{dB_i}{dN_i}$:

$$\delta N_i = -h \cdot \left(\frac{dB_i}{dN_i} - \frac{1}{I} \sum_{i=1}^l \frac{dB_i}{dN_i} \right) - \frac{\Delta N_c}{I}.$$

В принятых режимах нагрузки относительный прирост расходов топлива составляет $\frac{dB_1}{dN_1} = 0,32$, $\frac{dB_2}{dN_2} = 0,33$, $\frac{dB_3}{dN_3} = 0,35$, $\frac{dB_4}{dN_4} = 0,36$ кг у.т./кВт · ч.

Задаваемое снижение мощности системы примем $\Delta N_c = 20$ МВт.

Определим соответствующее снижение мощности каждым из энергоблоков в направлении вектора-градиента для принятого произвольно шага $h = 100$. С этой целью находим вначале

$$\frac{1}{I} \sum_{i=1}^I \frac{dB_i}{dN_i} = \frac{1}{4} (0,32 + 0,33 + 0,35 + 0,36) = 0,34.$$

Таким образом

$$\delta N_1 = -100 \cdot (0,32 - 0,34) - \frac{20}{4} = -3;$$

$$\delta N_2 = -100 \cdot (0,33 - 0,34) - \frac{20}{4} = -4;$$

$$\delta N_3 = -100 \cdot (0,35 - 0,34) - \frac{20}{4} = -6;$$

$$\delta N_4 = -100 \cdot (0,36 - 0,34) - \frac{20}{4} = -7.$$

При этом $\sum_{i=1}^4 \delta N_i = -3 - 4 - 6 - 7 = -20$; $d\bar{N}_1 = 0,15$; $d\bar{N}_2 = 0,2$; $d\bar{N}_3 = 0,3$; $d\bar{N}_4 = 0,35$. После этого придаем приращения мощности соответствующим энергоблокам и таким образом осуществляем первый шаг. В результате получаем

$$N_1^I = 247 \text{ МВт}; N_2^I = 226 \text{ МВт}; N_3^I = 214 \text{ МВт}; N_4^I = 193 \text{ МВт}.$$

При полученных уровнях мощности определяется новый относительный прирост расходов топлива и осуществляется следующий шаг с возвратом от исходного начально-принятого уровня мощности энергоблоков.

Выводы

1. Впервые предложены и разработаны принципы векторного динамического программирования с целью управления режимами работы энергетических объектов. Для условий многоуровневой системы доказано, что при изменении суммарной мощности одного уровня dN_c прирост критериальной функции этой системы численно равен множителю Лагранжа при условии достижения оптимального распределения нагрузок между ними (равенства между показателями относительного прироста целевой функции).

2. Сформулирована и разработана математическая модель динамического вектора-градиента при конечном приращении мощности системы на одном из ее уровней. Последовательное решение подобных задач при переходе от одного уровня к другому позволяет создать расчетный аппарат поиска наиболее выгодных решений для многоуровневых систем энергетики.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (мероприятие 1.1 XIV очередь, лот № 6, шифр лота 2010-1.1-230-094).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аминов Р. З.* Векторная оптимизация режимов работы электростанций. М. : Энергоатомиздат, 1994. 304 с.

УДК 658.26:665.6/7:519.711.3

МЕТОДОЛОГИЯ БЛОЧНО-ИЕРАРХИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ПРЕДПРИЯТИЙ ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

И.В. Долотовский, Е.А. Ларин, Н.В. Долотовская

Саратовский государственный технический университет

Современные предприятия по переработке газа, газового конденсата и нефти (ПНГП) состоят из различных технологических и энергетических установок, образующих совместно производственный комплекс, рентабельность которого теснейшим образом зависит от эффективности системы энергоснабжения и режимов эксплуатации энергетического комплекса (ЭК), объединяющего все источники энергоресурсов, включая технологические агрегаты, а также всех потребителей. Блочно-иерархическая модель ЭК и технологической системы (ТС) ПНГП, отражающая в определенной мере сложность связей между энергетическими и технологическими процессами основного и вспомогательного производств предприятия, приведена на рис. 1.

Модель состоит из VI блоков. Блок I описывает структуру ТС, необходимую для преобразования исходного углеводородного сырья (УВС) в конечную продукцию ПНГП. Блок II соответствует структуре ЭК, необходимой и достаточной для обеспечения производств ТС и собственного обеспечения энергоресурсами (ЭР), получаемыми от внешних источников и вырабатываемыми в ТС и ЭК. Оба эти блока расположены на верхнем иерархическом уровне – уровне подсистем и производств. Блок III описывает преобразование УВС в технологических процессах в полупродукты, ЭР и конечные продукты. Блок IV соответствует процессам генерации, транспортирования и потребления ЭР в ТС и ЭК, преобразования ЭР, получаемых от внешних источников в ТС и ЭК с целью изменения их параметров или физической природы.

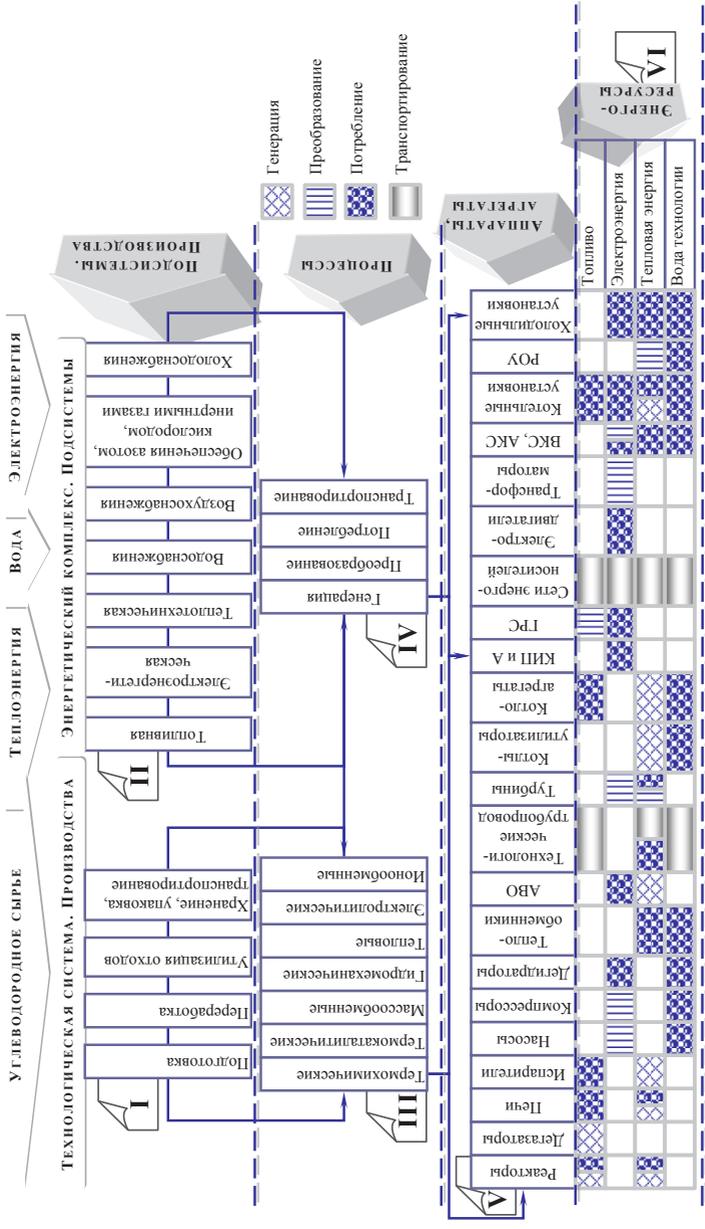


Рис. 1. Блочнo-иерархическая модель элементов ЭК и ТС ПНГП

Блоки III, IV предназначены для описания объекта на втором иерархическом уровне – уровне процессов.

Третий иерархический уровень – уровень аппаратов (агрегатов, установок) содержит блок V, соответствующий описанию конечных элементов ТС и ЭК, в которых реализуются процессы, описанные на предыдущем уровне иерархии.

Блок VI предназначен для описания задач учета, планирования, нормирования, анализа, оптимизации потребления и генерации различных видов ЭР.

ПНГП в целом как объект формализованного математического описания представлен объединением двух множеств (ПНГП = $\Pi_{\text{ТС}} \cup \Pi_{\text{ЭК}}$):
N производств ТС

$$\Pi_{\text{ТС}} = \{\Pi_{\text{ТС}}^1, \dots, \Pi_{\text{ТС}}^n, \dots, \Pi_{\text{ТС}}^N\}; \quad (1)$$

и *M* подсистем ЭК

$$\Pi_{\text{ЭК}} = \{\Pi_{\text{ЭК}}^1, \dots, \Pi_{\text{ЭК}}^m, \dots, \Pi_{\text{ЭК}}^M\}. \quad (2)$$

Каждый блок последующих уровней иерархической модели ПНГП также представлен множествами отдельных элементов:

– *J* технологических процессов ТС

$$\text{ТП}_{\text{ТС}} = \{\text{ТП}_{\text{ТС}}^1, \dots, \text{ТП}_{\text{ТС}}^j, \dots, \text{ТС}_{\text{ТС}}^j\}; \quad (3)$$

– *I* технологических процессов ЭК

$$\text{ТП}_{\text{ЭК}} = \{\text{ТП}_{\text{ЭК}}^1, \dots, \text{ТП}_{\text{ЭК}}^i, \dots, \text{ТП}_{\text{ЭК}}^I\}; \quad (4)$$

– *K* аппаратов (агрегатов) ТС

$$A_{\text{ТС}} = \{A_{\text{ТС}}^1, \dots, A_{\text{ТС}}^k, \dots, A_{\text{ТС}}^K\}; \quad (5)$$

– *L* аппаратов (установок) ЭК

$$A_{\text{ЭК}} = \{A_{\text{ЭК}}^1, \dots, A_{\text{ЭК}}^l, \dots, A_{\text{ЭК}}^L\}; \quad (6)$$

– *M* видов энергоресурсов

$$W = \{W_1, \dots, W_m, \dots, W_M\}. \quad (7)$$

При этом по отдельным видам энергоресурсов справедливы следующие соотношения:

$$\text{ТП}_{\text{ТС}} \cap \text{ТП}_{\text{ЭК}} \neq \emptyset; \quad (8)$$

$$A_{\text{ТС}} \cap A_{\text{ЭК}} \neq \emptyset. \quad (9)$$

Тогда множество функций $F = \{f_1, \dots, f_{\Phi}, \dots, f_{\Phi}\}$ на множествах (1)–(7) характеризует математическую модель для разработки, модернизации, оптимизации ЭК ПНГП в соответствии с принятыми критериями эффективности.

Частными случаями являются следующие отображения:

$$f_{\Phi, \text{ТС}, m} : (A_{\text{ТС}, m}^{k, \Phi}, \text{ТП}_{\text{ТС}, m}^{j, \Phi}) \rightarrow \Pi_{\text{ТС}, m}^{n, \Phi}; \quad (10)$$

$$f_{\Phi, \text{ЭК}, m} : (A_{\text{ЭК}, m}^{r, \Phi}, \text{ТП}_{\text{ЭК}, m}^{i, \Phi}) \rightarrow \Pi_{\text{ЭК}, m}^{m, \Phi}, \quad (11)$$

где $f_{\Phi, \text{ТС}, m}$ – отображение $(A_{\text{ТС}, m}^{k, \Phi}, \text{ТП}_{\text{ТС}, m}^{j, \Phi})$ в $\Pi_{\text{ТС}, m}^{n, \Phi}$ на пространстве технологических $(\Omega_{\text{ТС}})$, конструктивных $(Z_{\text{ТС}})$ характеристик ТС, экологических / климатических (S) , экономических $(Ц)$ факторов для m -го вида ЭР; $f_{\Phi, \text{ЭК}, m}$ – отображение $(A_{\text{ЭК}, m}^{i, \Phi}, \text{ТП}_{\text{ЭК}, m}^{i, \Phi})$ в $\Pi_{\text{ЭК}, m}^{m, \Phi}$ на том же пространстве характеристик и факторов для m -го вида ЭР.

Математическая модель множества функций F (отображений $f_{(1.. \Phi), \text{ТС}, (1.. \mathcal{M})}$ и $f_{(1.. \Phi), \text{ЭК}, (1.. \mathcal{M})}$ в $\Pi_{\text{ТС}, (1.. \mathcal{M})}^{(1.. N), (1.. \Phi)}$ и $\Pi_{\text{ЭК}, (1.. \mathcal{M})}^{(1.. \mathcal{M}), (1.. \Phi)}$) в координатном пространстве исследования в общем виде представлена следующими основными логически законченными блоками расчета (рис. 2) – энерготехнологического баланса (материального и энергетического), гидродинамики и свойств материальных потоков и ЭР, кинетики процессов, базы данных параметров и констант по аппаратам и процессам, методическим положениям учета, нормирования, планирования, регулирования и оптимизации генерации и потребления ЭР, результатам энергетического аудита и экспериментальным исследованиям.

Блочный принцип построения моделей позволил разбить общую задачу построения математической модели на отдельные подзадачи и тем самым упростить ее решение, модернизировать и заменить отдельные блоки новыми, не изменяя при этом остальные.

Вычислительные блоки математической модели рассматриваются как совокупность операторов, качественно и количественно преобразующих входные переменные и параметры $\bar{X}(t)$ в выходные переменные $\bar{Y}(t)$. Операторы в блоках соединены по принципу последовательной, параллельной или рециклической связи, определяемой в данный момент времени t некоторым функционалом $\bar{Y}(t) = \bar{\Psi}\{\bar{X}(t)\}$.

В каждом вычислительном блоке осуществляется расчет всех необходимых значений выходных переменных по заданным значениям вход-

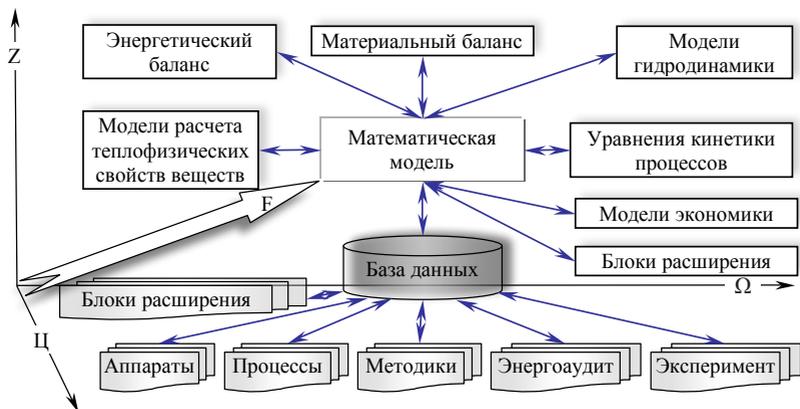


Рис. 2. Блочная структура математической модели

ных параметров в последовательности, задаваемой с помощью специальной организующей программы.

Задача оптимального управления потреблением ЭР формулируется как поиск экстремума критерия эффективности (технологического, термодинамического, экономического) при заданной структуре технологических связей между элементами системы и с учетом ограничений, соответствующих требованиям технического задания на проектирование строящихся ПНГП или технологических условий функционирования действующих предприятий.

В общем виде критерий оптимальности (R) детерминированного процесса потребления ЭР и структуры ЭК представляется как функция входных, выходных и управляющих (U) параметров:

$$R = \int_0^t R(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{U}) dt; \quad (12)$$

$$\bar{X} = (x_1, x_2, \dots, x_m); \quad (13)$$

$$\bar{Y} = (y_1, y_2, \dots, y_n); \quad (14)$$

$$\bar{U} = (u_1, u_2, \dots, u_r). \quad (15)$$

Зависимость выходных параметров процесса от входных и управляющих можно представить в виде

$$\bar{Y} = F(\bar{X}, \bar{U}), \quad (16)$$

где функция F рассматривается как вектор-функция $F = \{f_1, \dots, f_\phi, \dots, f_\phi\}$, формируемый в результате изучения свойств ТС и ЭК ПНГП, аналитическое выражение которых и составляет его математическое описание.

Подстановка (16) в (12) позволяет представить критерий оптимальности как функцию только входных и управляющих параметров:

$$R = \int_0^t R^*(\bar{X}, \bar{U}) dt. \quad (17)$$

Тогда математическая форма представления задачи оптимизации заключается в нахождении экстремума:

$$\begin{aligned} R(\bar{X}, \bar{U}) \longrightarrow \text{extr} \\ \bar{X} \in \mathfrak{R}^m \\ \bar{U} \in \mathfrak{R}^r \end{aligned} \quad (18)$$

при ограничениях $c_i(x_i) = 0; i = 1, 2, \dots, m'; c_i(x_i) \geq 0; i = m' + 1, \dots, m;$

$$c_i(u_i) = 0; i = 1, 2, \dots, r'; c_i(u_i) \geq 0; i = r' + 1, \dots, r.$$

Решение задачи оптимизации в этом случае получается в виде зависимости управляющих параметров \bar{U} от входных параметров \bar{X} , времени t и фазовых координат (Ω, Z, S, Π) оптимизируемого ПНГП:

$$\bar{U}_{\text{опт.}} = \bar{U}(\bar{X}, t, \Omega, Z, S, \Pi). \quad (19)$$

Таким образом, задача оптимизации решается после определения зависимостей (16). Графическая интерпретация методологии синтеза оптимального ЭК ПНГП приведена на рис. 3. Отдельными блоками в исходных данных выделены состав сырья и номенклатура продукции ПНГП, графики плано-предупредительных (ППР) и капитальных (КР) ремонтов оборудования, база данных по аппаратам, методикам, процессам и другие данные (см. рис. 2).

В исходные данные входят технологические, конструктивные характеристики ЭК и ТС, экологические, климатические и экономические факторы (в том числе комплекс критериев эффективности).

Блок 1 предназначен для идентификации структуры ЭК и ТС ПНГП, необходимой для выполнения производственного задания с имеющимся ресурсом оборудования. В блоке 2 формируются модели расчета соответствующих элементов. В блоке 3 осуществляется формирование вариантов энерготехнологического баланса (ЭТБ) по различным видам ЭР и

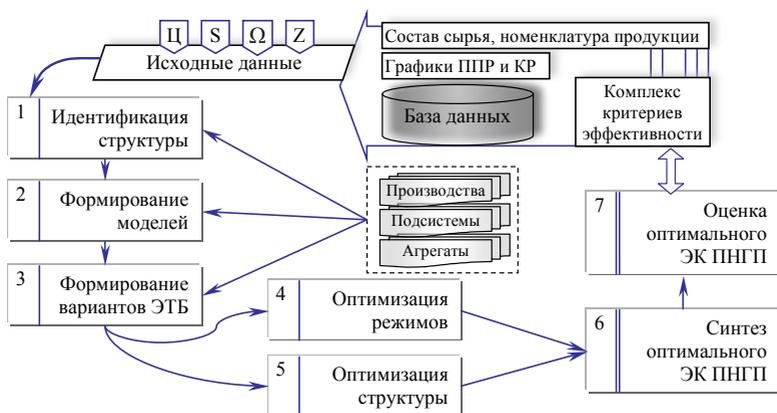


Рис. 3. Блочная схема методологии построения оптимальной ЭТС

обобщенный ЭТБ ПНГП. Блоки 4 и 5 предназначены для оптимизации режимных переменных и структуры ЭК ПНГП в соответствии с возможностью управления потреблением и генерацией ЭР. Путем итераций в блоках 6 и 7 осуществляется формирование оптимальной структуры ЭК, обеспечивающей энергоресурсами ТС, с оптимальными режимами эксплуатации оборудования в соответствии с принятым комплексом критериев эффективности.

Предложенная методология оптимизации и разработанные математические модели расчета потребления и генерации ЭР в элементах рассматриваемых систем реализованы в программе для ЭВМ «Система «Энергоресурс»» и успешно прошли промышленную апробацию на Астраханском газоперерабатывающем заводе.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (мероприятие 1.1 XIV очередь) лот № 6, шифр лота 2010-1.1-230-094.

СОВРЕМЕННАЯ ПАРАДИГМА ТЕПЛОФИКАЦИИ

Ю.М. Хлебалин

Саратовский государственный технический университет

Высокотехнологичное комбинированное производство электрической и тепловой энергии, осуществляемое на ТЭЦ, составляет термодинамическую сущность теплофикации с целью экономии топлива.

Для выявления экономии топлива от теплофикации проводят расчеты технико-экономических показателей (ТЭП) двух схем теплоэнергоснабжения: раздельной (КЭС и РК) и комбинированной (ТЭЦ).

Эффективность ТЭЦ при производстве электроэнергии и теплоты определяется по различным методикам и показателям, например по энтальпийному методу при использовании полного КПД, переименованного в коэффициент использования теплоты топлива ($\eta_{\text{кит}}$) и электрический КПД ($\eta_{\text{эл}}$); физическому методу: электрический КПД ($\eta_{\text{эф}}$), тепловой ($\eta_{\text{тф}}$), равный КПД котла ($\eta_{\text{ка}}$), удельные расходы топлива на электроэнергию ($v_{\text{эф}}$) и теплоту ($v_{\text{тф}}$), а также удельная выработка электроэнергии на тепловом потреблении ($u_{\text{тф}}$).

В 1995 г. физический метод был заменен на метод энергоценности отборного пара турбин фирмы ОРГРЭС и узаконен для оценки эффективности действующих ТЭЦ, а в 2002 г. разработан метод фирмы ОРГРЭС 2, близкий по показателям к эксергетическому методу с электрическим КПД ($\eta_{\text{эо}}$) и удельными расходами топлива на электроэнергию ($v_{\text{эо}}$) и на теплоту ($v_{\text{то}}$).

Важное значение в оценке эффективности теплофикации (ТЭЦ) занимает эксергетический метод, учитывающий количество и качество энергии, согласно второму закону термодинамики, с показателем эксергетического КПД (η_{ex}) для любых энергетических установок.

В связи с переходом расчетов ТЭП на действующих ТЭЦ с физического метода на метод фирмы ОРГРЭС, когда теплофикационный режим работы турбин не дает существенного эффекта, изменился критерий оценки эффективности теплофикации.

Многочисленные расчеты, проведенные в различных организациях (фирма ОРГРЭС, ТЭП, МЭИ, СГТУ), показали, что величина $\eta_{\text{кит}}$ для любых паротурбинных и парогазовых установок, вне зависимости от мощности, параметров цикла, находится на уровне 0,8–0,95.

По физическому методу расчеты удельного расхода топлива на кВт · ч электроэнергии ($v_{\text{эф}}$) при термическом КПД цикла ($\eta_{\text{т}}$) и внутреннем относительном КПД турбин ($\eta_{\text{от}}$) равных единице, составляют $v_{\text{эф}} = 0,160 \text{ кг}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$, что в 2 раза ниже по сравнению с показателями

($\epsilon_{\text{кэс}}$) КЭС большой мощности на сверхкритические параметры пара. Такие парадоксы оценки эффективности работы ТЭЦ были и сейчас опубликованы во всех энергетических учебниках, справочниках и журнальных статьях в нашей стране.

Поэтому сегодня необходимо рассмотрение современной парадигмы (греч. *paradeigma* – пример, образец) теплофикации с оценкой ее топливной эффективности.

Для сравнительной оценки эффективности теплофикации рассмотрим преимущества и недостатки указанных выше методик и показателей.

Коэффициент использования теплоты топлива (КИТ)

КИТ вычисляют по следующей формуле:

$$\eta_{\text{кит}} = \frac{\mathcal{E} + Q_{\text{от}}}{B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}} \quad (1)$$

или отдельно по каждому виду продукции из (1):

$$\eta_{\text{кит}} = \eta_{\text{кит}}^{\text{э}} + \eta_{\text{кит}}^{\text{т}} = \frac{\mathcal{E}}{B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}} + \frac{Q_{\text{от}}}{B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}, \quad (2)$$

по аналогии с КПД КИТ вычисляют электрический КПД:

$$\eta_{\text{эл}} = \frac{\mathcal{E}}{B \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}} - Q_{\text{от}}}. \quad (3)$$

Здесь $Q_{\text{от}} = Q_{\text{т}} + Q_{\text{роу}}$, \mathcal{E} , $Q_{\text{от}}$, $Q_{\text{роу}}$ – электроэнергия и теплота, отпущенная потребителю, из отборов турбин, от котла через РОУ; B – расход топлива, сожженного на ТЭЦ; $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ – теплота сгорания топлива; $\eta_{\text{кит}}^{\text{э}}$, $\eta_{\text{кит}}^{\text{т}}$ – КИТ по выработке электроэнергии и теплоты, $\eta_{\text{эл}}$ – электрический КПД.

Преимущества КПД КИТ:

1. Простейшее вычисление показателя в результате деления затраченного топлива на ТЭЦ на электроэнергию и тепло.

2. Применяется для оценки эффективности любых комбинированных энергетических установок (ТЭЦ, ПГУ-ТЭЦ, ДВС, ГПА).

3. По КИТ получен высокий показатель эффективности для любых установок порядка 0,8–0,95. Он может быть больше 100% по «синергетическому» эффекту, например, для ТЭЦ с ТНУ, топливных угольно-кислородных элементов и т.д.

Недостатки КПД КИТ:

1. Не учитывает качество теплоты от ТЭЦ, отпускаемой потребителю, согласно второму закону термодинамики.

2. Не отражает термодинамическую сущность теплофикации, так как КИТ возрастает при отпуске теплоты от котла через РОУ без производства электроэнергии.

3. Не зависит от типа, мощности, основных параметров цикла энергетических установок.

4. Позволяет повесить эффективность комбинированных установок с КПД выше 100%.

При переменных режимах отпуска электроэнергии и теплоты от ТЭЦ и дополнительной производительности котла возможен отпуск теплоты (пара) от котла через РОУ потребителю с повышением КПД КИТ, следовательно, это положение приводит к абсурдному выводу о неэффективности комбинированного производства электроэнергии на ТЭЦ.

Расчет показателей $\eta_{\text{КИТ}}^{\circ}$, $\eta_{\text{КИТ}}^{\text{T}}$ по формуле (2), полученных из формулы (1), не соответствует реальным показателям действующих ТЭЦ, а КПД по электроэнергии $\eta_{\text{эл}}$ по формуле (3) не учитывает качество тепловой энергии, согласно второму закону термодинамики, и приводит к ошибочным результатам.

Следовательно, эти показатели явно непригодны для оценки совершенствования циклов ТЭЦ и недостаточны для оценки эффективности действующих ТЭЦ [1]. Эти выводы подтверждены детальными расчетами показателей $\eta_{\text{КИТ}}^{\circ}$, $\eta_{\text{эл}}$, $\eta_{\text{КИТ}}^{\circ}$, $\eta_{\text{КИТ}}^{\text{T}}$ [2–4]. По этим ошибочным показателям $\eta_{\text{КИТ}}$ и $\eta_{\text{эл}}$ некоторые специалисты-теплоэнергетики планируют стратегию развития энергетики России, регионов и городов, завышая эффективность теплофикации.

Показатели физического метода КПД $\eta_{\text{эф}}$, КПД $\eta_{\text{тф}}$, $v_{\text{эфт}}$, $v_{\text{эфк}}$ и $v_{\text{тф}}$, а также $u_{\text{тф}}$

Физический метод является разновидностью энтальпийного метода, в котором отказались от единого показателя КПД КИТ и для оценки ТЭП применяли различные показатели по производству электроэнергии и теплоты:

$$1. \text{Электрический КПД брутто } \eta_{\text{эф}} = \frac{\mathcal{E}}{B_{\text{э}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}}. \quad (4)$$

$$2. \text{Тепловой КПД } \eta_{\text{тф}} = \frac{Q_{\text{от}}}{B_{\text{т}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{п}}} = \eta_{\text{ка}}. \quad (5)$$

3. Удельный расход топлива на кВт·ч по теплофикационному режиму:

$$v_{\text{эфт}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{мг}}}, \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}. \quad (6)$$

4. Удельный расход топлива на кВт·ч по конденсационному режиму:

$$v_{\text{эфк}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{ка}} \cdot \eta_{\text{тп}} \cdot \eta_{\text{г}} \cdot \eta_{\text{от}} \cdot \eta_{\text{мг}}}, \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}. \quad (7)$$

5. Удельный расход условного топлива на выработку теплоты на ТЭЦ:

$$v_{\text{тф}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{ка}}}, \text{ кг/ГДж}, \quad (8)$$

где $v_{\text{э}}$, $v_{\text{т}}$ – расходы топлива на ТЭЦ по производству электроэнергии и теплоты; $\eta_{\text{тп}}$, $\eta_{\text{мг}}$ – КПД тепловых потерь в паропроводах между котельной и машинным залом; электромеханический КПД; 0,123 – количество условного топлива в кг, затраченное на выработку 1 кВт·ч; 34,1 – количество условного топлива в кг, израсходованное на выработку 1 ГДж.

Дополнительно в физическом методе используют показатель удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении:

$$u_{\text{тф}} = \frac{\mathcal{E}_m}{Q_m}, \text{ кВт} \cdot \text{ч/ГДж}, \quad (9)$$

где \mathcal{E}_m – выработка электроэнергии по теплофикационному режиму работы ТЭЦ.

Преимущества физического метода:

1. Удобен в расчетах ТЭП ТЭЦ.
2. Экономия топлива от теплофикации относят на производство электроэнергии.

3. Выработка электроэнергии на тепловом потреблении эффективнее конденсационной выработки примерно в 2 раза.

4. Удельные расходы топлива $v_{\text{эфт}}$ и $v_{\text{тф}}$ зависят от КПД $\eta_{\text{ка}}$ при $\eta_i = 1$ и $\eta_{oi} = 1$ и не зависят от типа установки, мощности, начальных и конечных параметров цикла, а также остаются постоянными на уровне: например, при $\eta_{\text{ка}} = 0,82-0,92$, $\eta_{\text{тп}} = 0,95$, $\eta_{\text{мг}} = 0,98$ получим $v_{\text{эфт}} = 0,144-0,161$ кг/(кВт · ч) и $v_{\text{тф}} = 41,6-37$ кг/ГДж (174,2–155 кг/Гкал).

Недостатки физического метода следующие.

1. Отпуск теплоты потребителям условно осуществляется от котла, а не из отборов турбогенератора, что приводит к завышению эффективности выработки электроэнергии на тепловом потреблении по сравнению с конденсационной выработкой.

2. Метод не стимулирует эффективность снижения расхода теплоты у потребителя, так как чем больше отпуск теплоты от ТЭЦ, тем значительней экономия топлива от производства электроэнергии на тепловом потреблении.

3. Удельный расход топлива на производство электроэнергии $v_{\text{эфт}}$ зависит в основном от КПД котла ($\eta_{\text{ка}}$), что приводит к неверному эффекту, так как котел не может вырабатывать электроэнергию в цикле ТЭЦ.

4. Метод оправдывает эффективность ТЭЦ малой мощности на низкие начальные параметры пара в сравнении с КЭС большой мощности на закритические параметры пара (феномен $v_{\text{эфт}} = 0,160$ кг/(кВт · ч)).

В дополнение к физическому методу при расчетах ТЭП ТЭЦ используют показатель удельной выработки электроэнергии на тепловом потреблении $u_{\text{тф}}$, в числителе которого находится эксергия электроэнергии, а в знаменателе низкопотенциальная теплота, отпускаемая потребителю, что противоречит второму закону термодинамики.

Преимущества показателя $u_{\text{тф}}$:

1. Он удобен в расчетах эффективности противодавленческих турбин ТЭЦ и турбин, работающих без конденсаторов по теплофикационному режиму.

2. Показатель $u_{\text{тф}}$ зависит как от величины выработки электроэнергии и теплоты, так и от начальных и конечных (противодавления) пара-

метров цикла, а также параметров и величины теплоносителя, возвращаемого от потребителя.

Недостатки показателя $u_{тф}$:

1. Показатель $u_{тф}$ не учитывает конденсационной выработки электроэнергии на ТЭЦ.

2. Величина $u_{тф}$ не может оценить экономию (перерасход) топлива по отпуску теплоты потребителю от ТЭЦ по сравнению с отдельной схемой.

3. Для турбин с промышленными отборами $u_{тф}$ зависит от доли возврата конденсата и его температуры с учетом технологических процессов производства и систем пароснабжения, не связанных с источником.

4. Для турбин с отопительными отборами $u_{тф}$ подчинено доле и температуре обратной сетевой воды, которые зависят не от ТЭЦ, а от режимов работы систем теплоснабжения.

5. Значение показателя $u_{тф}$ резко изменяется при различных режимах работы действующих ТЭЦ и систем теплоснабжения.

Учитывая вышесказанное, следует отказаться от показателей энтальпийного метода как не отражающего реальной оценки эффективности работы действующих и проектируемых ТЭЦ.

Показатели метода энергоценности отборного пара фирмы ОРГРЭС

По методу ОРГРЭС экономия топлива от теплофикации равномерно распределяется на электроэнергию и теплоту, отпускаемую из отборов турбин.

Метод ОРГРЭС имеет три показателя ТЭП:

1. Электрический КПД брутто $\eta_{эо} = \frac{\mathcal{E}}{B_{э} \cdot Q_{п}^p}$. (10)

2. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии:

$$v_{эо} = \frac{0,123}{\eta_{эо}}, \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}. \quad (11)$$

3. Удельный расход топлива на выработку теплоты:

$$v_{то} = \frac{B_{т}}{Q_{т}}, \text{ кг/ГДж}. \quad (12)$$

Преимущества метода:

1. Длительный период его использования для расчета ТЭП действующих ТЭЦ имеет положительные результаты.

2. Позволил устранить недостатки расчетов ТЭП по энтальпийному методу ($\eta_{кит}$, $\eta_{эф}$, $v_{эф}$, $v_{тф}$ и т.д.).

3. Устранил недостатки оценки эффективности выработки электроэнергии по теплофикационному режиму (феномен $v_{эфт} = 0,160 \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}$) для ТЭЦ малой мощности на низкие начальные параметры пара.

Недостатки метода:

1. Приближенный расчет коэффициента энергоценности отборного пара турбин ТЭЦ.

2. Равномерное распределение экономии топлива на электроэнергию и теплоту.

В 2002 г. был разработан метод фирмы ОРГРЭС 2, по которому экономия топлива от теплофикации распределяется на теплоту и расчеты удельных расходов топлива на продукцию ТЭЦ ($V_{\text{во}}$, $V_{\text{то}}$) оказываются близкими к рассчитанным по эксергетическому методу.

Показатели эксергетического метода

Эксергетический метод широко применяется для анализа эффективности любых энергетических установок.

1. Эксергетический КПД для любой системы и энергетической установки в общем виде запишется так:

$$\eta_{\text{ex}} = \sum \frac{E''}{E'} = \frac{\sum E' - \sum \Delta E}{\sum E'} = 1 - \frac{\sum \Delta E}{\sum E'}, \quad (13)$$

где $\sum E'$, $\sum E''$ – суммарные затраты эксергии на входе и выходе системы, $\sum \Delta E$ – суммарные эксергетические потери в системе или в любой части.

2. Эксергетический КПД ТЭЦ рассчитывается по формуле

$$\eta_{\text{ex}} = \frac{\sum E_N + \sum E_T}{\sum E_{\text{топ}}} = \frac{\Theta + Q_{\text{от}} \tau_{\text{ex}}}{BQ_{\text{H}}^{\text{P}}}, \quad (14)$$

где $\sum E_N$, $\sum E_T$, $\sum E_{\text{топ}}$ – суммарная эксергия электроэнергии, теплоты и топлива, сожженного на ТЭЦ; $\tau_{\text{ex}} = 1 - \frac{T_{\text{о}}}{T_{\text{отб}}}$ – коэффициент идеального

цикла Карно; $T_{\text{о}}$, $T_{\text{отб}}$ – абсолютная температура окружающей среды и средняя температура отбираемого пара соответственно.

К недостаткам расчета η_{ex} по формуле (14) относят отсутствие учета эксергетических потерь ($\sum \Delta E$) во всех установках ТЭЦ. Поэтому расчет эксергетических потерь

$$\sum \Delta E = \Delta E_{\text{к}} + \Delta E_{\text{тур}} + \Delta E_{\text{пн}} + \Delta E_{\text{сн}} + \Delta E_{\text{рег}} + \Delta E_{\text{сп}} \text{ и др.}$$

значительно усложняет процесс расчета ТЭП для действующих ТЭЦ (здесь индексы у потерь ΔE обозначают: к – котел, тур – турбина, пн, сн – питательные и сетевые насосы, рег – подогреватели питательной воды, сп – сетевые подогреватели).

В 1994–1998 гг. специалисты-энергетики предприняли попытку внедрить эксергетический метод для оценки ТЭП ТЭЦ, но, к сожалению, рекомендации специалистов не были приняты.

Показатели раздельной схемы (КЭС, РК)

Расчеты показателей ТЭП КЭС и РК, вырабатывающих электроэнергию и теплоту раздельно, оценивают по следующим формулам.

1. Электрический КПД брутто КЭС оценивают по эксергетическому методу:

$$\eta_{\text{кэс}} = \frac{E_N}{E_{\text{топ}}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{кэс}}}{B_{\text{кэс}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}. \quad (15)$$

2. Удельный расход топлива по производству электроэнергии:

$$B_{\text{кэс}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{кэс}}}, \text{ кг/(кВт} \cdot \text{ч)}. \quad (16)$$

3. Тепловой КПД брутто районной котельной (РК) оценивают по энтальпийному методу:

$$\eta_{\text{рк}} = \frac{Q_{\text{от}}}{B_{\text{рк}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{p}}}, \quad (17)$$

где $B_{\text{кэс}}$, $B_{\text{рк}}$ – топливо, сожженное на КЭС и РК.

4. Удельный расход топлива – по производству теплоты:

$$B_{\text{рк}} = \frac{34,1}{\eta_{\text{рк}}}, \text{ кг/ГДж}. \quad (18)$$

КПД современных КЭС большой мощности находится на уровне 35–50%, а КПД районной котельной на уровне 0,8–0,95 в зависимости от вида сжигаемого топлива.

Расчет КПД котлов по эксергетическому методу с учетом потерь от необратимости горения топлива, тепломассообмена, дросселирования, смешения оценивается на уровне не более 20–50%.

В то же время различные специалисты-энергетики для мелких котлов типа крышных, подвальных, модульных, квартирных и т.д. принимают КПД котлов более 100%, несмотря на огромный перерасход топлива при их эксплуатации и загрязнение окружающей среды.

Для повышения эффективности теплофикации по производству электроэнергии и теплоты необходимо внедрять ТЭЦ с вытеснением мелких котельных. Сейчас в России мелкие котельные внедряют в зонах централизованного теплоснабжения.

В связи с заменой физического метода по расчету ТЭП ТЭЦ на метод фирмы ОРГРЭС отпадает искусственное разделение производства электроэнергии по теплофикационному и конденсационному режимам, а современные показатели ТЭЦ оценивают по общему объему выработки электроэнергии и отпущенной теплоты. Поэтому экономии топлива от теплофикации можно считать по формуле

$$\Delta B = \Xi (B_{\text{кэс}} - B_{\text{эо}}) + Q_{\text{от}} (B_{\text{рк}} - B_{\text{то}}) - \delta B_{\text{пот}} \quad (19)$$

где $B_{\text{эо}}$, $B_{\text{то}}$ – удельные расходы топлива на продукцию ТЭЦ, рассчитанные по методу фирмы ОРГРЭС; $\delta B_{\text{пот}}$ – потери топлива (теплоты) в тепловых сетях с учетом потерь в электросетях.

В этом случае для турбин любых типов, различных мощностей и начальных параметров пара на ТЭЦ удельные расходы топлива на 1 кВт · ч могут быть как меньше или равны, так и больше удельных расходов топлива на 1 кВт · ч на КЭС. По производству теплоты удельные расходы топлива на 1 ГДж/ч на ТЭЦ будут меньше удельных расходов топлива на 1 ГДж/ч в РК, потому что в методе ОРГРЭС оценивается отпуск теплоты из отборов турбин, а не от котлов, как это делалось по физическому методу.

Все ТЭЦ малой мощности на низкие начальные параметры пара ($P_0 = 3,5$ МПа, $t_0 = 435^\circ\text{C}$) дают не экономию, а перерасход топлива от теплофикации.

Основой современной парадигмы теплофикации является оценка ТЭП ТЭЦ по методу фирмы ОРГРЭС 2 и эксергетическому методу при ликвидации расчетов ТЭП по энтальпийному методу, включая КПД КИТ, показателям физического метода, а также удельной выработке электроэнергии на тепловом потреблении.

Выводы

1. Современная парадигма теплофикации базируется на оценке термодинамической эффективности ТЭЦ с помощью метода энергоценности отборов турбин фирмы ОРГРЭС и в перспективе на основе эксергетического метода.

2. Применение энтальпийного метода с оценкой показателей ТЭП ТЭЦ с коэффициентом использования теплоты топлива и показателей физического метода приводит к ошибочным результатам стратегии развития теплофикации в России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Хлебалин Ю. М.* Термодинамическая эффективность паро- и газотурбинных установок // Промышленная энергетика. 2007. № 3.
2. *Астахов Н. Л.* О методах распределения расходов топлива ТЭЦ между электроэнергией и теплом // Энергетик. 2002. № 11.
3. *Астахов Н. Л.* Коэффициент использования теплоты топлива // Энергетик. 2004. № 3.
4. *Киселев Г. П., Астахов Н. Л.* О тепловой эффективности теплоэлектроцентралей // Энергетик. 2006. № 3.

МЕТОДЫ СИСТЕМОГО АНАЛИЗА ЖИВУЧЕСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ СЛОЖНЫХ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ С УЧЕТОМ ИНТЕГРИРОВАННОГО РИСКА

П. А. Козлитин, А. М. Козлитин

Саратовский государственный технический университет

Топливо-энергетический комплекс является важнейшей структурной составляющей экономики России, одним из ключевых факторов обеспечения функционирования производительных сил и жизнедеятельности населения страны. Он включает ряд взаимосвязанных, но различных по своей сущности систем: электроэнергетическую, газоснабжения, нефтеснабжения, теплоснабжения и ядерно-энергетическую. Наибольшее внимание сейчас уделяется обеспечению безопасности ядерной энергетики, исследуются проблемы безопасности систем электроэнергетики, газо- и нефтеснабжения. Менее изучена проблема живучести и безопасности систем теплоснабжения [1].

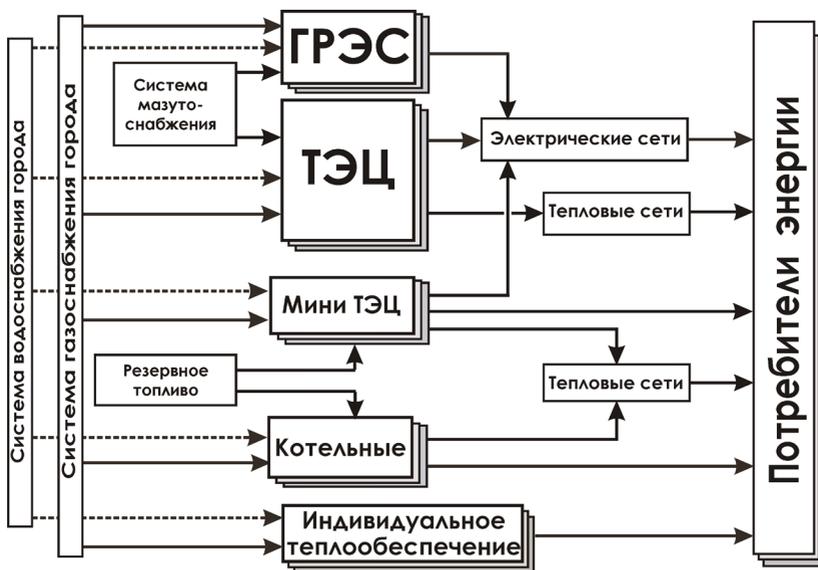


Рис. 1. Теплоэнергетическая система современного промышленного города

Сложная энергетическая система современного крупного промышленного города объединяет, интегрирует в себе большое число независимых производителей и потребителей электрической, тепловой, комбинированной энергии, включающих комплекс ТЭЦ, ГРЭС и котельных, а также систему обеспечения различными видами топлива и систему водоснабжения (рис. 1).

Для большинства городов и населенных пунктов Российской Федерации важной составляющей энергетической системы являются теплогенерирующие объекты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей в период низких температур наружного воздуха. Основным компонентом централизованной системы теплоснабжения стали теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), которые отнесены к потенциально опасным объектам по ряду признаков, сформулированных в Федеральном законе № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». В соответствии с Федеральным законом № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте» теплоэлектроцентрали должны быть застрахованы. Данные требования значительно повышают ответственность собственника за обеспечение безопасных условий эксплуатации ТЭЦ и поиск наиболее рациональных технико-экономических решений по снижению риска аварий и повышению живучести системы теплоснабжения с целью получения предприятием максимума чистой прибыли.

Однако на объектах энергетики, и в частности ТЭЦ, малоисследованным остается вероятность возникновения техногенных аварий (взрывы, пожары, выбросы токсичных веществ, гидродинамическая волна прорыва на резервуарах мазутного хозяйства, разливы горячей воды на теплотрассах) с формированием поражающих воздействий на окружающую среду. Не изучена проблема живучести теплоэнергетических систем в условиях экстремальных динамических воздействий природного и техногенного характера.

В этой связи одной из важных задач становится разработка научных основ системного исследования теплоэнергетической системы во взаимосвязи ее составляющих частей и компонентов с целью повышения ее живучести и безопасности на основе интегрированного риска.

С одной стороны, теплоэнергетическая система – источник техногенной опасности, реализуемой в виде поражающих воздействий на человека, материальные объекты и окружающую среду как на территории энергетического объекта, так и за её пределами от потенциально возможных вредных выбросов, утечки опасных веществ, пожаров, взрывов, повреждений сооружений и зданий и других нарушений.

С другой стороны, это опасность полного или частичного разрушения тепло- и электроснабжения среды обитания, объектов и сфер жизнедеятельности населения как в штатных, так и чрезвычайных ситуациях.

Под живучестью подразумевается способность структурно сложных энергетических систем сохранять основные функции работоспособности или быстро восстанавливать возможность функционирования при неблагоприятных социально-экономических факторах или внешних случайных или преднамеренных техногенных динамических воздействиях и/или экстремальных природных явлениях (промышленных взрывах, пожарах, землетрясениях и т.п.), не предусмотренных заданными штатными условиями применения по назначению. При этом предполагается, что элементы системы в достаточной степени надежны.

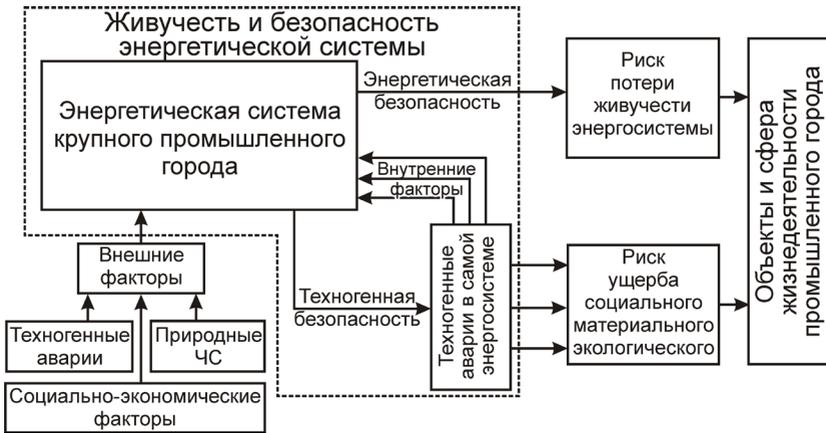


Рис. 2. Факторы потери живучести сложной теплоэнергетической системы

Случайные неблагоприятные динамические воздействия техногенного характера могут быть как внешними по отношению к рассматриваемой сложной энергетической системе, так и связанными с опасностями, внутренне присущими данной энергетической системе и реализуемыми в виде поражающих воздействий на саму систему с возможностью потери ее живучести (рис. 2).

Таким образом, живучесть сложной энергетической системы определяется способностью противостоять следующим трем основным группам случайных динамических воздействий:

- 1) воздействиям, связанным с эксплуатацией самой энергетической системы, обусловленных уровнем ее техногенной безопасности и социально-экономическими процессами в обществе;
- 2) воздействиям, связанным с опасностью техногенных аварий и чрезвычайных ситуаций на потенциально опасных объектах региона;
- 3) воздействиям, связанным с экстремальными природными явлениями.

Основываясь на вышесказанном, рассмотрим методы системного анализа живучести и безопасности теплоснабжения объектов экономики и населения с учетом риска в масштабах единого комплекса, образованного селитебной территорией и теплоэнергетической системой города.

1. Методы оценки эффективности повышения безопасности теплоэнергетических систем с учетом интегрированного риска

В современных условиях хозяйствования важными становятся эффективные, научно обоснованные методы управления рисками и обеспечения живучести и безопасности теплоэнергетических систем крупных городов, основанные на экономических и нормативно-правовых механизмах с учетом интересов всех участников процесса, включая поставщиков, потребителей, управленческие инфраструктуры, страховые компании.

В этом случае для оценки обоснованности принимаемых инженерных или организационно-управленческих решений, направленных на повышение живучести и безопасности объекта, целесообразно использовать метод сравнительной эффективности. Его идея заключается в том, что эффективность принимаемого решения определяется сравнением одновременных инвестиций и ежегодных издержек с соответствующими затратами в альтернативном варианте, в частности, вызванными страхованием на случай аварийных и чрезвычайных ситуаций и обеспечивающими получение одинакового по количеству и качеству эффекта.

С учетом сказанного, используя критерий приведенных затрат $Z_{пр}(\chi)$ в условиях современных рыночных отношений [2, 3], запишем выражение целевой функции $Pr(\chi)$, обосновывающей системную эффективность и целесообразность мероприятий по повышению промышленной и экологической безопасности или оптимального технико-экономического решения в следующем виде:

$$\begin{cases} Pr(\chi) = P_{\Pi}(1 - \gamma_{\Pi})(1 - \xi_{yy}) - Z_{пр}(\chi) \\ Z_{пр}(\chi) = Z_{s}(1 - \gamma_{\Pi})(1 - \xi_{yy}) + Z_{M} + H_{\Sigma} + E_{ин}K + R(Y_{\Sigma}), \end{cases} \quad (1)$$

где P_{Π} – выручка от реализации продукции, руб./год; Z_{s} – ежегодные издержки производства, относимые на себестоимость продукции, руб./год; γ_{Π} – функция, учитывающая систему федеральных, республиканских, региональных и местных налогов; ξ_{yy} – функция, учитывающая условия участия учредителей в распределении прибыли; Z_{M} – материальные и другие затраты, не включаемые в состав себестоимости, руб./год; H_{Σ} – суммарные дополнительные налоги и платежи; $R(Y_{\Sigma})$ – взвешенный по вероятности ущерб, причиненный в результате аварии на объекте, с учетом затрат в энергосистеме, вызванных обеспечением заданного уровня энергоснабжения потребителей, или необходимых компенсационных ме-

роприятий в зависимости от последствий аварийной ситуации, руб./год; K – капитальные вложения в технические системы безопасности, руб.; $E_{\text{ин}}$ – коэффициент приведения разновременных затрат в технические системы безопасности, 1/год.

Целевая функции $Pr(\chi) = f[Z_{\text{пр}}(\chi)]$, являясь функцией переменной χ , представляет собой показатель эффективности системы, достижение максимального значения которого соответствует цели управления – отыскать наиболее рациональное техническое или организационно-управленческое решение по снижению риска аварий при максимальных финансовых результатах – получение предприятием максимума чистой прибыли. В качестве переменной χ могут рассматриваться параметры, определяющие выбранный уровень живучести и безопасности энергосистемы.

Вполне очевидно, что для случая, когда стоимость реализуемой продукции, а также все затраты, налоги и дивиденды, не влияющие на уровень безопасности рассматриваемого варианта, не зависят от параметра χ , целевая функция $Pr(\chi)$ достигает максимума при минимуме приведенных затрат $Z_{\text{пр}}(\chi) = E_{\text{ин}}K + R(Y_{\Sigma})$. Следовательно, прибыль предприятия растет при минимизации затрат на систему промышленной безопасности, при условии ограничений по уровню допустимого риска. При этом среди нескольких рассматриваемых проектов системы промышленной безопасности выбирается проект, удовлетворяющий следующему условию: $Z_{\text{пр}}(\chi) \rightarrow \min$. Изложенный выше подход позволяет произвести расчет оптимальной стоимости системы безопасности.

В реальных условиях при технико-экономическом сравнении вариантов необходимо учитывать фактор времени [3]. В этом случае величина приведенных затрат на систему промышленной безопасности i -го варианта за период функционирования объекта T с учетом фактора дисконтирования рассчитывается по формуле

$$Z_{\text{пр},i}(t) = [E_{\text{ин}} \cdot K_i + R(Y_{\Sigma})_i] + \int_{t=0}^T R(Y_{\Sigma})_i \cdot \exp(-E_{\text{ин}} \cdot t) dt. \quad (2)$$

Для реализации предлагаемого метода технико-экономической оценки промышленной и экологической безопасности высокорисковых объектов, как следует из вышеизложенного, в качестве целевой функции $Pr(\chi)$ рассматривается чистая прибыль предприятия. В качестве управляющей переменной, изменение которой позволило бы отыскать наиболее рациональное техническое или организационно-управленческое решение по промышленной безопасности при максимальных финансовых результатах, нами обоснован [2–5] и используется интегрированный риск $R(Y_{\Sigma})$ – комплексный показатель безопасности, выраженный в едином стоимостном эквиваленте. Предлагаемый подход позволяет оценить реальный риск и возможный ущерб, определить оптимальные расходы на страхование объекта и обеспечение необходимых мер безопасности и живучести системы.

2. Методика расчета интегрированного риска

Интегрированный риск – это комплексная мера опасности сложных технических систем, выраженная в едином стоимостном эквиваленте и объединяющая (интегрирующая) в себе социальную, экологическую и материальную составляющие [2–4]. При определении величины интегрированного риска $R(Y_\Sigma)$ теплоэнергетических систем необходимо учитывать их особенность, связанную с ожидаемым комплексным ущербом от проектных и запроектных аварий [2]. Ожидаемый комплексный ущерб $R(Y_\Sigma)$ теплоэнергетической системы складывается из риска прямого ущерба $R(Y^{np})$ от возможных техногенных аварий в самой системе и риска косвенного ущерба $R(Y^{kc}(\tau))$ от потери живучести системы с нарушением снабжения потребителей теплом и электроэнергией:

$$R(Y_\Sigma) = R(Y^{np}) + R(Y^{kc}(\tau)) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m \sum_{k=1}^{\eta} R_{ij}(E_k) \cdot Y_{ijk}^{np} + \sum_{q=1}^w \sum_{r=1}^{\theta} P_{qr}^{пнк}(S) \cdot Y_{qr}^{kc}(\tau), \quad (3)$$

где $R_{ij}(E_k)$ – потенциальный риск нанесения k -му реципиенту j -й степени поражения вследствие воздействия i -го поражающего фактора при условии возникновения аварийной ситуации на опасном производственном объекте; Y_{ijk}^{np} – прямой ущерб k -му реципиенту вследствие нанесения j -й степени поражения при воздействии i -го поражающего фактора; $P_{qr}^{пнк}(S)$ – вероятность нанесения ущерба r -му реципиенту вследствие потери живучести теплоэнергетической системы при реализации q -й опасности; $Y_{qr}^{kc}(\tau)$ – косвенный ущерб r -му реципиенту вследствие потери живучести теплоэнергетической системы при реализации q -й опасности.

Ожидаемый прямой ущерб $R(Y^{np})$ от возможных техногенных аварий в самой теплоэнергетической системе определяется аддитивностью частных ожидаемых ущербов с учетом вероятности их реализации:

- ожидаемый прямой материальный ущерб $R(Y_M^{np})$ от потерь топлива, оборудования, зданий, сооружений;
- ожидаемый прямой социальный ущерб $R(Y_C^{np})$ в результате гибели или травмирования производственного персонала и населения сельтебной территории;
- ожидаемый прямой экологический ущерб $R(Y_\ominus^{np})$ вследствие сверхлимитного загрязнения экосистем природной среды.

Вероятность реализации каждого из перечисленных видов ожидаемого прямого ущерба определяется надлежащей величиной потенциального риска $R(E_k)$, учитывающего параметрические законы поражения соответственно материальных объектов, человека и экосистем. Математические модели и методы количественной оценки риска прямого ущерба подробно изложены нами в работах [2–4].

Ожидаемый косвенный ущерб $R(Y^{kc}(\tau))$ по причине потери живучести теплоэнергетической системы является функцией времени восста-

новления работоспособности системы и определяется следующими показателями:

1. Риск косвенного ущерба $R(Y_{\text{нз}}^{\text{кв}}(\tau))$ по причине недоотпуска тепловой и электрической энергии потребителям определяется вероятностью потери живучести системы $P^{\text{пж}}(S)$, затратами на необходимые компенсационные мероприятия, вызванными обеспечением заданного уровня энергоснабжения потребителей и временем восстановления работоспособности системы:

$$R(Y_{\text{нз}}^{\text{кв}}(\tau)) = \sum_{q=1}^w P_q^{\text{пж}}(S) \cdot Y_{\text{нз}}^{\text{кв}}(\tau)_q = \sum_{q=1}^w P_q^{\text{пж}}(S) \cdot (3_{\text{уд}}^3 \cdot Q_3 + 3_{\text{уд}}^{\text{т}} \cdot Q_{\text{т}})_q, \quad (4)$$

где $3_{\text{уд}}^3$ – удельные затраты на компенсационные мероприятия для обеспечения потребителей электрической энергией, руб./кВт · ч; $3_{\text{уд}}^{\text{т}}$ – удельные затраты на компенсационные мероприятия для обеспечения потреби-

телей тепловой энергией, руб./МВт · ч; $Q_3 = Q_3^{\text{уст}} \cdot \tau_3$ – недоотпущенная электрическая энергия потребителям за время τ_3 , кВт · ч; $Q_3^{\text{уст}}$ – установленная электрическая мощность для ТЭЦ, кВт; $Q_{\text{т}} = \eta \cdot Q_{\text{т}}^{\text{уст}} \cdot \tau_{\text{т}}$ – недоотпущенная тепловая энергия потребителям за время $\tau_{\text{т}}$, МВт · ч;

$Q_{\text{т}}^{\text{уст}}$ – установленная тепловая мощность для ТЭЦ, Гкал/ч; τ – время, необходимое на восстановление работоспособности станции, ч.

2. Риск косвенного ущерба $R(Y_{\text{сж}}^{\text{кв}}(\tau))$ здоровью и жизни человека (ожидаемое сокращение предстоящей жизни) в результате низкой температуры воздуха в помещениях:

$$\left\{ \begin{array}{l} R(Y_{\text{сж}}^{\text{кв}}(\tau)) = \sum_{q=1}^w R(G)_q \cdot Y_{\text{сж}}^{\text{кв}}(\tau)_q; \\ R(G)_q = P_q^{\text{пж}}(S) \cdot P(G/S); \\ Y_{\text{сж}}^{\text{кв}}(\tau)_q = \begin{cases} 0 & \text{if } \tau < \beta \\ K_t(\tau) \cdot N \cdot \left(\text{ЦСЖ} + \sum_{s=1}^{\omega} \chi_s \cdot 3_s^{\text{п}} \right) & \text{if } \tau \geq \beta, \end{cases} \end{array} \right. \quad (5)$$

где $P_q^{\text{пж}}(S)$ – вероятность потери живучести системы при реализации q -й опасности (определяется деревом отказов теплоэнергетической системы (рис. 3); $R(G)_q$ – риск сокращения предстоящей жизни человека за время стояния экстремально низких температур наружного воздуха при условии потери живучести системы теплоснабжения вследствие реализации q -й опасности; $P(G/S)$ – условная вероятность сокращения предстоящей

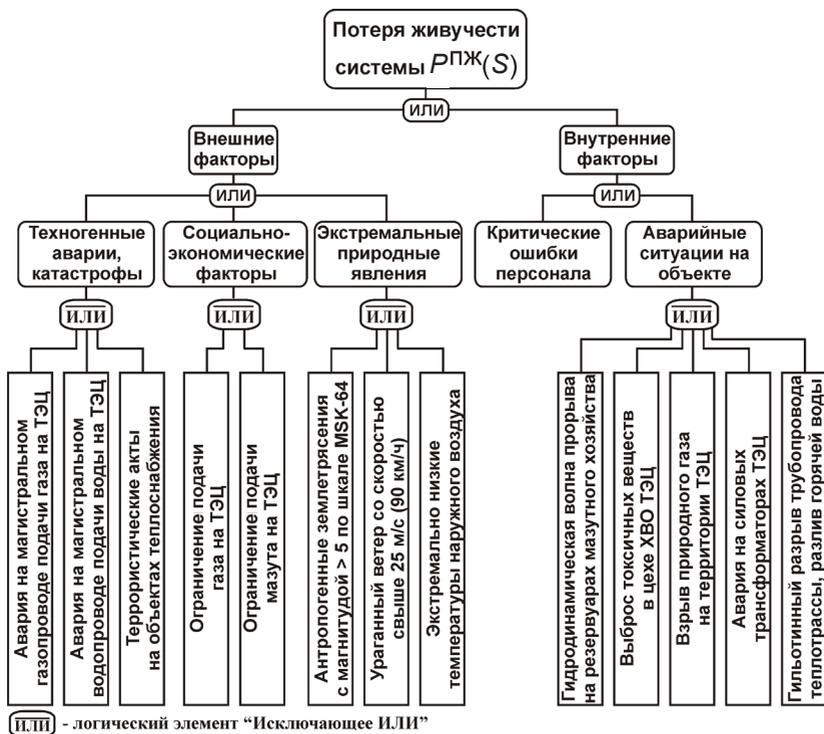


Рис. 3. Дерево отказов теплоэнергетической системы

жизни человека; τ – время, прошедшее после аварии; β – коэффициент тепловой аккумуляции жилых зданий ($\beta = 54$ ч); $K_s(\tau)$ – взвешивающий коэффициент, сопоставляющий ущерб здоровью человека, связанный со снижением температуры воздуха в жилых помещениях, в функции времени; N – число людей, оставшихся без теплоснабжения; ЦСЖ – цена жизни человека; χ_s – взвешивающий коэффициент, сопоставляющий s -ю степень поражения (нетрудоспособность, серьезная травма, травмы средней и легкой тяжести) с летальным исходом; Z_s^{TP} – затраты на восстановление трудоспособности индивидуума с s -й степенью поражения.

Предлагаемый подход позволяет оценить ожидаемый комплексный ущерб – интегрированный риск реальной теплоэнергетической системы, определить оптимальные расходы на страхование объекта и обеспечение необходимых мер безопасности и живучести системы с учетом ожидаемого прямого ущерба от возможных техногенных аварий в самой системе и ожидаемого косвенного ущерба по причине недоотпуска тепловой

энергии потребителям и потери здоровья и жизни человека из-за необеспечения минимально допустимой температуры воздуха в отапливаемых помещениях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Попырин Л. С.* Природно-техногенные аварии в системах теплоснабжения // Вестн. РАН. 2000. Т. 70. № 7. С. 604–610.
2. *Козлитин П. А., Козлитин А. М.* Теоретические основы и методы системного анализа промышленной безопасности объектов теплоэнергетики с учетом риска. Саратов : СГТУ, 2009. 156 с.
3. *Козлитин П. А., Козлитин А. М.* Теоретические подходы и практика риск-анализа энергетических систем и комплексов // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса : сб. науч. трудов. Вып. 5. Материалы междунар. науч. конф. «Современные научно-технические проблемы теплоэнергетики и пути их решения». Саратов : Изд-во Сарат. ун-та, 2008. С. 176–182.
4. *Козлитин А. М.* Теория и методы анализа риска сложных технических систем. Саратов : СГТУ, 2009. 200 с.

УДК 629.9:621.311

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗВИТИЯ ВОДОРОДНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА АЭС ДЛЯ ПОКРЫТИЯ ПИКОВЫХ НАГРУЗОК*

Р. З. Аминов, А. Ф. Шкрет, М. В. Гариевский

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

В соответствии с «Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2020 года» основные вводы мощностей на атомных электростанциях (74%) предусматриваются в европейской части страны [1].

Характерной особенностью использования АЭС является их работа в базисной части графика нагрузки. Существенно более низкая топливная составляющая на АЭС выдвигает требования максимально возможного снижения расхода органического топлива на тепловых электростанциях.

Графики электрической нагрузки электропотребления ОЭС европейской части страны отличаются значительной неравномерностью (рис. 1) [2]. Суточная неравномерность колеблется от 16 до 30% максимальной нагрузки, пиковая нагрузка составляет $2\div 11\%$, внепиковая нагрузка (равная полупиковому диапазону регулирования нагрузки) – $10\div 27\%$, недельная неравномерность – $5\div 15\%$. Продолжительность ночного снижения нагрузки составляет зимой $5\div 8$ ч/сут, летом – $5\div 10$ ч/сут, а использование

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

пиковой нагрузки колеблется от 4 до 6 ч/сут. Например, в зимний рабочий день 2009 г. снижение нагрузки в полупиковой зоне графика в целом европейской части страны составило более 17 млн кВт, а годовой объем не выработанной внепиковой электроэнергии составил 34 млрд кВт · ч.

Значительная суточная и недельная неравномерность электропотребления в ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга и планируемое существенное увеличение доли атомных электростанций в структуре генерирующих источников региона неизбежно вызовут трудности в регулировании мощности в энергосистеме.

Одним из вариантов решения этой задачи является выравнивание суточных графиков нагрузки за счет использования внепиковой электроэнергии потребителями-регуляторами.

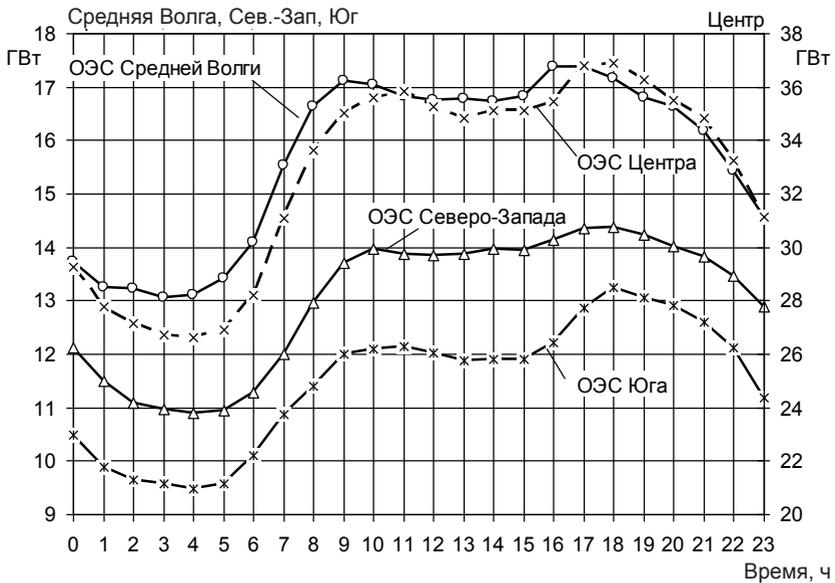


Рис. 1. Суточные графики нагрузки электропотребления по отдельным ОЭС европейской части России при прохождении годового максимума нагрузки потребления ЕЭС России (17.12.2009 г.)

В качестве таких потребителей-регуляторов для условий обеспечения базовой нагрузкой АЭС и покрытия пиковых нагрузок можно использовать следующие технологии:

- гидроаккумулирование в часы ночного провала нагрузки и покрытие пиковых нагрузок от ГАЭС;
- электролиз воды и производство водорода, кислорода с последующим использованием их для производства пиковой электроэнергии

в электрохимических генераторах или в цикле влажно-паровых АЭС с целью перегрева свежего пара и выработки дополнительной (пиковой) мощности.

Покрытие пиковых нагрузок обычно рассматривается как часть проблемы оптимизации структуры генерирующих мощностей на основе технико-экономического анализа с учетом рационального участия электростанций различных типов в покрытии графика нагрузок.

В данном случае ставится задача провести оценку сравнительной эффективности производства пиковой электроэнергии для различных вариантов обеспечения базовой нагрузки АЭС за счет выравнивания суточных графиков электрической нагрузки.

Сравнительная эффективность вариантов обеспечения базовой нагрузкой вновь сооружаемых АЭС рассматривалась для следующих условий.

Необходимо обеспечить базовой нагрузкой 50% номинальной мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000, т.е. 500 МВт, в часы ночного провала суточного графика электрической нагрузки. Другая половина мощности энергоблока по условиям задачи обеспечивалась базовой нагрузкой энергосистемы. Следовательно, для обеспечения базовой нагрузки АЭС рассматривались и сравнивались варианты использования внепиковой электроэнергии в часы ночного снижения нагрузки, например, для ГАЭС насосный режим работы или для электролиза воды – получения водорода и кислорода (рис. 2).

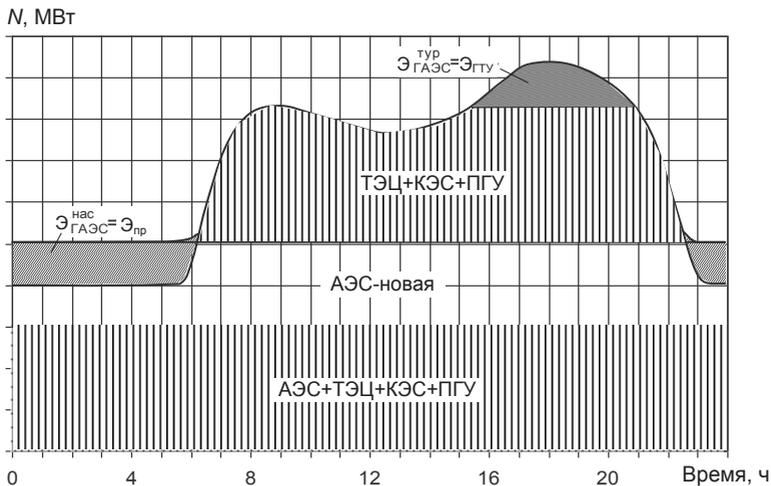


Рис. 2. Схематическая структура покрытия суточного графика электрической нагрузки и обеспечение базовой нагрузки АЭС

В качестве критерия экономического сравнения и выбора эффективного варианта можно использовать суммарные или удельные дисконтированные затраты на полезно отпущенную пиковую электроэнергию за рассматриваемый расчетный срок в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования [3]. Причем все затраты, включая капиталовложения за весь срок строительства, дисконтировались и все варианты приведены к равному энергетическому эффекту.

Учитывались следующие затраты, отнесенные на пиковую электроэнергию.

1. В варианте «ГАЭС» учитывались затраты на сооружение и постоянные эксплуатационные издержки по ГАЭС, а также затраты на потребляемую электроэнергию от АЭС, работающую в базовом режиме.

2. В варианте электрохимического водородного цикла «ЭХВЦ» – затраты на электролиз воды за счет электроэнергии от АЭС, работающей в базовом режиме, компремирование и временное хранение водорода и кислорода, электрохимический генератор (топливные элементы) для получения пиковой мощности.

3. В варианте пароводородного цикла «ПВЦ» на АЭС с перегревом свежего пара – затраты на электролиз воды за счет электроэнергии от АЭС, компремирование и временное хранение водорода и кислорода, использование водородного топлива в цикле влажно-паровых АЭС с целью перегрева свежего пара и выработки дополнительной (пиковой) мощности.

Данный вариант предусматривает возможность установки на энергоблоке АЭС специальной турбины, позволяющей существенно повысить её мощность, а также отдельной сателитной турбины. Различие их будет заключаться в величине КПД цикла и других затратах.

Для сравнения дополнительно рассмотрен вариант, когда разгружается сама АЭС, а пиковую мощность покрывает ГТУ – вариант «АЭС с разгрузкой + ГТУ». В данном варианте в затраты на пиковую электроэнергию включены затраты на сооружение и функционирование ГТУ и ухудшение показателей АЭС при работе с разгрузкой в часы ночного провала нагрузки по сравнению с вариантом её работы в базовом режиме при одинаковом полезном отпуске электроэнергии в энергосистему.

Исходная информация

В качестве исходной информации для оценки сравнительной эффективности вариантов используются технико-экономические показатели генерирующих источников и условия их функционирования. Укрупненные технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов приведены в таблице и определялись с использованием данных [4–9].

Удельные капиталовложения в гидроаккумулирующие электростанции принимались в диапазоне от 1500 до 2000 долл./кВт мощности в генераторном режиме, а КПД аккумулирования 75% [4–6].

Удельные капиталовложения в электролизные установки, компримирование и временное хранение водорода и кислорода оценивались в 770 долл./кВт в настоящее время, а в перспективе могут снизиться до 180 долл./кВт. КПД аккумулирования такого комплекса может возрасти с 54 до 68%, причем КПД электролизеров принимался 60% в настоящее время и 75% – на перспективу.

Удельные капвложения в топливные элементы варьировались в пределах от 1500 до 700 дол/кВт, а КПД электрохимического генератора – от 40 до 70%.

В целом КПД электрохимического водородного цикла (ЭХВЦ) использования внепиковой электроэнергии оценивался в диапазоне от 20% в настоящее время до 47% на перспективу, удельные капвложения от 4500 до 1000 долл./кВт.

Исходная информация для расчетов

Тип электростанции, источника	Оборудование	$k_{уд}$, долл./кВт	Срок строительства, лет	η_n , %
АЭС – база	ВВЭР-1000	2000	6	31,8
ГТУ– пик.	ГТД-110 «Сагурн»	400–500	2	30,9
ГАЭС	Обратимые гидроагрегаты –200	1500–2000*	4	75
Электролиз и хранение	Электролизёры + компрессоры + емкости для H_2 и O_2	770–180	1	54–68
ЭХВЦ	Электролизёры + компрессоры + емкости для H_2 и O_2 + электрохимические генераторы	4500–1000*	2	20–45
ПВЦ с перегревом пара	Электролизёры + компрессоры + емкости для H_2 и O_2 + парогенератор + новая турбина	1900–700*	2	25–40

* На 1 кВт пиковой мощности.

КПД пароводородного цикла (ПВЦ) (электролиз воды, компримирование и временное хранение водорода и кислорода, использование водородного топлива для перегрева свежего пара АЭС и получение дополнительной пиковой мощности) оценивается в пределах 25–40%, а удельные капвложения в пиковую мощность – 1900–700 долл./кВт.

Стоимость газообразного топлива на рассматриваемую перспективу в 25 лет принималась по конкурентной цене, иногда она называется внутренней ценой, равновесной с мировыми ценами. Внутренняя цена на природный газ, равновесная с мировыми ценами, для европейской части страны равняется его цене на границе Германии за минусом

транспортных издержек от России до Германии и экспортной таможенной пошлины.

По данным [10], прогнозная цена на газ, экспортируемый в страны Европы, рассчитанная исходя из взаимосвязи цены на нефть и природный газ, за период с 2010 по 2030 г. возрастет с 300 до 720 долл./тыс. м³ при росте стоимости нефти за этот период в 2,4 раза. С учетом транспортных издержек на природный газ от границы России до границы Германии [11] и вывозной таможенной пошлины внутренняя цена на газ в европейской части России, равновесная с мировыми ценами, за период с 2010 по 2030 г. возрастет с 210 до 530 долл./тыс. м³. Средняя дисконтированная равновесная цена на природный газ составляет 287 долл./т у.т.

Динамика минимальной внутренней цены на природный газ и уголь принималась по данным [4] для варианта «3000». Средняя дисконтированная внутренняя цена природного газа составляет соответственно 117 долл./т у.т. и 148 долл./т у.т. Соотношение цен газ/уголь возрастет за рассматриваемый период с 1,8 в 2010 г. до 2,6–2,7 в 2035 г. Соотношение цен газ/ядерное топливо за этот период возрастет соответственно с 6 до 8–10.

Исходя из анализа показателей суточных графиков электрических нагрузок энергосистем, продолжительность снижения внепиковой ночной мощности суточного графика нагрузки принималась 7 ч/сут, использования пиковой мощности – 5,5 ч/сут. Норма дисконта принималась равной 0,1, горизонт расчета – 26 лет.

Результаты оценки сравнительной эффективности вариантов

Оценка затрат на производство пиковой электроэнергии в рассматриваемых технологиях ГАЭС, ЭХВЦ и ПВЦ применительно для условий обеспечения базовой нагрузки АЭС проводилась для двух вариантов затрат на потребляемую электроэнергию от АЭС: по полной её себестоимости и по топливной составляющей затрат на АЭС. В варианте «АЭС-разгрузка + ГТУ» в затраты на пиковую электроэнергию включены прирост затрат на АЭС при работе с разгрузкой в часы ночного провала нагрузки по сравнению с вариантом ее работы в базовом режиме при одинаковом полезном отпуске электроэнергии в энергосистему.

Изменение удельных затрат на производство пиковой электроэнергии различными типами источников в зависимости от удельных капиталовложений в пиковую мощность и варианта учета затрат на внепиковую электроэнергию показано на рис. 3.

Для принятых исходных данных и полных затрат на потребляемую электроэнергию от АЭС диапазон изменения удельных дисконтированных затрат на пиковую электроэнергию составляют:

– на пиковых ГТУ в варианте АЭС-разгрузка + ГТУ ($K_{уд}^{ГТУ} = 400 \div 500$ долл./кВт) – 24,6–25,9 цента/кВт · ч;

- на ГАЭС ($k_{уд}^{гаэс} = 1500 \div 2000$ долл./кВт) – 23,6 ÷ 28,4 цента/кВт · ч;
- на ЭХВЦ при современном уровне КПД (20%) и удельных капиталовложениях (4500 долл./кВт) – 92,4 цента/кВт · ч;
- на ЭХВЦ при перспективном уровне КПД (47%) и удельных капиталовложениях (1000 долл./кВт) – 27,4 цента/кВт · ч;
- на ПВЦ при современном уровне КПД (25%) и удельных капиталовложениях (1900 долл./кВт) – 45,0 цента/кВт · ч;
- на ПВЦ при перспективном уровне КПД (40%) и удельных капиталовложений (700 долл./кВт) – 23,6 цента/кВт · ч.

Следовательно, наименьшие удельные затраты на пиковую электроэнергию имеет вариант ГАЭС при удельных капиталовложениях 1500 долл./кВт (23,6 цента/кВт · ч), при максимальных удельных капиталовложениях в ГАЭС (2000 долл./кВт) наименьшие затраты на пиковую электроэнергию будет иметь вариант «АЭС-разгрузка + ГТУ» – (24,6 ÷ 25,9 цента/кВт · ч).

Водородные технологии на АЭС будут конкурентоспособны с ГАЭС при перспективных уровнях КПД и удельных капиталовложений в эти технологии.

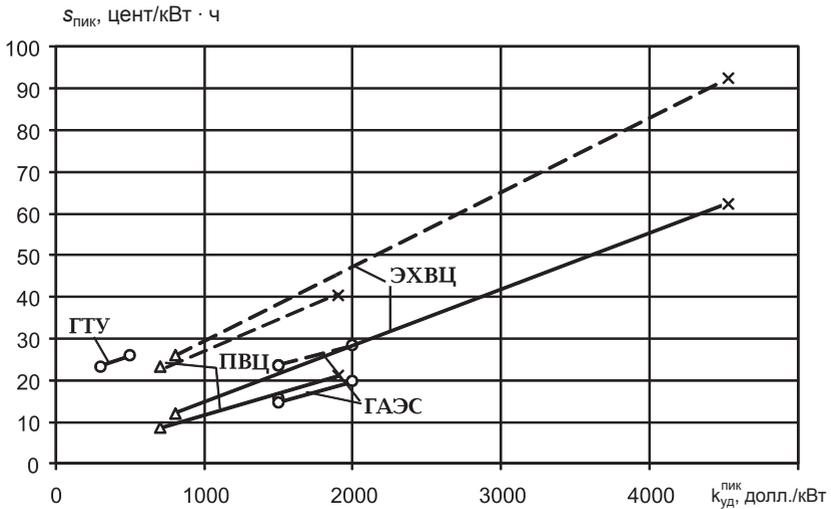


Рис. 3. Изменение удельных затрат на производство пиковой электроэнергии различными типами источников в зависимости от удельных капиталовложений и способа учета затрат на внепиковую электроэнергию: — — — — топливные затраты на внепиковую электроэнергию от АЭС; — — — — полные затраты на внепиковую электроэнергию от АЭС; × — современный уровень; Δ — перспективный уровень

Сравнительная эффективность водородных технологий на АЭС относительно ГАЭС существенно повысится в том случае, если последние

не будут сооружены вблизи атомной станции и вынуждены будут потреблять электроэнергию для зарядки из энергосистемы с учетом сетевой составляющей затрат на электроэнергию.

Проведена оценка сравнительной эффективности размещения пиковой мощности ГТУ, ГАЭС, ЭХВЦ и ПВЦ в различных зонах суточного графика электрической нагрузки при учете полных затрат на электроэнергию от АЭС (рис. 4).

Расчеты показали, что удельные затраты на отпущенную электроэнергию от различных источников с увеличением числа часов использования мощности снижаются, но сравнительная эффективность различных источников практически не меняется, за исключением ГАЭС. Это связано с тем, что при неизменной мощности обратимого гидроагрегата на ГАЭС и постоянном отпуске электроэнергии удельные затраты на её отпуск остаются постоянными. Поэтому мощность ГАЭС в турбинном режиме, производство электроэнергии и её себестоимость остаются постоянными независимо от того, в какой зоне графика они располагаются при условии полной сработки аккумулированной воды. Эта точка зафиксирована расчетной величиной использования мощности ГАЭС в турбинном режиме равном 1613 ч/г (см. рис. 4).

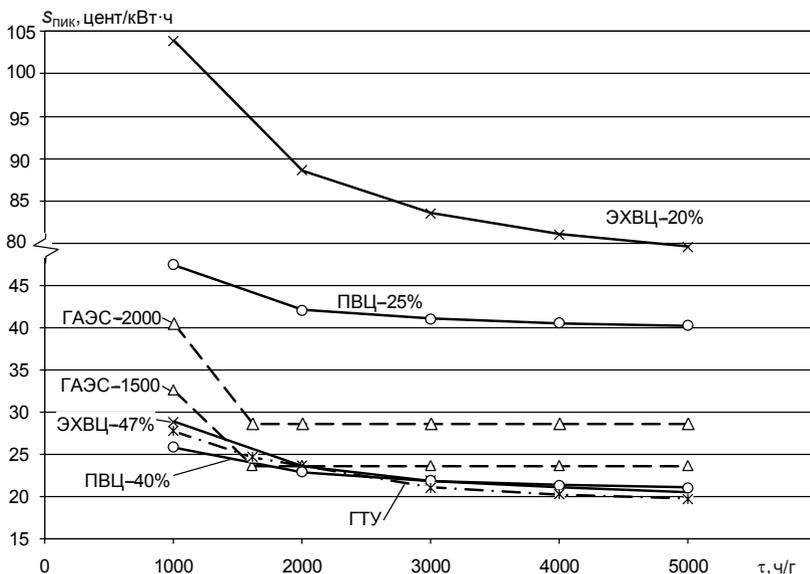


Рис. 4. Изменение затрат на производство пиковой и полупиковой электроэнергии в зависимости от числа часов использования мощности

В целом при покрытии различных зон графика электрической нагрузки эффективность рассматриваемых источников изменяется не существенно.

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Значительная суточная и недельная неравномерность электропотребления в ОЭС Северо-Запада, Центра и Юга и планируемое существенное увеличение доли атомных электростанций в структуре генерирующих мощностей региона, неизбежно вызовут трудности в регулировании мощности.

2. Для эффективного развития и функционирования АЭС в европейской части страны необходимо обеспечение их базовой нагрузкой, в частности, посредством выравнивания суточных графиков нагрузки за счет использования внепиковой электроэнергии потребителями-регуляторами.

3. В качестве потребителей-регуляторов для обеспечения базовой нагрузкой АЭС и покрытия пиковых нагрузок возможно использовать:

– гидроаккумулирование в часы ночного провала нагрузки и покрытие пиковых нагрузок от ГАЭС;

– электролиз воды и производство водорода, кислорода с последующим использованием их для производства пиковой электроэнергии в электрохимических генераторах (ЭХВЦ) или в цикле влажно-паровых АЭС с целью перегрева свежего пара и выработки дополнительной (пиковой) мощности – технология ПВЦ.

4. Проведена оценка затрат на производство пиковой электроэнергии в рассматриваемых технологиях ГТУ, ГАЭС, ЭХВЦ и ПВЦ применительно для условий обеспечения базовой нагрузки АЭС, которая показала:

– наименьшие удельные затраты на пиковую электроэнергию имеет вариант ГАЭС при удельных капиталовложениях в ГАЭС 1500 долл./кВт, при максимальных удельных капвложениях в ГАЭС (2000 долл./кВт) они будут уступать по эффективности варианту «АЭС-разгрузка + ГТУ»;

– водородные технологии на АЭС для производства пиковой электроэнергии будут конкурентоспособны с ГАЭС при перспективных уровнях КПД и удельных капвложениях в эти технологии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Генеральная схема размещения электроэнергетики до 2020 года. Одобрена распоряжением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2008 г. № 215-р, 260 с. URL: <http://www.energo-info.ru/images/pdf/shema.pdf> (дата обращения: 18.02.2011).
2. Индикаторы работы ЕЭС/ОЭС. URL: <http://www.so-ups.ru> (дата обращения : 18.02.2011).
3. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбор для финансирования. М., 1994. 80 с.
4. О целевом видении стратегии развития электроэнергетики России на период до 2030 год / ОИВТ РАН. М., 2007. 136 с.

5. Заработают на дефиците. «Технопромэкспорт» и «ГидроОГК» потеснят «Мосэнерго» на столичном энергетическом рынке // Ведомости. 2007. № 125 (1899). 10 июля.
6. Оценка экономической эффективности ГАЭС в сочетании с АЭС / Е. А. Волкова, В. И. Урманцев, В. С. Шульгина, И. И. Паринов // Электрические станции. 2009. № 6. С. 16–21.
7. Аминов Р. З., Байрамов А. Н., Шацкова О. В. Оценка эффективности водородных циклов на базе внепиковой электроэнергетики АЭС // Теплоэнергетика. 2009. № 11. С. 41–45.
8. Цанев С. В., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М., 2002. 584 с.
9. АЭС с ВВЭР: режимы, характеристики, эффективность / Р. З. Аминов, В. А. Хрусталева, А. С. Духовенский, А. И. Осадчий. М., 1999. 255 с.
10. Эффективность обеспечения базовой нагрузкой АЭС за счет разгрузки тепловых электростанций / Р. З. Аминов, А. Ф. Шкрет, Е. Ю. Бурденкова, М. В. Гариевский // Тр. Академэнерго. 2010. № 1. С. 23–33.
11. *Голоскоков А. Н.* Прогноз цены на нефть и перспективы формирования нового механизма ценообразования на газ // Нефтяное дело. 2010. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Goloskokov/Goloskokov_3.pdf (дата обращения : 18.02.2011).

УДК 621.039:62–622

ОЦЕНКА СИСТЕМНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЭС ПРИ ИХ РАСШИРЕНИИ САТЕЛЛИТНЫМИ ПАРОТУРБИНЫМИ УСТАНОВКАМИ В ИНТЕГРАЦИИ С ВОДОРОДНЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ*

А. Н. Байрамов

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

В соответствии с энергетической стратегией развития России до 2020 г. предусматривается существенное увеличение доли АЭС в энергосистемах европейской части страны. Поскольку АЭС в общей структуре энергосистемы всегда несёт базовую нагрузку, то такая тенденция развития атомной энергетики может создать проблемы ее обеспечения в часы ночного внепикового электропотребления. Это представляет собой актуальную проблему в современных условиях развития энергетики.

Как известно, одним из способов обеспечения АЭС базисной электрической нагрузкой может являться производство водорода и кислорода методом электролиза воды.

Водород и кислород, произведённые в ночные внепиковые часы электропотребления, сжимаются в специальных компрессорных уста-

* Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 09-08-13533 офи-ц).

новках до давления хранения и поступают в соответствующие ёмкости. В дальнейшем водород и кислород могут использоваться в цикле АЭС для дополнительного производства электроэнергии, что способствует повышению эффективности станции [1–3]. При этом водород и кислород могут использоваться для пароводородного перегрева рабочего тела как на основной паротурбинной установке (ПТУ) с возможной её модернизацией (рис. 1), так и на параллельно подключенной к ней сателлитной ПТУ [2] (рис. 2). Работа реактора и парогенератора станции остаются без изменений.

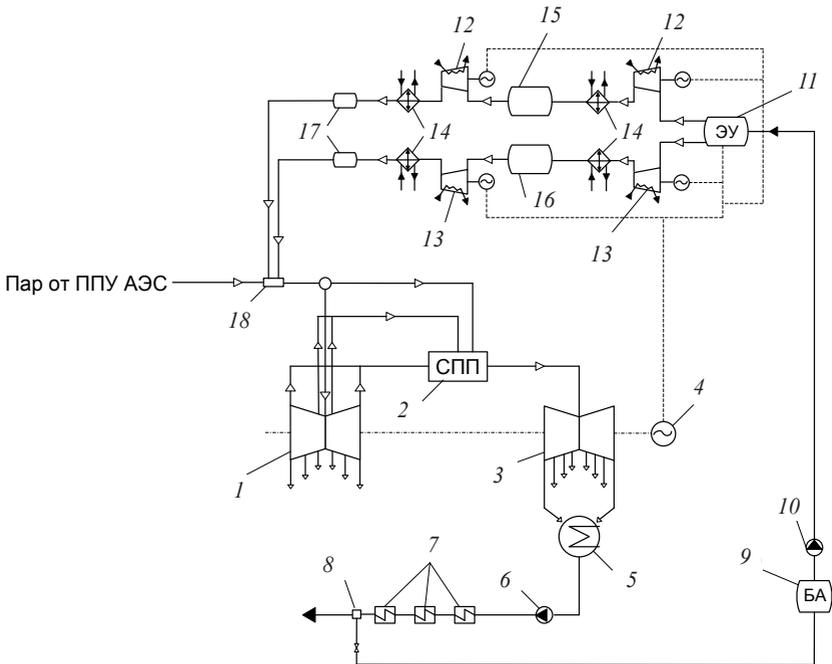


Рис. 1. Принципиальная схема интеграции АЭС с водородным энергетическим комплексом: 1 – цилиндр высокого давления (ЦВД) паровой турбины; 2 – сепаратор пароперегреватель; 3 – цилиндр низкого давления (ЦНД) паровой турбины; 4 – электрический генератор; 5 – конденсатор; 6, 10 – конденсатные насосы; 7 – подогреватели низкого давления; 8 – узел отбора подмешанной доли пара водород-кислородного сжигания; 9 – бак-аккумулятор; 11 – электролизная установка; 12 – дожимные водородные компрессора; 13 – дожимные кислородные компрессора; 14 – концевые охлаждающие теплообменники; 15 – ёмкости хранения водорода; 16 – ёмкости хранения кислорода; 17 – приёмные буферные ёмкости водорода и кислорода; 18 – узел пароводородного перегрева свежего пара паропроизводящей установки АЭС

Вариант использования сателлитной ПТУ может рассматриваться как способ расширения действующих АЭС.

Стратегическим преимуществом расширения действующих АЭС за счёт сателлитной ПТУ по сравнению с модернизацией является меньшее время простоя энергоблока. При модернизации, помимо внедрения водород-кислородной камеры сгорания 17 перед ЦВД, может оказаться необходимой замена турбоагрегата на большую мощность, а также реконструкция промежуточных пароперегревателей и системы регенерации, что сопряжено с весьма длительным характером проведения таких работ. Поэтому вариант модернизации ПТУ АЭС с использованием водородных технологий более предпочтителен при новом проектировании.

Согласно приведенной схеме с сателлитной ПТУ разделение расхода рабочего тела рассмотрено на примере двух равных потоков. Один поток срабатывает в основной ПТУ, другой – в сателлитной ПТУ с пароводородным перегревом. Смешение потоков происходит после подогревателей высокого давления основной ПТУ.

Выработка водорода и кислорода в ночные внепиковые часы электрической нагрузки рассмотрена на примере 40% и 100% использования мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000. Продолжительность ночного внепикового периода электрической нагрузки принята равной 7 ч/сут. Количество часов использования установленной мощности АЭС в году принято равным 7 000 ч/год. Выработка водорода и кислорода предполагается на основе электролизных установок повышенной мощности единичных агрегатов (50 МВт) [3].

В качестве системы хранения водорода и кислорода используются цилиндрические ёмкости со сферическим дном. Давление в ёмкостях меньше, чем давление рабочего тела паротурбинного цикла. За счёт использования дожимных компрессорных установок после ёмкостей хранения давление газов доводится до необходимого. Данная система хранения является наиболее подходящей в условиях суточного цикла производства и хранения водорода и кислорода (период хранения может составлять несколько часов).

В узле пароводородного перегрева окисление водорода происходит первично в нестехиометрическом соотношении и вторично – в стехиометрическом соотношении. Образующийся в процессе такого окисления высокотемпературный водяной пар сначала охлаждается свежим паром, нагревая его, после чего в результате смешения перегревает его.

Пароводородный перегрев рабочего тела сателлитной турбины рассмотрен на примере периода продолжительностью 17 ч/сут и 5 ч/сут для варианта 40% использования мощности энергоблока для производства водорода и кислорода. Для варианта 100%-ного использо-

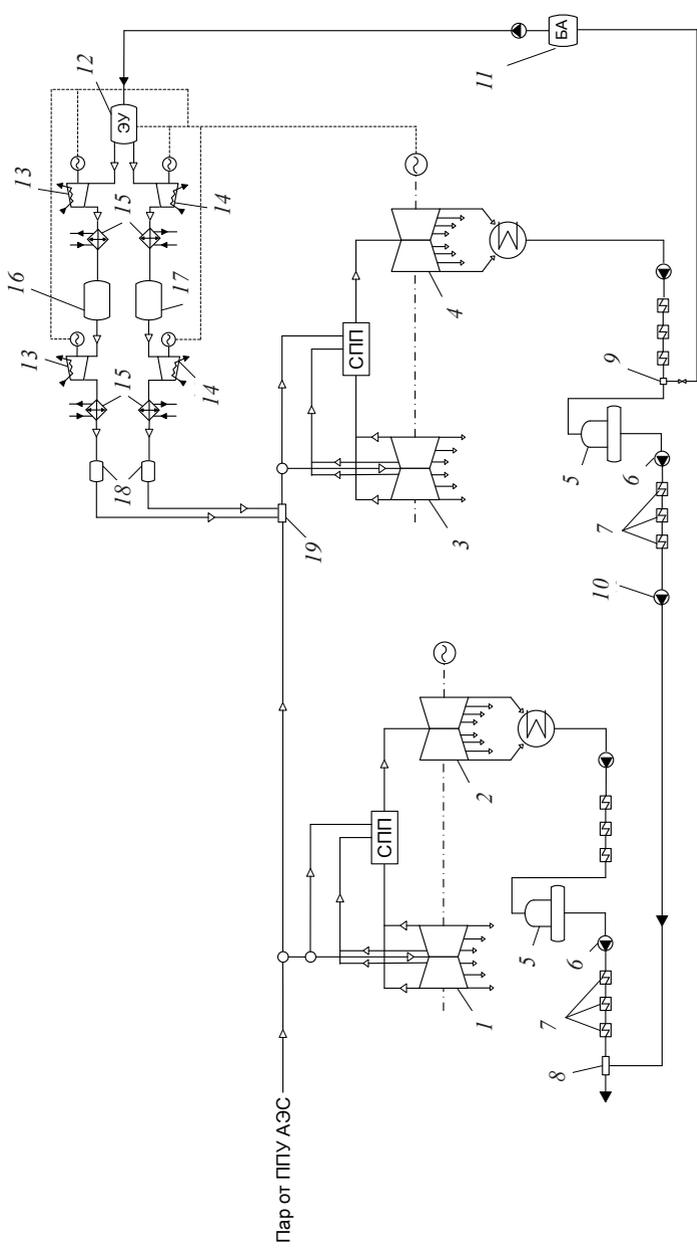


Рис. 2. Принципиальная схема расширения АЭС сатурлитной ПТУ в интеграции с водородным энергетическим комплексом: 1, 2 – ЦВД и ЦНД соответственно основной турбины; 3, 4 – ЦВД и ЦНД соответственно сатурлитной турбины; 5 – деаэрактор; 6 – питательный насос; 7 – подогреватели высокого давления; 8 – узел смешения питательной воды; 9 – узел отбора подмешанной доли водород-кислородного пара; 10 – дополнительный питательный насос (остальные обозначения элементов схемы те же, что и на рис. 1)

вания мощности энергоблока пароводородный перегрев рассмотрен только в течение 17 ч/сут.

Пароводородный перегрев рабочего тела сателлитной ПТУ в течение 17 ч позволяет участвовать АЭС в покрытии полупиковой зоны графика электрической нагрузки до ночного внепикового периода. Пароводородный перегрев рабочего тела в течение 5 ч позволяет участвовать АЭС в покрытии пиковой зоны графика электрической нагрузки. Остальное время сателлитная ПТУ работает в номинальном режиме, без пароводородного перегрева.

Для варианта 100%-ного использования мощности энергоблока при покрытии пика электрической нагрузки перегрев рабочего тела оказывается значительным и превышает освоенный уровень, в связи с чем возникает неопределённость в используемых материалах для изготовления такого турбоагрегата и, как следствие, неопределённость в оценке технико-экономических показателей такой ПТУ.

В условиях проведения электролиза под давлением, а значит, при температурах выше 100°C, отбор доли подмешанного водород-кислородного пара с целью возврата его в электролизную установку целесообразнее осуществлять в виде подогретого конденсата.

Термодинамические процессы расширения пара в сателлитной паровой турбине при использовании паро-водородного перегрева показаны на рис. 3.

Как видно из рис. 3, при 100%-ном использовании мощности энергоблока с применением пароводородного перегрева в течение длительного времени (17 ч/сут) и при покрытии пика нагрузки есть возможность отказать от сепаратора.

Некоторые технико-экономические показатели сателлитной ПТУ в интеграции с водородным энергетическим комплексом приведены в таблице.

Как видно из таблицы, использование сателлитной ПТУ с пароводородным перегревом эффективнее при покрытии пика электрической нагрузки. При этом в вариантах 40%-ного и 100%-ного использования мощности энергоблока для производства водорода и кислорода с использованием пароводородного перегрева, при участии АЭС в покрытии полупиковой зоны графика электрической нагрузки, вырабатывается на 180 МВт и на 70 МВт соответственно меньше. Эффективность использования водородного топлива меньше на 15,8% и на 3,5% соответственно. Коэффициент полезного использования ночной внепиковой электроэнергии меньше на 8,6% и 1,8% соответственно. КПД энергоблока АЭС (брутто) меньше на 2,6% и 0,9% соответственно. Следует также отметить, что удельные капиталовложения в расширение АЭС с использованием пиковой сателлитной ПТУ оказываются меньше по сравнению с традиционным вариантом расширения – 1000–1500 долл./кВт [4].

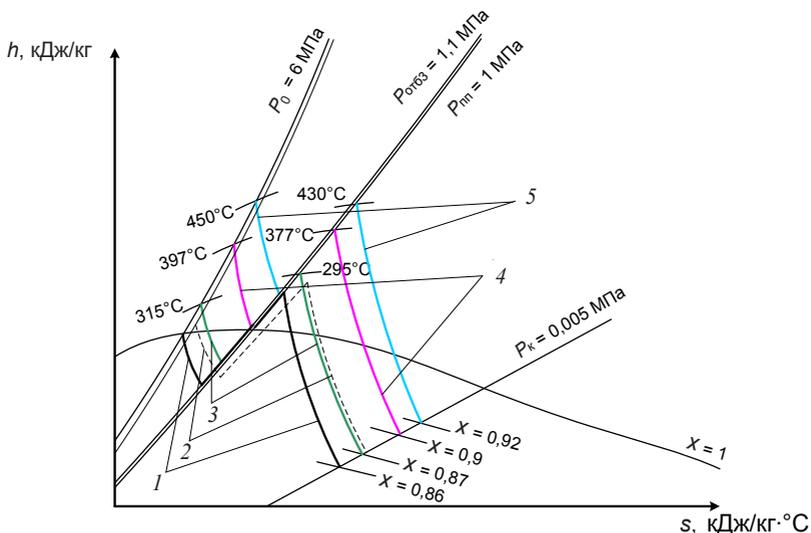


Рис. 3. Термодинамические процессы расширения пара в спутниковой паровой турбине: 1 – процесс расширения пара в основной паровой турбине; 2 – процесс расширения пара в основной паровой турбине в случае переменного режима работы; 3, 4 – процесс расширения пара в спутниковой паровой турбине при 40% и 100% (соответственно) использования мощности энергоблока для производства водорода и кислорода и продолжительности пароводородного перегрева 17 ч; 5 – процесс расширения пара в спутниковой паровой турбине при 40%-ном использовании мощности энергоблока для производства водорода и кислорода и продолжительности пароводородного перегрева 5 ч

Некоторые технико-экономические показатели спутниковой ПТУ в интеграции с водородным энергетическим комплексом

Показатель	Доля используемой мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 от номинальной для производства водорода и кислорода в ночной внепиковый период электрической нагрузки, %	
	40	100
Капиталовложения в спутниковую ПТУ с учётом водородного энергокомплекса, тыс. руб./кВт (тыс. долл./кВт), в зависимости от продолжительности пароводородного перегрева:		
17 ч/сут	52 (1,7)	46 (1,5)
5 ч/сут	26 (0,9)	–

Продолжение таблицы

Показатель	Доля используемой мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 от номинальной для производства водорода и кислорода в ночной внепиковый период электрической нагрузки, %	
	40	100
Объём (масса) выработанного водорода, тыс. нм ³ /сут (тыс. кг/сут)	500 (45,5)	1270 (114)
Объём (масса) выработанного кислорода, тыс. нм ³ /сут (тыс. кг/сут)	260 (370)	635 (900)
Эксплуатационные затраты производства водорода и кислорода, при цене ночной внепиковой электроэнергии АЭС 0,45 руб./кВт·ч, млн руб./год	890	2220
Суммарные эксплуатационные затраты компримирования водорода и кислорода, млн руб./год	26,3	60,6
Суммарные эксплуатационные затраты хранения водорода и кислорода в цилиндрических ёмкостях объёмом 800 м ³ при 4,2 МПа, млн руб./год	40	100,6
Эксплуатационные затраты водород-кислородного парогенератора, млн руб./год, в зависимости от продолжительности пароводородного перегрева:		
17 ч/сут	8,5	17,7
5 ч/сут	22,7	–
Вырабатываемая сверхноминальная мощность (электроэнергия) АЭС, кВт (кВт·ч/сут.), в зависимости от продолжительности пароводородного перегрева:		
17 ч/сут	55000 (935000)	165000 (2805000)
5 ч/сут	235000 (1175000)	– –
Эффективность использования водородного топлива в цикле АЭС η_{H_2} , %, в зависимости от продолжительности пароводородного перегрева:		
17 ч/сут	61,7	74,0
5 ч/сут	77,5	–
Коэффициент полезного использования ночной внепиковой электроэнергии АЭС $\eta_{исп. ЭЭ}$, %, в зависимости от продолжительности пароводородного перегрева:		
17 ч/сут	33,3	40,1
5 ч/сут	41,9	–

Окончание таблицы

Показатель	Доля используемой мощности энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 от номинальной для производства водорода и кислорода в ночной внепиковый период электрической нагрузки, %	
	40	100
КПД энергоблока АЭС брутто/нетто, %, в зависимости от продолжительности пароводородного перегрева:		
17 ч/сут	33,9/32,2	35,6/33,7
5 ч/сут	36,5/34,7	–

Выводы

1. Использование спутниковой ПТУ даёт возможность АЭС работать на сверхноминальной мощности при участии станции в покрытии полупиковой зоны графика электрической нагрузки, до ночного внепикового электропотребления или участвовать в покрытии пиков электрических нагрузок в энергосистеме.

2. Наибольшая системная эффективность АЭС достигается при использовании спутниковой ПТУ с пароводородным перегревом для покрытия пиков электрических нагрузок. В этом же режиме достигается более эффективное использование водородного топлива и ночной внепиковой электроэнергии.

3. Расширение АЭС за счёт использования спутниковой ПТУ может придать станции маневренность и способствовать повышению её системной эффективности.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (мероприятие 1.1 XIV очередь, лот № 6, шифр лота 2010-1.1-230-094).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шпильрайн Э. Э., Сарумов Ю. А., Попель О. С. Применение водорода в энергетике и в энерготехнологических комплексах // Атомно-водородная энергетика и технология. – М. : Атомиздат, 1982. – Вып. 4. – С. 5–22.
2. Мальшешко С. П., Назарова О. В., Сарумов Ю. А. Некоторые термодинамические и технико-экономические аспекты применения водорода как энергоносителя в электроэнергетике // Атомно-водородная энергетика и технология. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – Вып. 7. – С. 105–126.
3. Аминов Р. З., Байрамов А. Н., Шацкова О. В. Оценка эффективности водородных циклов на базе внепиковой электроэнергии АЭС // Теплоэнергетика. – 2009. – № 11. – С. 41–45.

4. Аминов Р. З., Шкрет А. Ф., Гариевский М. В., Бурденкова Е. Ю. Сравнительная эффективность развития генерирующих источников // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса : сб. науч. тр. – Саратов : Изд-во Саратов. ун-та, 2008. – Вып. 5. – С. 37–44.

УДК 621.039.533.6

СРАВНЕНИЕ СЕБЕСТОИМОСТИ И ТАРИФОВ НА ПИКОВУЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ОТ ВОДОРОДНОЙ НАДСТРОЙКИ НА АЭС*

В. А. Хрусталева, А. В. Портянкин

Саратовский государственный технический университет

Использование водорода и кислорода при производстве электроэнергии на АЭС с водородной надстройкой может дать наибольшую экономическую выгоду, если тарифы на пиковую электроэнергию будут существенно превышать ее себестоимость.

Для начала произведем расчет себестоимости отпускаемой потребителю электроэнергии на АЭС с водородной надстройкой при следующих принятых данных: удельные капиталовложения на АЭС – 1 000 долл./кВт; ценовое соотношение руб./долл. за май 2010 г. – 30; номинальная нагрузка блока АЭС – 1000 МВт; пониженная нагрузка блока АЭС – 780 МВт; длительность топливного цикла – 300 эфф. сут.; расход электроэнергии на собственные нужды – 5%; цена ядерного топлива – 33 200 руб./кг урана; доля постоянных затрат от капиталовложений в АЭС – 8%; мощность электролизных установок – 200 МВт; удельные капиталовложения в электролизные установки – 2500 долл./ $\text{лнм}^3/\text{ч H}_2$; удельный расход электроэнергии на электролизеры – 4 кВт·ч/ $\text{лнм}^3 \text{H}_2$; расход электроэнергии на собственные нужды водородной надстройки – 5%; затраты в здание электролизной установки от капиталовложений – 50%; доля постоянных отчислений в реновацию электролизеров от капиталовложений в электролизеры – 20% (принят исходя из того, что срок службы электролизеров не более 10 лет); доля постоянных издержек на водородную надстройку от капиталовложений – 10%; потери водорода и кислорода при транспорте и хранении – 0%; удельные капиталовложения в камеру сгорания – 1,5 тыс. руб./кВт·ч; расстояние от АЭС до мест хранения водорода и кислорода – 5 км; затраты на транспорт водорода и кислорода до мест хранения – 2 млн долл./км.

Удельные затраты на хранение водорода при давлении 1 МПа в ресиверах составляют 60–110 долл./ лнм^3 [1], согласно [2] при повышении давле-

* Статья выполнена при финансовой поддержке РФФИ (гранты 09-08-00496 а, 09-08-13533 офи-ц).

ния до 6,5 МПа удельные затраты снижаются незначительно. Эти затраты учитывают только стоимость хранения в резервуаре, но не учитывают затраты на распределительную сеть водорода между резервуарами хранения, поэтому удельные затраты могут возрасти в несколько раз. Оценим эти затраты примерно в 150 долл./ нм^3 как для водорода, так и для кислорода.

Себестоимость отпускаемой электроэнергии потребителю в целом с АЭС с водородной надстройкой составили 0,69 руб./кВт·ч, а пиковой электроэнергии, получаемая только от водородной надстройки, составила 11,88 руб./кВт·ч. При работе АЭС на пониженной нагрузке (себестоимость электроэнергии составляет 0,49 руб./кВт·ч), а себестоимость отпускаемой потребителю электроэнергии при работе АЭС с водородной настройкой возрастает в целом на 0,2 руб./кВт·ч. Себестоимость дополнительного высокотемпературного пара составила 14 руб./кг. Удельные капиталовложения в водородную пристройку составили 5410 долл./кВт дополнительной мощности.

Тарифы для населения составят: для Москвы, Санкт-Петербурга, Иркутской области и Чукотского автономного округа 345, 255, 70 и 569 коп./кВт·ч соответственно.

По сравнению с 2009 г. тарифы на электроэнергию в среднем по Российской Федерации для населения выросли на 10%, а для предприятий – на 7,6% [3].

Средний одноставочный тариф, приведенный на количество населения по Российской Федерации составляет 2 228 руб./кВт·ч, или 5,57 евроцентов за кВт·ч. В Европе средний тариф на электроэнергию составляет 14,4 евроцента за кВт·ч, или 5,76 руб./кВт·ч при ценовом соотношении рубль/евро, равном 40 [3]:

Тарифы на электрическую энергию для населения Саратовской области в 2010 году руб./кВт·ч с учетом НДС (на примере городского населения) составляют [3]:

- 1) одноставочный тариф – 2,09(1,46) руб./кВт·ч;
- 2) тариф, дифференцированный по зонам суток:
 - дневная зона с 7:00 до 23:00 часов – 2,45(1,71) руб./кВт·ч,
 - ночная зона с 23:00 до 7:00 часов – 0,96(0,96) руб./кВт·ч.

Для дифференцированного тарифа отношение тарифа «дневная зона» к «ночной зоне» составляет 2,5–1,8, а тариф «дневная зона» больше одноставочного тарифа на 17%.

По данным ОАО «Мосэнергосбыт» [4], в 2008 г. впервые введен многозональный тариф и предполагает оплату электроэнергии по трем ставкам: «ночь» (с 23:00 до 7:00), «пиковая зона» (с 7:00 до 10:00 и с 17:00 до 21:00), «полупиковая зона» (с 10:00 до 17:00 и с 21:00 до 23:00). В 2008 г. размер ставок по зонам установлен соответственно: «ночь» – 42 коп. (электрические плиты) и 59 коп. (газовые плиты); «полупиковая зона» – 1 руб. 40 коп. (электрические плиты) и 2 руб. (газовые плиты); «пиковая зона» – 1 руб. 66 коп. (электрические плиты) и 2 руб. 37 коп. (газовые

плиты). Соответствующее тарифное меню было утверждено постановлением Региональной энергетической комиссии города.

Из этих цифр видно, что тариф «полупиковая зона» выше тарифа «ночь» в 3,4 раза, а тариф «пиковый» выше в 4 раза.

Если дополнительную мощность, полученную от водородной надстройки, продавать отдельно по пиковому тарифу, то все равно в настоящее время пиковый тариф не превышает себестоимость пиковой дополнительной мощности 11,88 руб./кВт · ч.

Большая себестоимость пиковой электроэнергии от водородной надстройки объясняется высокими удельными капиталовложениями в электролизные установки, в хранилища водорода и кислорода, их транспорт и низким КПД электролизеров.

К тому же следует учитывать базовые причины сравнительно низкой эффективности получения дополнительной мощности на АЭС, т.е. низкий коэффициент рекуперации электроэнергии, который составляет 25–27%, низкий срок службы электролизеров (не более 10 лет) и относительно высокие затраты на амортизацию (реновацию) оборудования.

Так, для щелочных электролизеров удельный расход электроэнергии составляет 4–6 кВт·ч/м³ Н₂, для электролизеров с твердым полимерным электролитом – 3,5–4,5 кВт · ч/м³ Н₂, для высокотемпературных электролизеров 2,5–3,5 кВт·ч/м³ Н₂. Однако в последнем случае следует иметь в виду необходимость подвода энергии извне (в том числе от АЭС) для получения необходимого продукта электролиза – пара.

Тем не менее коэффициент рекуперации энергии при электролизе можно увеличить увеличением КПД собственно АЭС. Это достигается главным образом существенным, но в допустимых пределах повышением температуры пара перед ЦВД и ЦНД. Для повышения температуры пара требуется больше дополнительного пара, который получается из водорода и кислорода, а для этого необходимо увеличить время работы электролизных установок или их мощность. Время работы электролизных установок ограничено ночными, выходными и праздничными снижениями нагрузки в энергосистеме, связанными с диспетчерскими ограничениями. Выбор мощности электролизных установок также сопряжен с учетом величины диспетчерских ограничений, которые в различные периоды времени различны. Мощность электролизеров в этой связи рекомендуется выбирать по следующей формуле:

$$N = \frac{\sum_{i=1}^n \Delta N_i \cdot \Delta \tau_i}{\tau}$$

где ΔN_i – мощность, отпускаемая на электролизеры при диспетчерских ограничениях; $\Delta \tau$ – промежуток времени работы на данной мощности; τ – общее время работы электролизных установок.

Для мощности электролизных установок 200 МВт и времени работы 2400 ч/год можно обеспечить работу турбоустановки АЭС в пиковой зоне графика электрической нагрузки 2100 ч/год только с повышенной температурой пара перед ЦНД на 14,8°С и дополнительно вырабатываемой мощностью 57 МВт.

Снижения капиталовложений в электролизеры, хранилища, транспорт водорода и кислорода можно достичь только при широком промышленном серийном производстве, увеличении единичной мощности и емкости хранения. При маломасштабном и крупномасштабном внедрении электролизных установок на АЭС можно спрогнозировать изменение цен на электролизеры.

Рассмотрим два варианта (рис. 1) снижения капиталовложений в электролизеры:

1. Маломасштабное снижение цен на электролизные установки (3 %) до 2035 г. и уменьшение в два раза с периодом в 10 лет капиталовложений из-за внедрения новых технологий и материалов.

2. Крупномасштабное снижение цен (5–10%) до 2035 г.

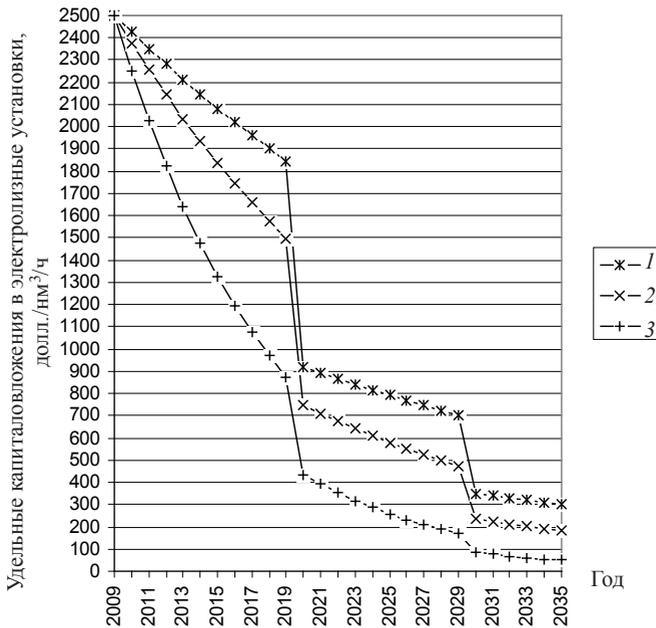


Рис. 1. Динамика изменения удельных капиталовложений на электролизеры при маломасштабном и крупномасштабном внедрении электролизных установок на АЭС: 1 – ежегодное снижение на 3%; 2 – на 5%; 3 – на 10%

Из анализа рис. 1 можно сделать вывод, что к 2035 г. капиталовложения в электролизные установки могут снижаться ежегодно: на 3% – при этом удельные капиталовложения могут составить 300 долл./1м³/ч, на 5% – 182 долл./1м³/ч, на 10% – 50 долл./1м³/ч.

В ближайшие годы срок службы электролизного оборудования должен быть доведен до срока службы АЭС.

Для иллюстрации эффективности спрогнозируем изменение тарифов для Российской Федерации с 2010 по 2020 г. при тарифе на ночную электроэнергию в 2010 г. равную 1 руб./кВт · ч. Рост ночного тарифа в процентах будет осуществляться следующим образом с 10% в 2010 г. с плавным снижением до 3% к 2020 г. и в дальнейшем ежегодный рост тарифов будет 3%. Отношение тарифа «полупиковая зона» к тарифу «ночь» изменяться не будет и составит 2. Отношение тарифа «пиковая зона» к тарифу «ночь» с 2010 г. плавно возрастает к 2020 г. с 2,5 до 7 (рис. 2).

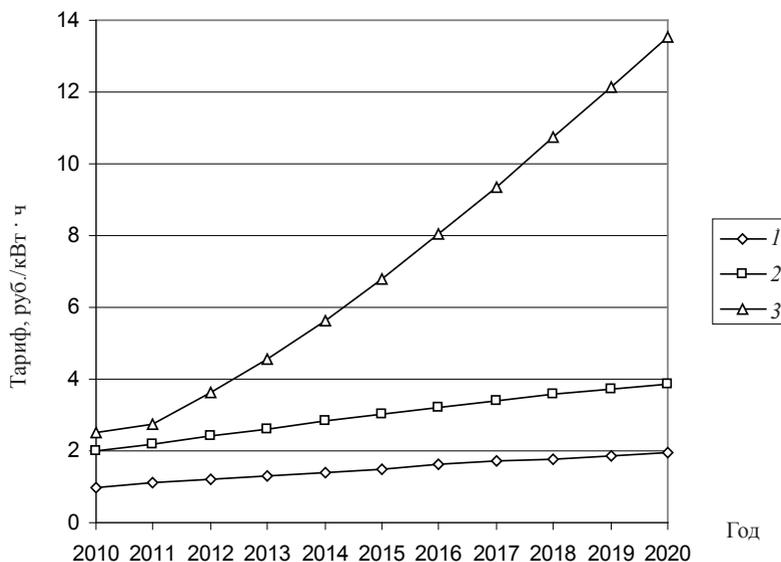


Рис. 2. Прогноз изменения тарифов с 2010 по 2020 г. для Российской Федерации: 1 – ночной; 2 – полупиковый; 3 – пиковый

Таким образом, тариф на электроэнергию в 2020 г. может составить по зонам: ночная – 2 руб., полупиковая – 4 руб., пиковая – 14 руб.

Пиковый тариф с 2020 г. для всех регионов Российской Федерации должен оставаться постоянным и равным 14–15 руб./кВт · ч.

Произведем расчет себестоимости отпускаемой пиковой электроэнергии от АЭС с водородной надстройкой к 2020 г. при снижении еже-

годных удельных капиталовложений в электролизеры, хранилища и транспорт на 3, 5, 10% и сравним с тарифом на пиковую энергию (рис. 3). В расчетах также учитывалась динамика изменения себестоимости электроэнергии в зависимости от цены ядерного топлива.

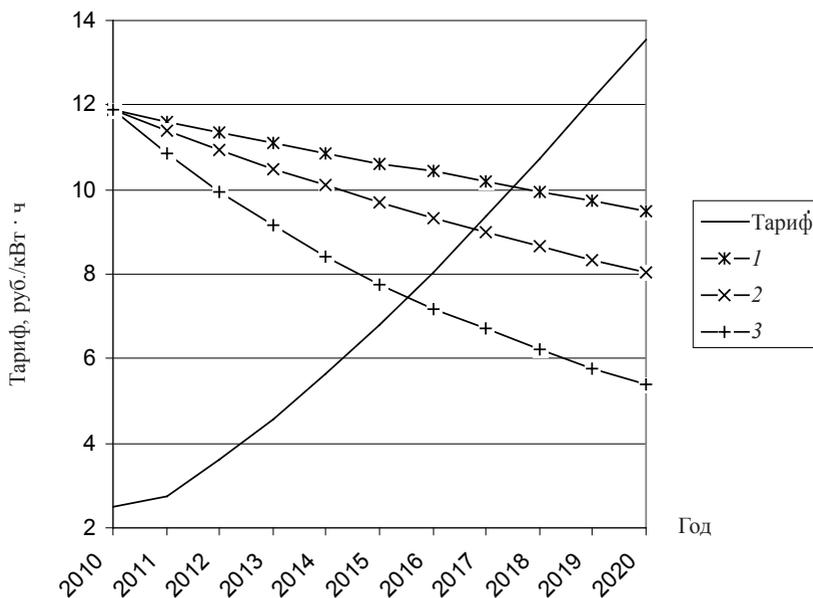


Рис. 3. Динамика изменения тарифа и себестоимости пиковой электроэнергии: 1 – себестоимость при снижении удельных капиталовложений на 3%; 2 – себестоимость при снижении удельных капиталовложений на 5%; 3 – себестоимость при снижении удельных капиталовложений на 10%

Из анализа рис. 3. можно сделать вывод, что через 5–7 лет в зависимости от снижения удельных капиталовложений в водородную надстройку себестоимость пиковой энергии будет равна пиковому тарифу для Российской Федерации. К 2020 г. себестоимость пиковой электроэнергии от водородной надстройки будет превышать тариф пиковой электроэнергии на 4–8 руб./кВт · ч.

Если рассматривать европейского потребителя пиковой электроэнергии, к примеру Италию при росте тарифов с 2010 г. 3–5%, то через 2–3 года себестоимость пиковой электроэнергии, получаемая от водородной надстройки в Российской Федерации, будет выше одноставочного тарифа в Италии. К 2020 г. одноставочный тариф в Италии будет равен пиковому тарифу в Российской Федерации.

Таким образом, в ближайшие годы с 2013 г. пиковая электроэнергия, вырабатываемая на АЭС с водородной надстройкой, будет конкурентоспособна в Европе, а с 2016 г. – в России.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Марченко О. В., Соломин С. В.* Анализ эффективности производства водорода с применением ветроэнергетических установок и его использования в автономной энергосистеме // *Междунар. науч. журн. «Альтернативная энергетика и экология» АЭЭ.* 2007. № 3(47). С. 112–118. URL: http://isjaee.hydrogen.ru/pdf/3_2007_Marchenko.pdf (дата обращения : 10.05.2009).
2. *Аминов Р. З., Байрамов, А. Н.* Оценка удельных капиталовложений в цилиндрические емкости для хранения газообразного водорода // *Изв. вузов. Проблемы энергетики.* 2007. № 5–6. С. 69–77.
3. URL: <http://energyfuture.ru/> (дата обращения : 20.05.2009).

УДК 621.039.533.6

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ВОДОРОДА И КИСЛОРОДА РАЗЛИЧНЫМИ МЕТОДАМИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ АЭС *

А. В. Портянкин

Саратовский государственный технический университет

В настоящее время водород в большом количестве производится методом риформинга природного газа, а кислород – разделением воздуха. Методом электролиза воды водород и кислород получают гораздо реже.

Для определения эффективности производства водорода и кислорода на АЭС (метод электролиза воды) необходимо сначала оценить себестоимость электроэнергии (за счет которой эти продукты производят в электролизерах) и затрачиваемое ее количество на водородную пристройку. Для этого сравним два варианта:

1. Блок АЭС с мощностью 1 000 МВт работает с разгрузкой в часы ночного провала графика электрической нагрузки.
2. Блок АЭС с мощностью 1 000 МВт работает при 100%-ной нагрузке.

В этих двух вариантах блоки АЭС условно находятся в разных энергосистемах, к первому варианту в дальнейшем можно добавить водородную надстройку.

* *Статья выполнена при финансовой поддержке РФФИ (гранты 09-08-00496 а, 09-08-13533 офи-ц).*

Расчеты произведены при следующих принятых данных (табл. 1).
 Расчет себестоимости выполнен по общепринятой технико-экономической методике. Результаты расчетов приведены в (табл. 2).

Таблица 1

Исходные данные для расчета себестоимости электроэнергии

Параметр	Значение
Удельные капиталовложения в АЭС, долл./кВт	1000
Ценовое соотношение, руб./долл.	30 (за май 2010 г.)
Номинальная нагрузка блока АЭС, МВт	1000
Пониженная нагрузка блока АЭС, МВт	780
Длительность топливного цикла, эфф. сут/год	300
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	5
Цена ядерного топлива, руб./кг урана	33200
Доля постоянных издержек на АЭС от ее капиталовложений, %	8

Таблица 2

Результаты расчетов двух вариантов

Параметр	Размерность	Вариант работы АЭС	
		С разгрузкой	Базовая нагрузка
Отпускаемая электроэнергия	кВт·ч	$6336 \cdot 10^6$	$6840 \cdot 10^6$
Себестоимость электроэнергии	руб./кВт·ч	0,49	0,46

Из анализа табл. 1 можно сделать вывод, что в случае строительства водородной надстройки в варианте 2 на нее расходуется 0,46 руб./кВт · ч электроэнергии для обеспечения такой же базовой нагрузки АЭС, как и в варианте 2.

Себестоимость электроэнергии, отдаваемая на водородную надстройку, в дальнейших расчетах будем принимать по варианту 2–0,46 руб./кВт · ч, так как АЭС работает с номинальной нагрузкой в комплексе с ней, а отпускаемая электроэнергия делится на отпуск потребителю и на собственное (условно) производство водорода и кислорода.

Оценим себестоимость водорода и кислорода по вышерассмотренным результатам. Расчеты произведем при следующих принятых данных (табл. 3).

Таблица 3

Исходные данные для расчета себестоимости водорода и кислорода

Параметр	Значение
Мощность электролизных установок, МВт	200
Удельные капиталовложения в электролизные установки, долл./нм ³ /ч Н ₂	$75 \cdot 10^3$

Параметр	Значение
Удельный расход электроэнергии на электролизеры, кВт·ч/нм ³ Н ₂	4
Расход электроэнергии на собственные нужды водородной надстройки, %	5
Доля постоянных издержек на водородную надстройку от капиталовложений, %	10
Доля отчислений в реновацию от капиталовложений в электролизеры, %*	20

*Принята исходя из того, что срок службы электролизеров составляет не более 10 лет.

Для оценки затрат, приходящихся на водород и кислород 99,999% чистоты, полученных электролизом воды, воспользуемся рыночными ценами на них, приведенными в (табл. 4). Поставщиками водорода и кислорода на российском рынке являются ООО Торговой дом «УРАЛКРИОГАЗ», Компания «НИИ КМ», ОП ООО «Технические газы» – «Криогенные технологии», ОАО «Сибтехгаз» и др.

Таблица 4

Рыночные цены на водород и кислород

Наименование	Молярная доля компонента, %	Цена, руб./кг
Водород		
технический	99,99	1 100–2 200
чистый	99,999	13 300–14 400
особо чистый	99,9999	16 600–20 000
особо чистый	99,99999	20 000–22 200
Кислород		
технический	99,7	21–35
особо чистый	99,999	240–560

Так как водород и кислород получается из воды (пара) электролизом, то эти цены отнесем к стоимости получения возвратного продукта 1 кг воды (пара). При горении водорода в кислородной среде образуется пар с температурой более 3 000°C, где на водород по массе приходится примерно 11,11%, а на кислород 88,88% (физический метод). В среднем цена 1 кг пара, получаемая по рыночным ценам из водорода и кислорода (чистотой 99,999%) будет 1 900 руб./кг (здесь учтены только цены на водород и кислород). Поэтому цена 1 кг воды (пара) условно будет складываться из 81% цены водорода и 19% цены кислорода. По этому же принципу будем оценивать и затраты при электролизе воды, приходящейся на водород и кислород (табл. 5).

Таблица 5

Результаты расчетов себестоимости на получения водорода и кислорода

Показатель	Значение
Количество	
Водорода, кг	$10,8 \cdot 10^6$
Кислорода, кг	$85,8 \cdot 10^6$
Затраты на получение водорода и кислорода, руб.	$1,17 \cdot 10^9$
Затраты на получение водорода, руб.	$0,95 \cdot 10^9$
Затраты на получения кислорода, руб.	$0,22 \cdot 10^9$
Себестоимость получения водорода, руб./кг	88
Себестоимость получения кислорода, руб./кг	2,6

По данным Новолипецкого металлургического комбината (НЛМК), в 2004 г. введена в эксплуатацию установка по производству водорода методом риформинга природного газа мощностью $6\,000\text{ м}^3/\text{час}$. Стоимость всего проекта с импортным оборудованием составила 600 млн руб. [1].

По некоторым данным, удельные капиталовложения в установки производительностью 22, 80, 600 т $\text{H}_2/\text{сут}$ будут составлять соответственно 2 257, 1 188, 756 долл./ $\text{м}^3/\text{ч}$ водорода.

Плотность газа природных месторождений Саратовской области колеблется в диапазоне $0,586\text{--}0,628\text{ кг}/\text{м}^3$, а его низшая теплота сгорания $34,5\text{--}35,8\text{ МДж}/\text{м}^3$.

Для получения 1 кг водорода методом паровой конверсии потребуется 3 кг природного газа. Природный газ используется на технологию, поддержание реакции и парообразование [2]. Если принять плотность природного газа $0,6\text{ кг}/\text{м}^3$, то на 1 м^3 водорода потребуется $0,45\text{ м}^3$ природного газа.

Произведем расчет себестоимости производства водорода методом паровой конверсии природного газа при следующих исходных данных (табл. 6).

Таблица 6

Исходные данные для расчета себестоимости водорода методом риформинга природного газа

Параметр	Значение
Производительность установки H_2 , $\text{м}^3/\text{ч}$	$50 \cdot 10^3$
Удельные капиталовложения в установку по H_2 , руб./ $\text{м}^3/\text{ч}$	$30 \cdot 10^3$
Доля постоянных издержек от капиталовложений в установку, %	10
Цена природного газа (внутренняя цена), руб./ 1000 м^3	$3 \cdot 10^3$

Себестоимость производства водорода методом паровой конверсии природного газа составит $2,6\text{ руб.}/\text{м}^3$ ($28,9\text{ руб.}/\text{кг}$) (только для получения водорода чистотой 95–98%).

Для оценки удельных капиталовложений в воздуходелительные установки воспользуемся данными Новолипецкого металлургического комбината, где в 2004 г. введена в промышленную эксплуатацию установка КААр-30М, поставленная крупнейшей компанией в России по производству технологий и оборудования разделения воздуха Криогенмаш. Общая стоимость строительных работ и нового оборудования установки по разделению воздуха составила 600 млн руб. [1, 3]. Удельные капиталовложения в воздуходелительную установку составляют 570 долл./м³/ч кислорода.

Произведем расчет себестоимости производства кислорода разделением воздуха при следующих исходных данных (табл. 7):

Таблица 7

Принятые исходные данные для расчета себестоимости кислорода методом разделения воздуха

Параметр	Значение
Производительность установки, нм ³ /ч кислорода	25·10 ³
Доля постоянных издержек от капиталовложений в установку, %	10
Удельный расход электроэнергии по кислороду, кВт·ч/нм ³ O ₂	0,38

Оценим себестоимость производства кислорода и азота разделением воздуха по физическому методу, так как в составе воздуха эти продукты имеют по массе наибольшую определяющую долю содержания 75% азота и 25% кислорода, а остальное 0%.

Рыночная цена азота газообразного чистотой 99,999 % составляет 90–105 руб./м³, следовательно, цена 1 кг воздуха будет 158 руб./кг. В процентном отношении цена 1 кг воздуха будет складываться из 37% цены азота и 63% цены кислорода, так же будут оцениваться затраты при разделении воздуха.

Себестоимость производства кислорода разделением воздуха составит 0,56 руб./м³ (0,4 руб./кг) (только для получения кислорода 99,5%). На мобильных кислородных станциях стоимость получаемого кислорода 99,5% составляет примерно 2–3 руб./м³.

Для очистки водорода и кислорода применяется метод короткоцикловой адсорбцией, где удельные капиталовложения будут составлять 2000 долл./нм³/ч как для водорода, так и для кислорода [4, 5].

Себестоимость очищенного водорода и кислорода до 99,999% будет составлять 5,1 руб./м³ (56,7 руб./кг) и 3,06 руб./м³ (2,14 руб./кг) соответственно.

Произведем расчет чистого дисконтированного дохода (ЧДД) и срока окупаемости рассматриваемых вариантов в ближайшей перспективе (горизонт расчета 10 лет и рост цены топлива 3%), результаты приведены в табл. 8.

Таблица 8

Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Параметр	1		2		
	Электролиз воды		Рифор-минг метана	Разделение воздуха	
Получаемый продукт	Водород	Кислород	Водород	Кислород	Азот
Производительность, $\text{нм}^3/\text{ч}$	$50 \cdot 10^3$	$25 \cdot 10^3$	$50 \cdot 10^3$	$25 \cdot 10^3$	$28,5 \cdot 10^3$
Количество часов работы, ч/год	2400		2400	2400	
Цена уранового топлива, руб./кг	$33,2 \cdot 10^3$		–		
Цена электроэнергии, руб./кВт·ч	0,46		–	0,46	
Цена природного газа, руб./1000 м^3	–		$3 \cdot 10^3$	–	–
Полные капиталовложения, млн руб.	5625		–	6427,5	–
Себестоимость, руб./ нм^3	7,9	3,7	5,1	3,06	0,29
Тариф, руб./ нм^3	18	9	18	9	1,5
Затраты, млн руб.	1169		815		
Выручка, млн руб.	2700		2083		
Чистая прибыль, млн руб.	1163		1510		
Срок строительства, год	3		3		
Срок окупаемости	8 лет 6 месяцев		8 лет		
ЧДД, руб.	1303		2300		

В данный момент времени (уровень 2010 г.) при внутренних ценах на природный газ и себестоимости электроэнергии от АЭС получение водорода методом риформинга природного газа и кислорода разделением воздуха будет экономичней по сравнению с получением их методом электролиза воды.

Если учесть, что для получения водорода методом риформинга требуется природный газ, который можно продавать за рубеж по цене 200 (300) долл./1000 м^3 , то себестоимость очищенного водорода будет 7,1 руб./ м^3 (78,9 руб./кг). Для получения кислорода разделением воздуха электроэнергия берется из энергосистемы по цене 1,5 руб./кВт·ч, тогда себестоимость очищенного кислорода будет 3,3 руб./ м^3 (2,3 руб./кг) (табл. 9 – сценарий А).

Таблица 9

Результаты расчетов рассматриваемых вариантов (сценарий А)

Параметр	1		2		
	Электролиз воды		Риформинг метана	Разделение воздуха	
Получаемый продукт	Водород	Кислород	Водород	Кислород	Азот
Производительность, нм ³ /ч	50·10 ³	25·10 ³	50·10 ³	25·10 ³	28,5·10 ³
Количество часов работы, ч/год	2400		2400	2400	
Цена уранового топлива, руб./кг	33,2·10 ³		–	–	–
Цена электроэнергии, руб./кВт·ч	0,46		–	1,5	
Цена природного газа, руб./1000 м ³	–		6·10 ³ (9·10 ³)	–	–
Полные капиталовложения, млн руб.	5625		6427,5		
Себестоимость, руб./нм ³	7,9	3,7	7,1(7,8)	3,3	0,42
Тариф, руб./нм ³	18	9	18	9	1,5
Затраты, млн руб.	1169		1001(1163)		
Выручка, млн руб.	2700000000		2083		
Чистая прибыль, млн руб.	1163		1369(1246)		
Срок строительства, год	3		3		
Срок окупаемости	8 лет 6 месяцев		8 лет 6 месяцев (9 лет)		
ЧДД, млн руб.	1303		1545(880)		

При ценах на природный газ в 300 долл./1000 м³ вариант 1 будет немного эффективней варианта 2 (сценарий А).

В ближайшей перспективе (через 3–5 лет) цена природного газа в Европе возрастет до 500 долл./1000 м³, а цена урана в Российской Федерации – до 60 тыс. руб./кг (при условии, что удельные капитальные затраты останутся постоянными) (табл. 10 – сценарий Б).

Таким образом, из анализа табл. 10 видно, что для сценария Б производство водорода и кислорода на АЭС методом электролиза воды с 2013–2015 гг. будет эффективней, чем производство водорода и кислорода по варианту 2.

Произведенный водород и кислород с использованием энергии АЭС методом электролиза воды в перспективе должен использоваться для повышения номинальной мощности АЭС и ее КПД. Такое использование водорода и кислорода повысит эффективность АЭС в целом.

Результаты расчетов рассматриваемых вариантов (сценарий Б)

Параметр	1		2		
	Электролиз воды		Рифор-минг метана	Электролиз воды	
Получаемый продукт	Водород	Кислород	Водород	Кислород	Азот
Производительность, $\text{нм}^3/\text{ч}$	$50 \cdot 10^3$	$25 \cdot 10^3$	$50 \cdot 10^3$	$25 \cdot 10^3$	$28,5 \cdot 10^3$
Количество часов работы, ч/год	2400		2400	2400	
Цена уранового топлива, руб./кг	60000		–		
Цена электроэнергии, руб./кВт·ч	0,52		–	2,3	
Цена природного газа, руб./1000 м^3	–		$15 \cdot 10^3$	–	–
Полные капиталовложения, млн руб.	5625		6427,5		
Себестоимость, руб./ нм^3	8,1	3,8	10,5	3,5	0,52
Тариф, руб./ нм^3	21,5	10,7	21,5	10,7	1,8
Затраты, млн руб.	1200		1505		
Выручка, млн руб.	3222		3345		
Чистая прибыль, млн руб.	1537		1398		
Срок строительства, год	3		3		
Срок окупаемости	7 лет		8 лет 4 месяца		
ЧДД, млн руб.	3331		1701		

Проведенный расчетный анализ эффективности производства водорода и кислорода с использованием энергии АЭС и другими методами показал, что использование водородной надстройки на АЭС для реализации электролиза воды с 2013–2015 гг. может быть эффективней применения заменяемых установок получения водорода методом риформинга природного газа и кислорода методом разделения воздуха.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. URL: <http://www.nlmk.ru/> (дата обращения : 7.05.2009).
2. Морзович В. З. Трезвый взгляд на водородную энергетику // Химия и жизнь. 2006. № 5. С. 8–11. URL: http://apocalypsejournal.ru/hydrogen_article.pdf (дата обращения : 10.05.2009).

3. URL: <http://www.cryogenmash.ru/> (дата обращения : 7.05.2009).
4. Словецкий Д. И., Чистов Е. М., Рошан Н. Р. Производство чистого водорода // Intern. Scientific J. for Alternative Energy and Ecology. 2004. № 1(9). P. 43–46. URL: http://isjaee.hydrogen.ru/pdf/1_2004slovetsky.pdf (дата обращения : 10.05.2009).
5. Tolchinsky, A. R., Sorokin, V. G., Shishov, G. V., Makarov, V. M. Super clean hydrogen production and using. Sverdlovsk : Ural section of AS USSR, 1989. P. 93.

УДК 621.039:62–622

ОЦЕНКА КАПВЛОЖЕНИЙ В ПАРОТУРБИННЫЙ ВОДОРОДНЫЙ КОМПЛЕКС НА БАЗЕ ВЛАЖНО-ПАРОВЫХ АЭС*

А. Н. Егоров

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

В ближайшие несколько десятилетий главную роль в обеспечении энергетической безопасности и стабильности в нашей стране будет играть тепловая и атомная энергетика. Развитие атомной энергетики в России предусматривает существенное увеличение доли АЭС в энергосистемах страны, в особенности в ее европейской части. Это приводит к необходимости решения ряда вопросов – повышения системной эффективности использования АЭС в условиях переменных графиков электрических нагрузок [1].

Использование водородных технологий на АЭС позволяет решить основные проблемы, связанные с эффективной эксплуатацией объектов атомной энергетики [2]. Приоритетным направлением развития водородных технологий на АЭС является использование паротурбинного водородного комплекса на базе влажно-паровых АЭС. Поэтому необходимы оценка и обоснование достижимых уровней экономической эффективности основных элементов паротурбинного водородного комплекса и капитальных вложений в них.

Капитальные вложения в паротурбинный водородный комплекс включают в себя вложения в электролизные установки, в систему компримирования, систему хранения водорода и кислорода, водород-кислородный парогенератор, пиковую часть паротурбинной установки.

Общее выражение для расчета капвложений в паротурбинный водородный комплекс:

$$K = K_{\text{ЭУ}} + K_{\text{к}} + K_{\text{х}} + K_{\text{ПГ}} + K_{\text{ПГУ}}, \quad (1)$$

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

где $K_{ЭУ}$ – капвложения в электролизные установки; K_K – капвложения в компримирующие установки; K_x – капвложения в систему хранения водорода и кислорода; $K_{ПГ}$ – капвложения в водород-кислородный парогенератор; $K_{ПТУ}$ – капвложения в модернизацию паротурбинной установки.

Определение капитальных вложений в электролизные установки:

$$K_{ЭУ} = k_{ЭУ} \cdot N_{ЭУ} = k_{ЭУ} \cdot \frac{\mathcal{E}_{ЭУ}}{t_b} = k_{ЭУ} \cdot \frac{t_n \cdot W_{H_2}}{t_b \cdot \eta_{сн}^{ЭУ} \cdot \eta_k^I} \cdot d_{H_2}, \quad (2)$$

где $k_{ЭУ}$ – удельные капвложения в электролизные установки (ЭУ), руб/кВт; $N_{ЭУ}$ – общая электрическая мощность ЭУ, МВт; d_{H_2} – расход водорода, кг/с; t_n – продолжительность отпуска пиковой электроэнергии (ПЭЭ), ч; t_b – продолжительность потребления внепиковой электроэнергии (ВЭЭ), ч; $\mathcal{E}_{ЭУ}$ – количество ВЭЭ, потребляемой ЭУ, кВт · ч; W_{H_2} – потребление ВЭЭ на выработку 1 кг водорода, кВт · ч/кг (H_2); $\eta_{сн}^{ЭУ}$ – коэффициент, учитывающий потребление ВЭЭ на собственные нужды ЭУ; η_k^I – коэффициент, учитывающий потребление ВЭЭ внепиковыми компримирующими установками.

Определение капитальных вложений в систему компримирования водорода и кислорода:

$$K_K = (1 + \alpha_{пр}) \cdot t_n \cdot d_{H_2} \times \left(\frac{K_{кП}^{H_2} \cdot N_{кП}^{H_2}}{G_{кП}^{H_2}} + \frac{K_{кК}^{H_2} \cdot N_{кК}^{H_2}}{G_{кК}^{H_2}} + k_c \cdot \left(\frac{K_{кП}^{O_2} \cdot N_{кП}^{O_2}}{G_{кП}^{O_2}} + \frac{K_{кК}^{O_2} \cdot N_{кК}^{O_2}}{G_{кК}^{O_2}} \right) \right), \quad (3)$$

где $K_{кП}^{H_2}$, $K_{кК}^{H_2}$, $K_{кП}^{O_2}$, $K_{кК}^{O_2}$ – удельные капвложения в пиковые и внепиковые компримирующие установки, руб/кВт; k_c – стехиометрический коэффициент; $N_{кП}^{H_2}$, $G_{кП}^{H_2}$ – единичная мощность и единичная производительность водородной пиковой компримирующей установки, кВт, м³/ч; $N_{кП}^{O_2}$, $G_{кП}^{O_2}$ – единичная мощность и единичная производительность кислородной пиковой компримирующей установки, кВт, м³/ч; $N_{кК}^{H_2}$, $G_{кК}^{H_2}$ – единичная мощность и единичная производительность водородной внепиковой компримирующей установки, кВт, м³/ч; $N_{кК}^{O_2}$, $G_{кК}^{O_2}$ – единичная мощность и единичная производительность кислородной внепиковой компримирующей установки, кВт, м³/ч; $\alpha_{пр}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные капвложения в систему управления, автоматику, защиту.

Определение капитальных вложений в систему хранения водорода и кислорода [3]:

$$K_x = t_n \cdot \left(\frac{k_x^{H_2}}{\rho^{H_2}} + k_c \cdot \frac{k_x^{O_2}}{\rho^{O_2}} \right) \cdot d_{H_2}, \quad (4)$$

где $k_x^{H_2}$, $k_x^{O_2}$ – удельные капвложения в систему хранения водорода и кислорода, руб/м³; ρ^{H_2} , ρ^{O_2} – плотность водорода и кислорода при рабочем давлении системы хранения (4,2 МПа), кг/м³.

Определение приведенных капвложений с учетом увеличения тепловой мощности водород-кислородного парогенератора проведено на основе степенной аппроксимирующей зависимости с показателем степени $b = 0,8$:

$$K_{\text{ПГ}} = N_{\text{ПГ}} \cdot k'_{\text{ПГ}} = N_{\text{ПГ}} \cdot k_{\text{ПГ}}^6 \cdot \left(\frac{N_{\text{ПГ}}^6}{N_{\text{ПГ}}} \right)^{1-b} = N_{\text{ПГ}} \cdot k_{\text{ПГ}}^6 \cdot \left(\frac{N_{\text{ПГ}}^6}{N_{\text{ПГ}}} \right)^{0,2} =$$

$$= k_{\text{ПГ}}^6 \cdot (N_{\text{ПГ}}^6)^{0,2} \cdot (N_{\text{ПГ}})^{0,8} = k_{\text{ПГ}}^6 \cdot (N_{\text{ПГ}}^6)^{0,2} \cdot (1 + k_c)^{0,8} \cdot (Q_{\text{ПГ}})^{0,8} \cdot (d_{\text{H}_2})^{0,8}, \quad (5)$$

где $k'_{\text{ПГ}}$, $k_{\text{ПГ}}^6$ – приведенные и базовые капвложения в водород-кислородный парогенератор, руб/кВт; $N_{\text{ПГ}}$, $N_{\text{ПГ}}^6$ – тепловая мощность и базовая тепловая мощность водород-кислородного парогенератора, кВт; $Q_{\text{ПГ}}$ – тепло, вносимое 1 кг водородного пара, кДж/кг.

Оценка удельных капвложений в пиковую часть паротурбинной установки производилась аналогично оценке капвложений в водород-кислородный парогенератор:

$$K_{\text{ПТУ}} = N_{\text{ПТУ}}^n \cdot k'_{\text{ПТУ}} = (N_{\text{ПТУ}} - N_{\text{ПТУ}}^6) \cdot k_{\text{ПТУ}}^6 \cdot \left(\frac{N_{\text{ПТУ}}^6}{N_{\text{ПТУ}}} \right)^{1-b} =$$

$$= (N_{\text{ПТУ}} - N_{\text{ПТУ}}^6) \cdot k_{\text{ПТУ}}^6 \cdot \left(\frac{N_{\text{ПТУ}}^6}{N_{\text{ПТУ}}} \right)^{0,2} = k_{\text{ПТУ}}^6 \cdot \left(\frac{I_{\text{ПТУ}}^6}{I_{\text{ПТУ}}} \right)^{0,2} \times$$

$$\times D_0 \cdot \eta_{\text{мг}} \cdot \eta_{\text{эг}} \cdot (I_{\text{ПТУ}} - I_{\text{ПТУ}}^6) = D_0 \cdot \eta_{\text{мг}} \cdot \eta_{\text{эг}} \cdot (I_{\text{ПТУ}}^6)^{0,2} \times$$

$$\times k_{\text{ПТУ}}^6 \cdot \frac{I_{\text{ПТУ}} - I_{\text{ПТУ}}^6}{(I_{\text{ПТУ}})^{0,2}}, \quad (6)$$

где $k'_{\text{ПТУ}}$, $k_{\text{ПТУ}}^6$ – приведенные и базовые капвложения в паротурбинную установку, руб/кВт; $I_{\text{ПТУ}}$ – работа паротурбинной установки с учетом водородного перегрева, кДж/кг; $I_{\text{ПТУ}}^6$, $I_{\text{ПТУ}}^n$ – базовая и пиковая работа паротурбинной установки соответственно, кДж/кг; $\eta_{\text{мг}}$ – КПД механический генератора; $\eta_{\text{эг}}$ – КПД электрический генератора; $N_{\text{ПТУ}}$ – мощность турбоустановки с учетом водородного перегрева, кВт; $N_{\text{ПТУ}}^6$ – номинальная (базовая) мощность турбоустановки, кВт; $N_{\text{ПТУ}}^n$ – пиковая мощность турбоустановки, кВт.

Капитальные вложения в паротурбинную установку выражаются в виде ее технической модернизации. Турбина типа К-1000-60/1500 имеет форсировочный диапазон, равный 0–10% от номинальной мощности. Поэтому если пиковая мощность не превышает 10%, то модернизация

турбины не требуется, следовательно, соответствующие капвложения не учитываются при расчете технико-экономических показателей.

Определение удельных капитальных вложений в паротурбинный водородный комплекс, отнесенных к единице пиковой мощности, руб/кВт:

$$k = \frac{K}{N_{\text{пту}}^{\text{п}}}. \quad (7)$$

Проведем расчет капитальных вложений в паротурбинный водородный комплекс для различных схем подвода тепла к острому пару.

1. Подвод дополнительного тепла к острому пару с вытеснением сепарации.

Перегрев острого пара выше температуры насыщения осуществляется в специальной камере, в которой происходит смешение высокотемпературного водородного пара, образующегося в результате сгорания водорода в кислороде, и пара, поступающего от паропроизводящей установки энергоблока. При этом происходит смешение процесса расширения вправо, что означает снижение влажности пара на выходе из ЦВД турбоустановки. Таким образом, при достижении определенного значения температуры острого пара произойдет полное вытеснение сепарации. Снижение количества сепарируемой влаги приводит к росту КПД и мощности турбоустановки.

Необходимый расход водорода на перегрев острого пара до заданной температуры t_1 (энтальпии h_1 , кДж/кг), кг/с:

$$d_{\text{H}_2} = \frac{h_1 - h_0}{(h^{\text{вп}} - h_1) \cdot (1 + k_c)} \cdot D_0, \quad (8)$$

где D_0 – номинальный расход пара, кг/с; h_0 – номинальное значение энтальпии острого пара – 2 783 кДж/кг, при температуре $t_0 = 272,3^\circ\text{C}$; $h^{\text{вп}}$ – энтальпия высокотемпературного водородного пара – 34 368 кДж/кг; h_1 – энтальпия острого пара после смешения с высокотемпературным водородным паром, кДж/кг.

Примем шаг расчета (прирост температуры острого пара) равным 10°C . Начальная температура острого пара $t_0 = 272,3^\circ\text{C}$. Результаты расчета необходимого расхода водорода на перегрев острого пара до температур в диапазоне $282,3\text{--}372,3^\circ\text{C}$ представлены в табл. 1.

Таблица 1

Расход водорода в зависимости от температуры острого пара

$t_1, ^\circ\text{C}$	282,3	292,3	302,3	312,3	322,3	332,3	342,3	352,3	362,3	372,3
$d_{\text{H}_2}, \text{кг/с}$	0,48	0,86	1,22	1,55	1,87	2,17	2,46	2,74	3,02	3,29

Зависимость капвложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара представлена на рис. 1.

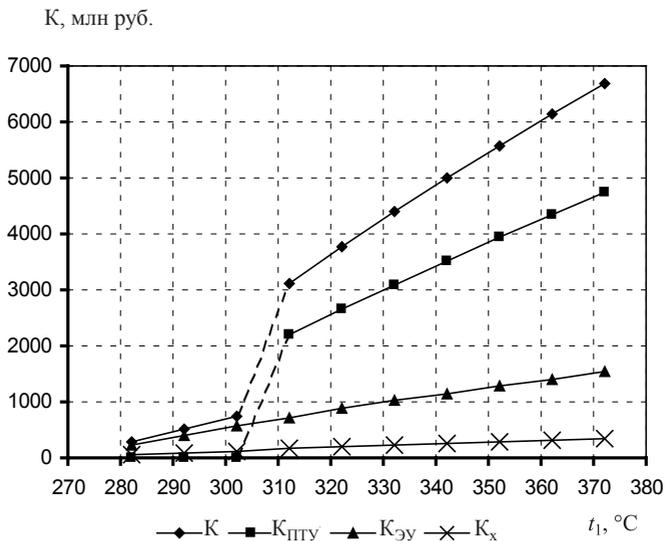


Рис. 1. Зависимость капложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара: K – капложения в паротурбинный водородный комплекс; $K_{\text{ТТУ}}$ – капложения в модернизацию турбоустановки; $K_{\text{ЭУ}}$ – капложения в электролизные установки; K_x – капложения в систему хранения

Зависимость удельных капложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара представлена на рис. 2.

2. Подвод тепла к острому пару с вытеснением первой ступени промежуточного перегрева.

Дальнейшее увеличение температуры острого пара приводит к вытеснению первой ступени промежуточного пароперегревателя. При этом возрастает мощность турбоустановки за счет снижения расхода пара, отбираемого на промперегрев. Результаты расчета необходимого расхода водорода на перегрев острого пара до температур в диапазоне 372,3–422,3 $^\circ\text{C}$ представлены в табл. 2.

Таблица 2

Расход водорода в зависимости от температуры острого пара

$t_1; ^\circ\text{C}$	372,3	382,3	392,3	402,3	412,3	422,3
$d_{\text{H}_2}, \text{кг/с}$	3,29	3,56	3,82	4,08	4,33	4,58

Зависимость капложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара представлена на рис. 3.

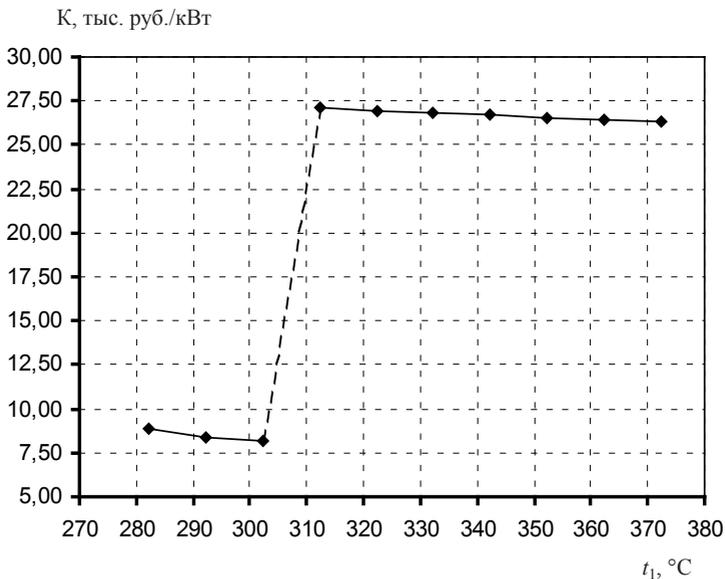


Рис. 2. Зависимость удельных капвлжений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара

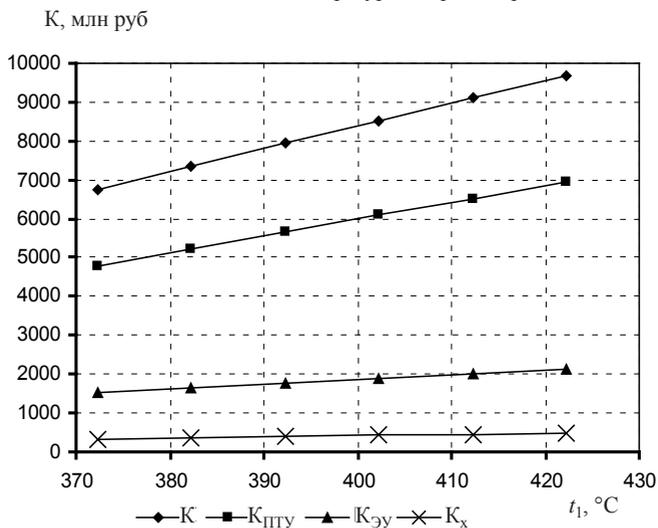


Рис. 3. Зависимость капвлжений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара (условные обозначения см. на рис. 1).

Зависимость удельных капвложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара представлена на рис. 4.

3. Подвод тепла к острому пару с вытеснением второй ступени промежуточного перегрева.

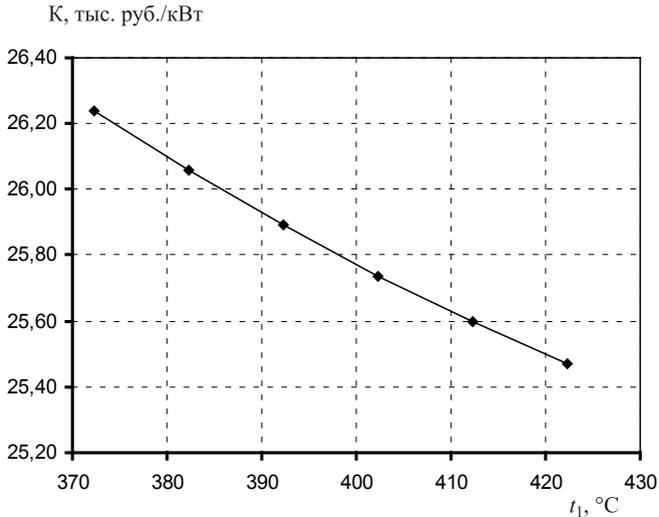


Рис. 4. Зависимость удельных капвложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара

Увеличение температуры острого пара выше $432,3^\circ\text{C}$ приводит к вытеснению второй ступени промежуточного пароперегревателя, что приводит к росту мощности турбоустановки. Результаты расчета необходимого расхода водорода на перегрев острого пара до температур в диапазоне $432,3\text{--}472,3^\circ\text{C}$ представлены в табл. 3.

Таблица 3

Расход водорода в зависимости от температуры острого пара

$t_1, ^\circ\text{C}$	432,3	442,3	452,3	462,3	472,3
$d_{\text{H}_2}, \text{ кг/с}$	4,83	5,08	5,33	5,58	5,82

Зависимость капвложений в паротурбинный водородный комплекс в зависимости от температуры острого пара представлены на рис. 5.

Зависимость удельных капвложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара представлена на рис. 6.

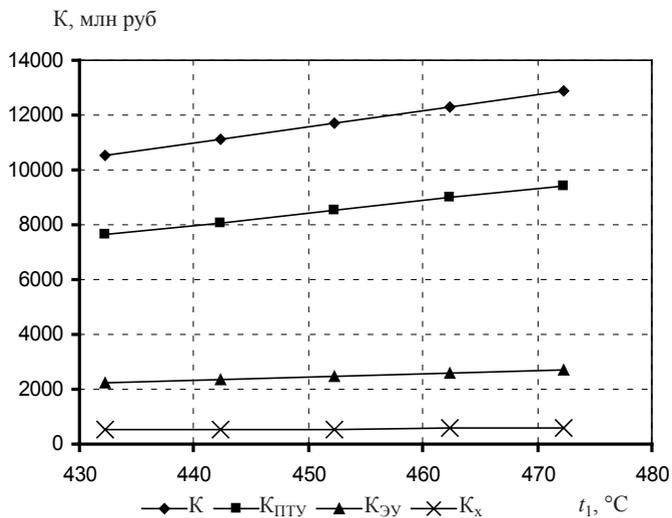


Рис. 5. Зависимость капложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара (условные обозначения см. на рис. 1).

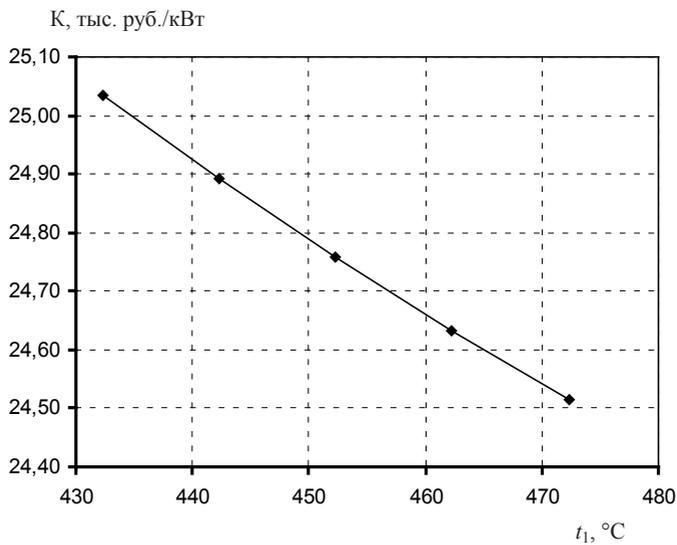


Рис. 6. Зависимость удельных капложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара

Как видно из рис. 1, при изменении температуры острого пара в диапазоне $282,3\text{--}303^\circ\text{C}$ зависимость капитальных вложений в паротурбинный водородный комплекс имеет практически линейный характер. Однако в случае действующих АЭС использование форсировочных возможностей обычно ограничено, поэтому данный случай редко применяется на практике. Дальнейшее увеличение температуры острого пара в диапазоне $303\text{--}372,3^\circ\text{C}$ приводит к скачкообразному росту капвложений, вызванному учетом капвложений в пиковую часть паротурбинной установки. Видно также, что значительную часть занимают капвложения в паротурбинную установку.

Как видно из рис. 2, капвложения в паротурбинный водородный комплекс с увеличением температуры острого пара до 303°C незначительно снижаются. При увеличении температуры острого пара выше 303°C происходит скачкообразный рост удельных капвложений, а затем их снижение.

Из рис. 2 и 3 следует, что дальнейшее увеличение температуры острого пара в диапазоне $372,3\text{--}472,3^\circ\text{C}$ приводит к практически линейному росту капвложений в паротурбинный водородный комплекс. Соответственно максимум капвложений достигается при максимальной температуре острого пара ($472,3^\circ\text{C}$). Кроме того, капвложения в электролизные установки и компримирующие установки с повышением температуры острого пара возрастают незначительно, в отличие от капвложений в паротурбинную установку.

Как видно из рис. 4 и 6, дальнейшее увеличение температуры острого пара приводит к снижению удельных капвложений в паротурбинный водородный комплекс. Это связано со снижением удельных капвложений в пиковую часть паротурбинной установки, а также незначительным ростом капвложений в электролизные установки, систему хранения и компримирования. При этом темп роста пиковой мощности остается практически неизменным.

Выводы

1. Приведены расчетные зависимости для определения капитальных вложений в основные элементы паротурбинного водородного комплекса.

2. По изложенной методике определены капитальные вложения в основные элементы паротурбинного водородного комплекса в зависимости от температуры острого пара. Расчет показал, что увеличение температуры острого пара за счет водородного перегрева приводит к линейному росту капвложений во всем диапазоне изменения температуры острого пара.

3. Анализ зависимости удельных капвложений в паротурбинный водородный комплекс от температуры острого пара показал, что экономически целесообразно увеличение температуры острого пара. При этом увеличение температуры острого пара приводит к снижению удельных капвложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Эффективность производства водорода на основе современных технологий // Изв. РАН. Энергетика. 2009. № 1. С. 128–137.
2. *Пономарёв-Степной Н. Н., Столяревский А. Я.* Атомно-водородная энергетика // Intern. Sci. J. for altern. Energy and Ecology. 2004. № 3 (11). P. 5–10.
3. *Аминов Р. З., Байрамов А. Н.* Оценка удельных капиталовложений в цилиндрические ёмкости для хранения газообразного водорода // Изв. Высш. учеб. заведений. Проблемы энергетики. 2007. № 5–6. С. 69–77.

УДК 621.311

ОСОБЕННОСТИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ И ПОКРЫТИЯ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ОЭС ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ*

М. В. Гариевский

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

Одной из важнейших особенностей энергетического производства является жесткая зависимость режима работы электрических станций от режима потребления электроэнергии. Режим электропотребления изменяется под влиянием различных факторов: технологических особенностей производства, сменности работы, климатических факторов и др.

Объемы электропотребления и максимум нагрузки в целом по ЕЭС России за последние 19 лет не превысили уровень 1990 г., однако в ОЭС Центра и ОЭС Северо-Запада уровень потребления мощности 2009 г. превысил исторический максимум. Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России представлена на рис. 1 [1].

В течение девяти месяцев 2009 г. среднее снижение объемов потребляемой электроэнергии по ЕЭС России составило 7,0%. В четвертом квартале 2009 г. наблюдалось значительное увеличение электропотребления. В ноябре и декабре 2009 г. отмечен прирост потребления электроэнергии по ЕЭС России относительно аналогичного периода 2008 г. на 2,5% и 4,7% соответственно. В декабре 2009 г. объем потребляемой электроэнергии практически достиг уровня декабря 2007 года. В итоге снижение годового объема электропотребления составило 4,7% к факту 2008 года. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2007, 2008 и 2009 гг. представлена на рис. 2.

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

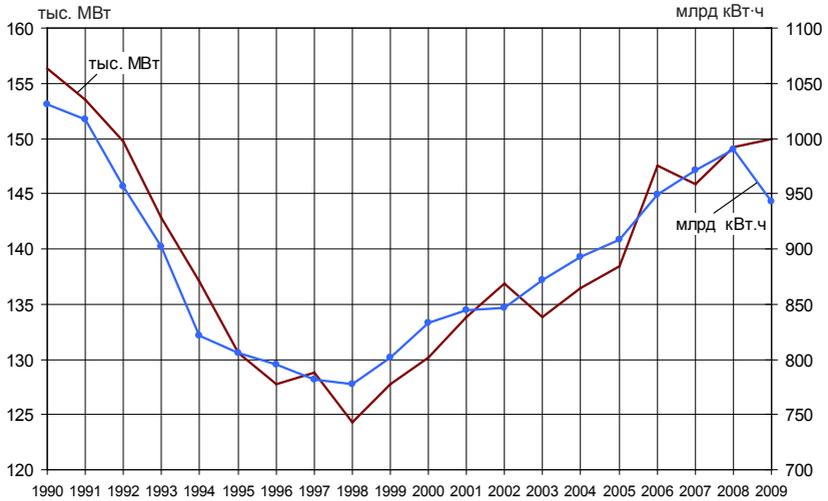


Рис. 1. Динамика изменения потребления электроэнергии и мощности по ЕЭС России

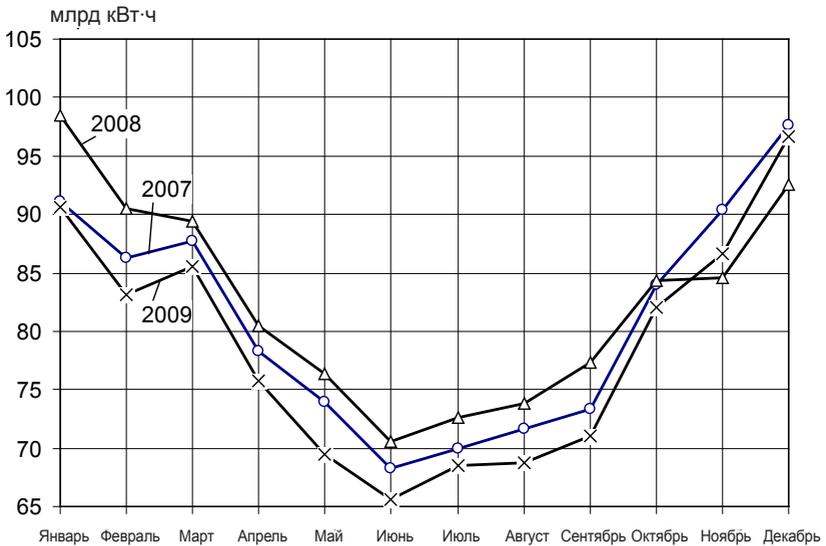


Рис. 2. Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России по месяцам 2007–2009 гг.

Суточные графики электрической нагрузки отличаются значительной неравномерностью (рис. 3). Например, для энергосистем европейской части России включающей ОЭС Средней Волги, Северо-запада, Центра и Юга, суточная неравномерность колеблется от 16 до 30% максимальной нагрузки [1].

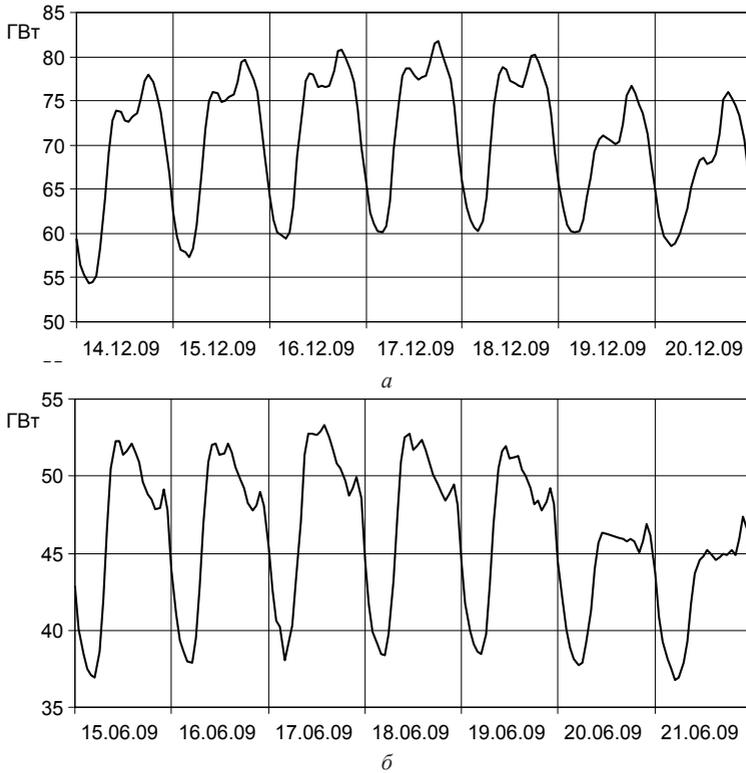


Рис. 3. Недельные графики нагрузки электропотребления европейской части России (ОЭС Средняя Волга, Центр, Северо-Запад, Юг) зимой (а) и летом (б) 2009 г.

Годовой максимум нагрузки потребителей ЕЭС России зафиксирован 17 декабря 2009 г. при среднесуточной температуре наружного воздуха $-22,6^{\circ}\text{C}$ (на $10,1^{\circ}\text{C}$ ниже климатической нормы и на $13,3^{\circ}\text{C}$ ниже 2008 г.) и составил 150 012 МВт, что на 0,6% выше абсолютного годового максимума 2008 года. При этом нагрузка потребления по ОЭС Средней Волги составила 17 387 МВт, ОЭС Центра – 36 907, ОЭС Северо-Запада – 14 382, ОЭС Юга – 13 251, суммарно по европейской части России – 81 697 МВт.

Количество часов использования суточного максимума нагрузки суммарно по энергосистемам европейской части России в характерные дни 2009г. изменялось от 21,1 до 21,6 ч/сут, плотность графиков нагрузки – от 0,880 до 0,90, коэффициенты суточной неравномерности – от 0,727 до 0,776. Недельная неравномерность составила: зимой – 0,93, летом – 0,898, сезонная неравномерность – 0,646 (табл. 1).

Снижение внепиковой ночной мощности, равное полупиковому диапазону регулирования нагрузки, в суточном максимуме занимает от 10 до 27%, а продолжительность провала нагрузки составляет от 6,1 до 8,5 ч/сут (см. табл. 1).

Таблица 1

Показатели суточного графика нагрузки электропотребления ОЭС в 2009г.

Наименование показателей	ОЭС				Европейская часть России	
	Средн. Волги	Центр	Северо-Запад	Юг		
Максимальные значение нагрузки, МВт рабочий день:	зима	17387	36907	14382	13251	81697
	лето	11404	23046	9779	8983	52791
выходной день:	зима	15828	33971	13735	12454	75988
	лето	9625	20520	8512	8761	47401
Минимальные значение нагрузки, МВт рабочий день:	зима	13050	26621	10895	9480	60093
	лето	8296	16214	7284	6478	38396
выходной день:	зима	12520	25937	10869	9173	58525
	лето	7678	15749	7160	6119	36802
Коэффициент сут. неравномерности – ξ рабочий день:	зима	0,751	0,721	0,758	0,715	0,736
	лето	0,727	0,704	0,745	0,721	0,727
выходной день:	зима	0,791	0,764	0,791	0,737	0,770
	лето	0,798	0,767	0,841	0,698	0,776
Плотность сут. графика нагрузки – τ рабочий день:	зима	0,900	0,885	0,905	0,865	0,891

Продолжение табл. 1

Наименование показателей	ОЭС				Европейская часть России
	Средн. Волги	Центр	Северо-Запад	Юг	
рабочий день: лето	0,888	0,884	0,896	0,873	0,892
выходной день: зима	0,890	0,881	0,898	0,844	0,880
лето	0,904	0,906	0,946	0,835	0,900
Количество часов использования сут. максимума нагрузки – $T_{\text{МАХ}}$, ч/сут					
рабочий день: зима	21,6	21,2	21,7	20,8	21,4
лето	21,3	21,2	21,5	21,0	21,4
выходной день: зима	21,4	21,1	21,6	20,3	21,1
лето	21,7	21,8	22,7	20,0	21,6
Переменная нагрузка, $P_{\text{ПЕР}}$, МВт					
рабочий день: зима	4337	10286	3487	3771	21604
лето	3108	6832	2495	2505	14395
выходной день: зима	3308	8034	2866	3281	17463
лето	1947	4771	1352	2642	10599
Доля переменной нагрузки, МВт					
рабочий день: зима	0,249	0,279	0,242	0,285	0,264
лето	0,273	0,296	0,255	0,279	0,273
выходной день: зима	0,209	0,236	0,209	0,263	0,230
лето	0,202	0,233	0,159	0,302	0,224
Количество часов использования переменной нагрузки, ч/сут					
рабочий день: зима	14,4	14,1	14,6	12,6	14,1
лето	14,2	14,6	14,2	13,1	14,5
выходной день: зима	11,4	11,9	12,3	9,8	11,4

Продолжение табл. 1

Наименование показателей	ОЭС				Европейская часть России
	Средн. Волги	Центр	Северо-Запад	Юг	
выходной день: лето	12,6	14,3	15,9	10,9	13,3
Пиковая нагрузка, МВт					
рабочий день: зима	670	2067	535	1365	4327
лето	497	581	276	496	1107
выходной день: зима	1644	3356	977	2209	8162
лето	653	1150	157	1228	2867
Доля пиковой нагрузки					
рабочий день: зима	0,039	0,056	0,037	0,103	0,053
лето	0,044	0,025	0,028	0,055	0,021
выходной день: зима	0,104	0,099	0,071	0,177	0,107
лето	0,068	0,056	0,018	0,140	0,060
Количество часов использования пиковой нагрузки, ч/сут					
рабочий день: зима	4,3	4,7	4,2	4,8	4,5
лето	4,5	2,3	3,9	2,1	2,6
выходной день: зима	5,5	5,3	5,3	5,9	5,4
лето	4,0	4,8	7,6	3,3	3,3
Полупиковая нагрузка, МВт					
рабочий день: зима	3667	8219	2952	2406	17277
лето	2611	6251	2219	2009	13288
выходной день: зима	1664	4678	1889	1072	9301
лето	1294	3621	1195	1414	7732
Доля полупиковой нагрузки,					
рабочий день: зима	0,211	0,223	0,205	0,182	0,211

Окончание табл. 1

Наименование показателей	ОЭС				Европейская часть России
	Средн. Волги	Центр	Северо-Запад	Юг	
рабочий день: лето	0,229	0,271	0,227	0,224	0,252
выходной день: зима	0,105	0,138	0,138	0,086	0,122
лето	0,134	0,176	0,140	0,161	0,163
Количество часов использования полупиковой нагрузки, ч/сут					
рабочий день: зима	16,2	16,5	16,4	17,1	16,5
лето	16,0	15,7	15,5	15,8	15,5
выходной день: зима	17,1	16,6	15,9	17,9	16,8
лето	17,0	17,3	17,0	17,4	17,0
Продолжительность внепиковой провальной мощности, ч/сут					
рабочий день: зима	7,8	7,5	7,6	6,9	7,5
лето	8	8,3	8,5	8,2	8,5
выходной день: зима	6,9	7,4	8,1	6,1	7,2
лето	7	6,7	7	6,6	7
Недельная неравномерность – $\xi_{\text{нед}}$					
зима	0,910	0,920	0,955	0,940	0,930
лето	0,844	0,890	0,870	0,975	0,898
Сезонная неравномерность – $\xi_{\text{сез}}$	0,656	0,624	0,680	0,678	0,646

Конфигурация суточных графиков нагрузки электропотребления по отдельным ОЭС России и других стран существенно различается. Наиболее плотный суточный график нагрузки в европейской части страны имеет Северо-Запада, наименее плотный – Юга (рис. 4 и 5).

Среди европейских стран наименьшую неравномерность суточного графика нагрузки имела Франция, наибольшую – Германия. ОЭС европейской части России имеет меньшую неравномерность, чем Германия, но большую, чем все остальные страны (рис. 6) [2].

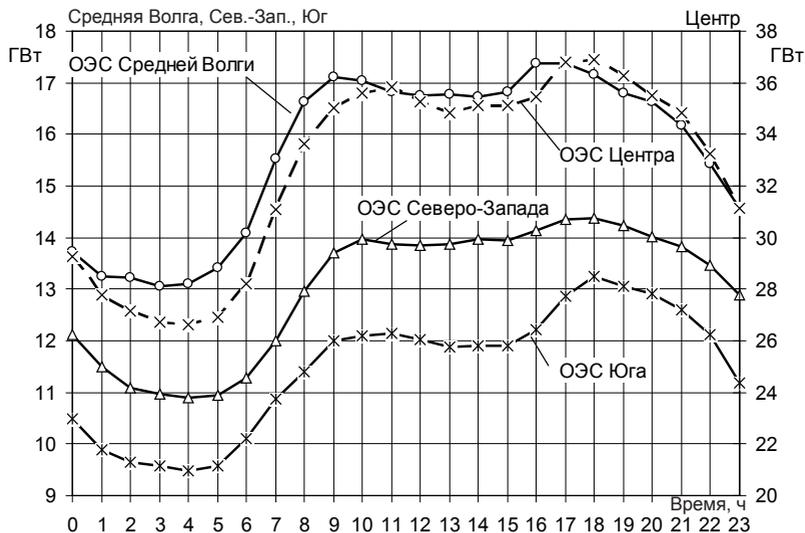


Рис. 4. Суточные графики нагрузки электропотребления в зимний рабочий день при прохождении годового максимума нагрузки потребления ЕЭС России (17.12.2009) по отдельным ОЭС европейской части России

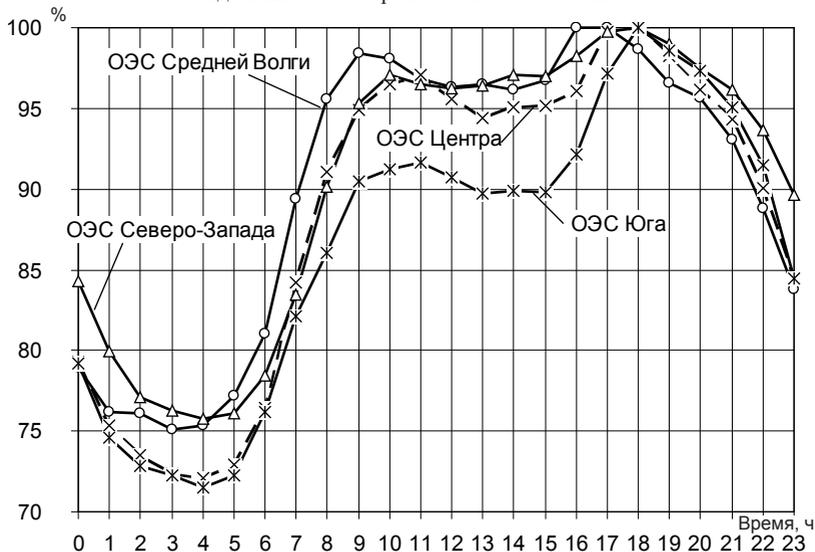


Рис. 5. Относительная нагрузка электропотребления по отдельным ОЭС европейской части России в зимний рабочий день 17.12.2009г.

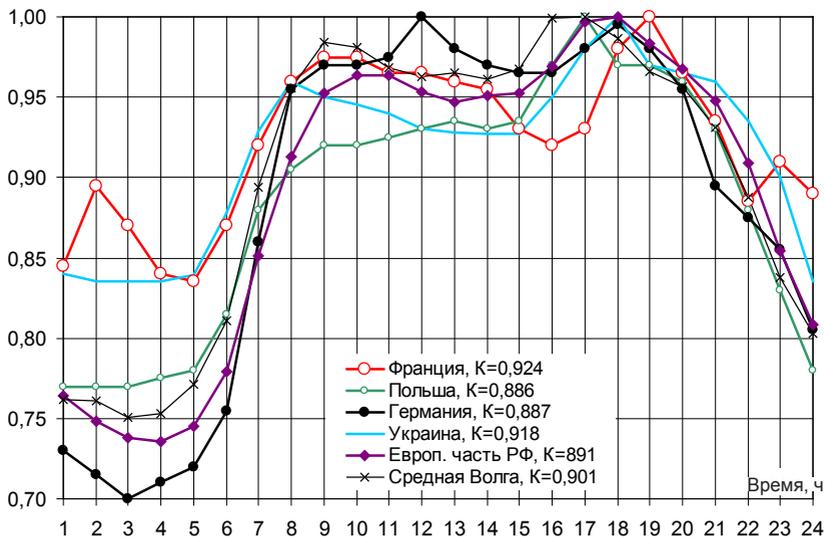


Рис. 6. Отопительная электрическая нагрузка рабочего дня стран ЕС, Украины в 2001 г., европейской части России и ОЭС Средней Волги в 2009г. (K – плотность графика нагрузки)

Если для ОЭС Средней Волги покрытие переменной зоны графика электрической нагрузки решается за счет наличия значительной мощности ГЭС в структуре генерирующих мощностей, то в других ОЭС европейской части страны, где предполагаются вводы мощностей на АЭС, проблема выравнивания графика электрической нагрузки существенно обострена. Структура установленной мощности электростанций энергообъединений на 01.01.2010 г. приведена в табл. 2.

Таблица 2

Структура установленной мощности электростанций энергообъединений [1]

Энергообъединения	Всего, МВт	ТЭС		АЭС		ГЭС	
		МВт	%	МВт	%	МВт	%
ОЭС Центра	49 217,2	35 554,8	72,3	11 834	24,0	1 828,4	3,7
ОЭС Средней Волги	26 436,7	15 589,5	59,0	4 072	15,4	6 775,2	25,6
ОЭС Северо-Запада	21 012,4	12 348,6	58,8	5 760	27,4	2 903,8	13,8
ОЭС Юга	16 329,1	9 844,4	60,3	1 000	6,1	5 484,7	33,6

Окончание табл. 2

ОЭС Урала	42 703,3	40 272,6	94,3	600	1,4	1 830,7	4,3
ОЭС Сибири	46 956,4	24 507,0	52,2	180	0,4	22 269,4	47,4
ОЭС Востока	9 190,6	5 850,6	63,7	–	0,00	3 340,0	36,3
ЕЭС России	211 845,7	143 967,5	67,9	23 446,0	11,1	44 432,2	21,0

Данные, характеризующие использование установленной мощности электростанций ЕЭС России в разрезе ОЭС за период 2008–2009 гг., приведены в табл. 3.

Таблица 3

Коэффициенты использования установленной мощности электростанций по ЕЭС России и ОЭС в 2008 г. и 2009 г., % [1]

Энергообъединения	2008г.				2009г.			
	ТЭС	ГЭС	АЭС	Блок станций	ТЭС	ГЭС	АЭС	Блок станций
ОЭС Центра	49,5	22,1	77,1	60,7	42,9	25,5	80,2	61,3
ОЭС Средней Волги	44,8	37,6	89,3	50,3	40,1	38,3	89,3	50,7
ОЭС Северо-Запада	43,9	53,9	75,9	48,9	43,2	55,0	72,1	45,7
ОЭС Юга	52,9	42,2	92,4	31,5	47,7	43,1	95,0	26,3
ОЭС Урала	66,7	39,0	77,5	74,0	62,8	36,7	76,5	71,7
ОЭС Сибири	57,4	42,1	–	47,0	48,7	45,6	–	44,9
ОЭС Востока	40,3	28,5	–	18,4	37,8	35,3	–	20,3
ЕЭС России	54,6	40,3	79,6	55,4	49,4	42,9	80,3	53,8

Доля выработки электроэнергии по типам электростанций в процентах от общей выработки в 2009 г. представлена в табл. 4.

Таблица 4

Доля выработки электроэнергии по типам электростанций, % [1]

Энергообъединения	ТЭС	ГЭС	АЭС	Электростанции пром. предприятий
ОЭС Центра	55,8	1,6	37,0	5,6
ОЭС Средней Волги	47,0	20,7	28,5	3,8
ОЭС Северо-Запада	40,5	14,3	37,3	7,9
ОЭС Юга	56,5	29,8	12,0	1,7
ОЭС Урала	90,1	2,5	1,7	5,7
ОЭС Сибири	48,9	45,8	5,2	–
ОЭС Востока	64,7	35,3	–	–

Проведенные исследования позволили сделать следующие выводы.

1. Суточные графики электрической нагрузки электропотребления за рассматриваемые годы имеют четко выраженный глубокий ночной провал и относительно небольшой обеденный провал, конфигурация их стабильна и по годам различается незначительно.

2. Анализ суточных графиков нагрузки электропотребления энергосистем европейской части страны показал, что суточная неравномерность колеблется от 16 до 30% максимальной нагрузки, в том числе пиковая нагрузка составляет $2\div 11\%$, внепиковая (равная полупиковому диапазону регулирования нагрузки) – $10\div 27\%$. Продолжительность суточного провала нагрузки составляет зимой $5\div 8$ ч/сут, летом – $5\div 10$ ч/сут, число часов использования пиковой нагрузки колеблется от 4 до 6 ч/сут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Индикаторы работы ЕЭС/ОЭС. URL: <http://www.so-ups.ru> (дата обращения : 15.12.2010).
2. *Кобрин П. П.* Основні показники графіків електричного навантаження країн Європи // Проблеми общей энергетике. Киев, 2002. № 7. С. 69.

УДК 621.438

ОБ УЧЕТЕ ЗАТРАТ ЭНЕРГИИ НА ТОПЛИВО ДЛЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

Р. А. Ильин

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

Проблема эффективного использования органического топлива – главная в теплоэнергетике [1–22]. В работах [3, 4, 10, 11] предлагается оценивать эту эффективность в целом для топливно-энергетического комплекса (ТЭК), т.е. для системы «топливо-теплоэнергетические установки (ТЭС)» (табл. 1).

Таблица 1

**Затраты топлива (природного газа) на добычу, переработку
и транспортировку газа (2004–2008 гг.)**

№ п/п	Показатели	Год				
		2004	2005	2006	2007	2008
1	Добыча газа, млрд м ³	652,4	659,6	662,7	665,8	673,0
2	Потребление газа при извлечении, млрд м ³	35,9	36,3	36,5	36,6	37,0

№ п/п	Показатели	Год				
		2004	2005	2006	2007	2008
3	Потребление газа при извлечении, %	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
4	Потребление газа при сборе и подготовке, млрд м ³	9,8	9,9	9,9	10,0	10,1
5	То же, %	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
6	Потребление газа при переработке, млрд м ³	26,2	26,4	26,5	26,6	26,9
7	То же, %	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
8	Потребление газа при транспортировке, млрд м ³	84,8	85,8	86,1	86,6	87,5
9	То же, %	13,0	13,0	13,0	13,0	13,0
10	Всего по пп. 2, 4, 6, 8, млрд м ³	156,7	157,5	159,04	159,8	161,5
11	То же, % от добычи	24,0	24,0	24,0	24,0	24,0

Вследствие этого возникает необходимость в оценке затрат на «создание топлива» для теплоэнергетических установок. Это позволит оценивать эффективность использования топлива в ТЭК в целом.

Затраты на создание топлива отсутствуют в нетопливных теплоэнергетических установках (солнечные, геотермальные, океанские и др.). Они имеют преимущество перед топливными ТЭС по данному параметру. Это преимущество является важным и должно использоваться при сравнении эффективности систем «топливо – теплоэнергетические установки» и «нетопливные теплоэнергетические установки».

В данной работе на основании источников [5–22] выполнена оценка затрат топлива на добычу, переработку и транспортировку топлива (природного газа и нефти) в Российской Федерации за период 2004–2008 гг. По этим данным составлены табл. 1 и 2 в физических и относительных величинах для газа и нефти. Из представленных данных видно, что указанные относительные затраты достаточно велики: для газа – около 24% от общей добычи, для нефти – 18%.

Финансовые данные, представленные в табл. 3, подтверждают достаточно высокий уровень затрат на добычу, переработку и транспортировку топлива.

Для энергетической оценки эффективности использования топлива в ТЭК можно предложить коэффициент

$$\eta_{\text{ТЭК}} = \eta_{\text{топл}} \cdot \eta_{\text{ТЭС}}, \quad (1)$$

Таблица 2

**Затраты топлива (нефти) на добычу, переработку и транспортировку
нефти (2004–2008 гг.)**

№ п/п	Показатели	Год				
		2004	2005	2006	2007	2008
1	Добыча нефти, млн т	440,0	470,0	480,0	491,8	493,0
2	Потребление нефти при извлечении, млн т	20,2	21,6	22,1	22,6	22,7
3	То же, %	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
4	Потребление нефти при сборе и под- готовке, млн т	5,2	5,6	5,7	5,9	6,0
5	То же, %	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
6	Потребление нефти при переработке, млн т	16,3	17,4	17,8	18,2	18,2
7	То же, %	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7
8	Потребление нефти при транспортиров- ке, млн т	38,1	40,9	41,7	42,7	42,9
9	То же, %	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7
10	Всего по пп. 2, 4, 6, 8, млн т	79,8	85,5	87,3	89,4	88,9
11	То же, %	18,2	18,2	18,2	18,2	18,2

где $\eta_{\text{топл}}$ – коэффициент затрат энергии на «создание топлива» (в соответствии с табл. 1 и 2 он может быть принят в настоящее время для газа 0,76, для нефти 0,82), $\eta_{\text{тэс}}$ – КПД преобразования тепловой энергии в электрическую на ТЭС.

При величине $\eta_{\text{тэс}} = 0,32\text{--}0,55$ для различных видов топливных ТЭС (ГТУ, ДВС, ПГУ) по (1) получим пределы величин $\eta_{\text{тэк}}$:

для газа $\eta_{\text{тэк}} = 0,26\text{--}0,45$,

для нефти $\eta_{\text{тэк}} = 0,28\text{--}0,49$.

Таблица 3

**Финансовые затраты на добычу (Д), переработку (П) и транспортировку (Т)
топлива (2004–2008 гг.)**

№ п/п	Показатели	Год				
		2004	2005	2006	2007	2008
1	Добыча газа, руб.	$0,767 \cdot 10^{12}$	$0,886 \cdot 10^{12}$	$1,181 \cdot 10^{12}$	$1,236 \cdot 10^{12}$	$1,447 \cdot 10^{12}$
2	Затраты на Д, П, Т, руб.	$0,201 \cdot 10^{12}$	$0,212 \cdot 10^{12}$	$0,282 \cdot 10^{12}$	$0,302 \cdot 10^{12}$	$0,343 \cdot 10^{12}$

№ п/п	Показатели	Год				
		2004	2005	2006	2007	2008
3	Заграты на Д, П, Т, %	26,2	23,9	23,8	24,4	23,7
4	Добыча нефти, руб.	$3,127 \cdot 10^{12}$	$4,406 \cdot 10^{12}$	$5,875 \cdot 10^{12}$	$6,338 \cdot 10^{12}$	$6,426 \cdot 10^{12}$
5	Заграты на Д, П, Т, руб.	$0,560 \cdot 10^{12}$	$0,803 \cdot 10^{12}$	$1,065 \cdot 10^{12}$	$1,131 \cdot 10^{12}$	$1,168 \cdot 10^{12}$
6	То же, %	17,9	18,2	18,1	17,8	18,2

Таким образом, в целом по ТЭК эффективность использования топлива невелика. Дополнительные сведения получены и приведены в табл. 4 по изменению экономических показателей топливной части ТЭК за период с 2004 г. по 2008 г. Однако приведенные выше данные по энергетической оценке эффективности ТЭК не изменились.

Таблица 4
Изменение экономических показателей топливной части ТЭК за 5 лет (2004-2008 гг.)

Параметры	Показатели
Увеличение добычи топлива, раз:	
нефти	1,12
газа	1,32
Увеличение стоимости добытого топлива, раз:	
нефти	2,05
газа	1,90
Увеличение финансовых затрат на добычу, переработку и транспортировку топлива, раз:	
нефти	2,08
газа	1,7

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аминов Р. З., Шкрет А. Ф. Сравнительная эффективность развития генерирующих источников // Проблемы совершенствования топливно-энергетического комплекса. Саратов : СГТУ, 2008. Вып. 5. С. 37–44.
2. Яковлев Б. В. Эффективность современных ТЭС // Известия вузов и энергетических объединений СНГ. 2007. № 1. С. 41–51.
3. Ильин Р. А., Ильин А. К. Рейтинг современных теплоэнергетических установок // Академия энергетики. 2009. № 3(29). С. 90–93.

4. *Ильин А. К., Ильин Р. А.* О структуре и качестве топливно-энергетического комплекса России // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. Саратов : СГТУ, 2010. С. 283–285.
5. *Аксютин О. Е.* Эффективное использование природного газа для собственных нужд // Газовая промышленность. 2010. № 2. С. 68–71.
6. *Андреев О. П., Лебедева И. В., Истомин В. А.* Подготовка газа на УКПГ-1С Заполярного месторождения // Газовая промышленность. 2004. № 2. С. 44–46.
7. *Ильин А. К., Шишкин Н. Д.* Автономные теплоэнергетические комплексы (структура, характеристики, эффективность). Ростов н/Д : Южный научный Центр РАН, 2004. 112 с.
8. *Карасевич А. М., Федяев А. В.* Энергетические стратегии субъектов РФ – эффективный механизм комплексного развития региональных систем энергоснабжения // Газовая промышленность. 2009. № 10. С. 41–44.
9. *Корноухова С. В.* Источники теплоснабжения нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2004. № 3. С. 79–81.
10. *Кудзоев А. И.* Быть ли России энергетической сверхдержавой? // Финансово-аналитическая газета. 2005. № 23. С. 5.
11. *Мелихин Е. С., Жебрак Ю. А.* Энергоэффективность экономики и энергосбережения // Газовая промышленность. 2009. № 10. С. 21–23
12. *Микаэлян Э. А.* Проблемы энергосбережения при транспорте углеводородного сырья // Газовая промышленность. 2003. № 7. С. 48–49.
13. *Мильштейн Л. М., Бойко С. И., Запорожец Е. Л.* Нефтегазопромысловая сепарационная техника : справ. пособие / под ред. Л. М. Мильштейна. М. : Недра, 1992. 236 с.
14. *Новгородский Е. Е., Бурлаков В. Ю.* Комплексное использование газа в теплоснабжении предприятий. Ростов н/Д : Изд-во РГСУ, 2000. 274 с.
15. *Подмарков В. Ю., Арзуманов Н. Р.* Надежность поставок газа одна из основных задач предприятий нефтегазовой промышленности // Газовая промышленность. 2005. № 11. С. 25–26.
16. *Родионов П. И., Финько В. Е.* Новая технология сжижения природного газа и ее возможности для освоения северных месторождений // Газовая промышленность. 1993. № 9. С. 18–20.
17. Труды Всесоюзного научно-исследовательского института природных газов / под ред. И. Е. Ходановича. Вып. 29/37: Транспорт природного газа. М. : Недра, 1967. 364 с.
18. *Финько В. Е.* Перспективы использования сжиженного природного газа // Газовая промышленность. 2000. № 2. С. 58–60.
19. *Финько В. Е., Финько В. В., Сериков Ч. Т., Мертеисов Х. С.* Новая технология очистки нефтяного газа // Газовая промышленность. 2005. № 4. С. 19–20.
20. *Черножуков А. И.* Технология переработки нефти и газа. Очистка нефтепродуктов и производство специальных продуктов. М. : Химия, 1967. 360 с.
21. *Шишкин Н. Д.* Оценка эффективности энергосберегающих технологий нефтегазопромысловых объектов // Вестн. АГТУ. 2007. № 6(41). С. 110–113.
22. Энциклопедия газовой промышленности. М. : ГВАНТ, 1994. 886 с.

ЭКОНОМИЯ ТОПЛИВА НА ОТОПИТЕЛЬНЫХ ТЭЦ С ПРОМЕЖУТОЧНЫМ ПЕРЕГРЕВОМ ПАРА

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 [1].

В СССР промежуточный перегрев пара осуществлялся на турбинах Т-250-240 и Т-180-130, а на турбинах меньшей мощности Т-50-130 и Т-100-130 он не внедрялся из-за отсутствия котлоагрегатов с промперегревом необходимой производительности.

В настоящее время в [1] проведены исследования конструкции и расчеты тепловой схемы турбин Т-130/130–12,8 с промперегревом пара с котлами $E_{п-270-140-545/545}$ производительностью 270 т/ч, сжигающих каменные угли (два котла на одну турбину).

Экономическая эффективность по топливу новой турбины с котельными агрегатами оценивалась по устаревшему физическому методу.

В России физический метод расчета технико-экономических показателей ТЭЦ заменен на метод ОРГРЭС, основанный на энергоценности отборного пара от турбин при отпуске теплоты потребителям [2].

В данной статье выполнены исследования по оценке эффективности применения промперегрева пара на отопительных ТЭЦ с турбинами Т-130/130-12,8 методом ОРГРЭС при сравнении комбинированной схемы (ТЭЦ) с раздельной схемой (КЭС+РК).

Принципиальная тепловая схема ТЭЦ с турбиной Т-130/130-12,8 и ее технические характеристики приняты согласно [1]. Расчеты тепловой схемы турбины Т-130/130-12,8 с котлами $E_{п-270-140}$ и пиковым котлом КВ-ГМ-180 выполнены для трех режимов работы ТЭЦ: максимально-зимнего (м.з.р.), средне-зимнего (с.з.р.) и летнего (л.р.).

Исходные данные для ТЭЦ с турбиной Т-130/130-12,8:

- номинальная электрическая мощность $N_э = 130$ МВт;
- начальные параметры пара: давление $P_0 = 12,8$ МПа, температура $t_0 = 540^\circ\text{C}$;
- параметры промперегрева: давление $P_{пп} = 3,0$ МПа, температура $t_{пп} = 540^\circ\text{C}$;
- температура питательной воды $t_{пв} = 231^\circ\text{C}$;
- давление пара в конденсаторе турбины $P_k = 0,004$ МПа;

– тепловая мощность блока (турбина + пиковый котел) при расчетной температуре воздуха $Q_T^p = 350$ МВт, турбины – 199,5 МВт от пикового котла – 150,5 МВт;

– коэффициент теплофикации $\alpha_{ТЭЦ} = 0,57$;

– температурный график сети $t_{пр}/t_{обр} = 130/70^\circ\text{C}$ ($t_{пр}$ и $t_{обр}$ – температура сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах);

– температура наружного воздуха для г. Саратова принята: для м.з.р. $t_n^p = -25^\circ\text{C}$; с.з.р. $t_n = -5^\circ\text{C}$; л.р. $t_n = +8^\circ\text{C}$.

При построении процесса расширения пара в турбине в h-s диаграмме по всем режимам работы ТЭЦ учитывались изменения КПД отсеков проточной части, давления в регулируемых и нерегулируемых отборах пар, потери давления от дросселирования пара в регулирующих органах и в тракте промперегрева.

Учитывались также потери теплоты всеми подогревателями в окружающей среде, потери механические и генератора, внутростанционные потери и потери собственных нужд станции.

В результате расчета тепловой схемы отопительной ТЭЦ с турбиной Т-130/130-12,8 по методике ОРГРЭС получены следующие технико-экономические показатели:

– удельный расход топлива на производство электрической энергии $v_{зо}$, кг/(кВт·ч) – м.з.р. – 0,271, с.з.р. – 0,25, л.р. – 0,311;

– удельный расход топлива на производство тепловой $v_{то}$, кг/ГДж – для м.з.р. – 36,47, с.з.р. – 26,87, л.р. – 29,76.

Среднегодовые удельные расходы топлива на продукцию отопительной ТЭЦ оцениваем по формулам:

по производству электроэнергии:

$$v_{зо}^r = \frac{v_{зо}^{мзр} \cdot n_{мзр} + v_{зо}^{сзр} \cdot n_{сзр} + v_{зо}^{лр} \cdot n_{лр}}{n_{мзр} + n_{сзр} + n_{лр}}, \quad (1)$$

по производству тепловой энергии:

$$v_{то}^r = \frac{v_{то}^{мзр} \cdot n_{мзр} + v_{то}^{сзр} \cdot n_{сзр} + v_{то}^{лр} \cdot n_{лр}}{n_{мзр} + n_{сзр} + n_{лр}}, \quad (2)$$

где $n_{мзр}$, $n_{сзр}$, $n_{лр}$ – продолжительность режима в году, ч/г.

Подставив длительность каждого режима в году: $n_{мзр} = 1\,000$ ч/год, $n_{сзр} = 3\,680$ ч/г, $n_{лр} = 3\,980$ ч/г и соответствующие значения удельных расходов топлива каждого режима $v_{зо}$ и $v_{то}$ в формулы (1) и (2), получим: среднегодовой удельный расход топлива на производство электроэнергии $v_{зо}^r = 0,278$ кг/(кВт·ч) и по производству теплоты $v_{то}^r = 32$ кг/ГДж (134 кг/Гкал).

В результате замены физического метода расчета технико-экономических показателей ТЭЦ на метод ОРГРЭС отпадает искусственное разделение производства электроэнергии по теплофикационному и кон-

денсационному режимам. В настоящее время технико-экономические показатели ТЭЦ оценивают по общему объему отпущенной электроэнергии и теплоты потребителям.

Экономию топлива от комбинированного производства электроэнергии и теплоты на энергоблоке с турбиной Т-130/130-12,8 с промперегревом сравнивают с отдельной схемой выработки электроэнергии на замещаемой КЭС и теплоты в районной котельной (РК) по формуле [3]:

$$\Delta B = \mathcal{E}_r (B_{\text{кэс}} - B_{\text{зо}}^r) + Q_r (B_{\text{рк}} - B_{\text{то}}^r) - \delta B_{\text{пот}}, \quad (3)$$

где \mathcal{E}_r , Q_r – годовой отпуск электроэнергии и теплоты от ТЭЦ, МВт/год; $B_{\text{кэс}}$, $B_{\text{зо}}^r$ – годовые удельные расходы условного топлива на отпуск электроэнергии от КЭС и от турбины Т-130/130-12,8, кг/(кВт · ч); $B_{\text{рк}}$, $B_{\text{то}}^r$ – годовые удельные расходы топлива на отпуск теплоты от РК и турбины Т-130/130-12,8, кг/ГДж; $\delta B_{\text{пот}}$ – потери условного топлива при транспорте продукции по тепловым и электрическим сетям, т у.т./г.

Годовое количество отпущенной электроэнергии от ТЭЦ при числе часов использования установленной мощности $\tau_{\text{и}}^3 = 6\,000$ ч/г составит $\mathcal{E}_r = N_{\mathcal{E}} \cdot \tau_{\text{и}}^3 = 130 \cdot 10^3 \cdot 6\,000 = 780 \cdot 10^6$ кВт · ч/г.

Годовой отпуск теплоты от ТЭЦ при количестве часов использования установленной тепловой мощности $\tau_{\text{и}}^3 = 4\,000$ ч/г составит: $Q_r = Q_c^p \cdot \tau_{\text{и}}^3 = 350 \cdot 1,163 \cdot 4\,000 = 1\,628,2 \cdot 10^3$ Гкал/г.

Приняв удельные расходы топлива по электроэнергии от замещаемой КЭС $\epsilon_{\text{кэс}} = 0,315$ кг/(кВт · ч) и удельный расход топлива по отпуску теплоты от РК $\epsilon_{\text{рк}} = 180$ кг/Гкал, получим экономию топлива в комбинированной схеме (ТЭЦ с турбиной Т-130/130-12,8) по сравнению с отдельной схемой (КЭС+РК)

$$\begin{aligned} \Delta B &= 780 \cdot 10^6 (0,315 - 0,278) + 1\,628,2 \cdot 10^3 (180 - 134) = \\ &= 103,75 \cdot 10^3 \text{ т у.т./г.} \end{aligned}$$

С учетом потерь в тепловых и электрических сетях в размере 10% от экономии топлива ΔB получим системную экономию условного топлива $\Delta B_c = 93,38$ т у.т./г.

Выводы

1. Внедрение турбин Т-130/130-12,8 с промежуточным перегревом пара на отопительных ТЭЦ является актуальным направлением повышения эффективности новых электростанций, работающих на твердом топливе.

2. Технико-экономические расчеты экономии топлива в системе комбинированной (ТЭЦ) и отдельной схемы (КЭС+РК) выполненные по методике ОРГРЭС свидетельствуют о высокой рентабельности отопительных ТЭЦ с промежуточным перегревом пара.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Баринберг Г. Д., Валамин А. Е.* Теплофикационные паровые турбины Т-130/130-12,8 с промежуточным перегревом пара // Теплоэнергетика. 2008. № 8.
2. РД 34.08.552.-95. Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования. М. : СПО ОРГРЭС, 1995.
3. *Хлебалин Ю. М.* Современная парадигма теплофикации // Промышленная энергетика. 2009. № 12.

УДК 621.311.22

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ МАЛЫХ ТЭЦ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ю. Е. Николаев, С. В. Сизов

Саратовский государственный технический университет

Обеспечение электрической и теплотой энергией в современном мире является основой благосостояния и развития общества любого государства. Стабильность существования и возможность работы различных областей деятельности населения определяются в первую очередь безопасностью и надежностью систем энергетики. В этих условиях в нашей стране наметилась тенденция к строительству источников электро- и теплоснабжения с использованием газотурбинных установок (ГТУ) и газопоршневых двигателей (ГПД).

Основной задачей малых ТЭЦ (МТ) является надежное обеспечение теплотой и электроэнергией отдельных жилых микрорайонов городов, поселков и промышленных предприятий. Электростанции такого типа обладают рядом преимуществ: 1) благодаря компактности установки сокращаются объемы капитального строительства и стоимость сооружения на 25% и более по сравнению с паротурбинными ТЭЦ; 2) размеры площадки малой ТЭЦ дают возможность приблизить ее к потребителю, сократить коммуникации – тепловые и электрические сети, обеспечивая снижение потерь при передаче энергии и капиталовложений; 3) экологический эффект на таких станциях достигается благодаря низким удельным выбросам загрязняющих веществ в результате использования не только природного газа, но и технологией его сжигания. Газотурбинный и дизельный циклы почти не используют воду – отсюда минимальное воздействие на водный бассейн. Комплекс мероприятий обеспечивает низкий уровень шума.

Известно, что эксплуатация МТ возможна в двух режимах: по тепловому графику нагрузки, когда приоритетным является заданный от-

пуск теплоты, а электрическая энергия вырабатывается на базе теплового потребления, ее недостаток покрывается из электроэнергетической системы; по электрическому графику нагрузки при выработке заданного количества электроэнергии, тепловая нагрузка при этом покрывается как за счет утилизации отходящей теплоты от ГТУ, так и от пикового водогрейного котла (ПВК).

Энергетическая эффективность работы МТ с ГТУ рассмотрена в [1]. В качестве критерия эффективности принята относительная экономия топлива от комбинированной выработки энергии по сравнению с отдельной схемой энергоснабжения. При эксплуатации станции по тепловому графику нагрузки рассматривались:

- работа всех установленных ГТУ в течение годового периода;
- работа ГТУ в отопительный период и одного агрегата летом;
- последовательное отключение агрегатов по мере снижения тепловой нагрузки.

Наибольшая экономия топлива получается при установке на МТ 2–3 ГТУ в условиях последовательного их отключения по мере снижения теплопотребления и сохранения в работе в неотапливаемый период одного агрегата с максимальной утилизацией продуктов сгорания. Для ГТУ марки НК-14Э относительная экономия топлива в этих условиях составляет 23–26%, для ГТУ-6,5-28-31%, что объясняется более высоким электрическим КПД у последней установки.

При работе МТ по электрическому графику из-за несовпадения нагрузок электро- и теплопотребления возможен выпуск части продуктов сгорания без утилизации, что приводит к уменьшению экономии топлива. Положительная величина относительной экономии топлива (20–40%) достигается при наружной температуре -15°C и электрическом КПД КЭС в отдельной схеме энергоснабжения 36%. С уменьшением тепловой нагрузки в летний период экономия топлива становится отрицательной величиной. В случае выработки электроэнергии в отдельной схеме на парогазовых установках при КПД КЭС 50%, экономия топлива уменьшается вдвое в зимний период, а в летний имеет отрицательное значение. Относительная годовая экономия топлива при КПД КЭС 36% составляет 7%, а при КПД КЭС 50% – отрицательна. Таким образом, в зависимости от типа электростанции в отдельной схеме относительная экономия топлива при работе малой ТЭЦ может быть как положительной, так и отрицательной. Поэтому целесообразность сооружения МТ должна оцениваться по экономическим показателям.

В [2] рассмотрена оптимизация количества устанавливаемых ГТУ на МТ при работе по электрическому и тепловому графику нагрузки. Для этого разработана математическая модель расчета характеристик и показателей эффективности МТ. В качестве критерия оптимальности принята величина интегрального эффекта за срок эксплуатации источника. В результате расчета получены следующие данные:

– оптимальное количество ГТУ в условиях работы по тепловому графику нагрузки достигается при установке 2–3 энергоагрегатов. Коэффициент теплофикации при этом составляет 0,35–0,62 в зависимости от типа ГТУ (с регенерацией или без нее);

– при работе МТ по электрическому графику для ГТУ 6–6,5 МВт оптимальное количество агрегатов равно четырем и соответствует максимальной нагрузке потребителя.

Для определения эффективности работы МТ с ГТУ использованы следующие финансово-экономические и энергетические показатели: величина интегрального эффекта $\mathcal{E}_{ин}$ за расчетный период $T_{сл}$; индекс доходности или рентабельность капиталовложений J_D ; внутренняя норма доходности $E_{вн}$; дисконтированный срок окупаемости $T_{ок}$; себестоимость электрической и тепловой энергии; удельные расходы топлива на отпуск энергоносителей.

Оценка экономической эффективности МТ проведена для случая ее работы по тепловому и электрическому графикам нагрузок и оптимально выбранного количества ГТУ. Себестоимость и удельные расходы условного топлива на производство тепловой и электрической энергии определены с использованием методики [3]. Показатели работы МТ при следующих исходных данных представлены в табл. 3: место расположения системы энергоснабжения – Среднее Поволжье, расчетная тепловая нагрузка – 55 МВт, электрическая – 35 МВт, температурный график теплосети – 110/70°C. Используемое топливо – природный газ, срок эксплуатации ГТУ – 12 лет, норма дисконта – 0,15, стоимость топлива 2,5 руб./кг у.т., тариф на электрическую энергию (напряжением 10 кВ) 1,55 руб./кВт · ч, на тепловую энергию 143 руб./Гдж, удельная стоимость станции 22,5 тыс. руб./кВт. Стоимостные показатели приняты для конца 2009 г.

Рассматривая табл. 1, следует отметить, что наибольший $\mathcal{E}_{ин}$ получен при установке на МТ трех ГТУ-6 с регенератором при работе по тепловому графику нагрузок. Меньшее значение интегрального эффекта, полученное при работе МТ с ГТУ-6,5, связано с принятой максимальной тепловой нагрузкой потребителя. Ввиду того что вырабатываемая тепловая мощность ГТУ-6 меньше, чем у ГТУ-6,5, график тепловой нагрузки потребителя можно покрывать тремя ГТУ-6, при работе трех ГТУ-6,5, при тех же условиях, наблюдается выхлоп теплоты ГТУ без утилизации. Таким образом, МТ с тремя ГТУ-6 вырабатывает больше электроэнергии на тепловом потреблении, чем малая ТЭЦ с двумя ГТУ-6,5, что существенно влияет на $\mathcal{E}_{ин}$ для рассматриваемых вариантов.

Оценим эффективность работы МТ по электрическому графику нагрузки при установке тех же типов ГТУ, что и при работе ее по тепловому графику нагрузки. Результаты экономического расчета работы МТ по электрическому графику нагрузки для оптимального количества установленных агрегатов (во всех случаях 4 ГТУ) представлены в табл. 2. При этом рассматривалось покрытие базисной (Б), полупиковой (ПП) и пиковой (П)

части суточного электрического графика в условиях применения средне-взвешенного и дифференцированного тарифа по зонам суток. Величина средневзвешенного тарифа на электроэнергию принята 1,55 руб./кВт · ч, базисной энергии – 0,53 руб./кВт · ч, полупиковой – 1,44 руб./кВт · ч, пиковой – 1,71 руб./кВт · ч. Суммарное количество электроэнергии, отпускаемое потребителям, сохранялось неизменным. Недоотпуск (избыток) ее в отдельных зонах суточного графика осуществлялся за счет покупки (продажи) из энергосистемы.

Таблица 1

Технико-экономические показатели работы малой ТЭС с ГТУ и ПВК по тепловому графику нагрузок при оптимальном количестве устанавливаемых агрегатов

Показатель и единицы измерения	Тип и количество ГТУ, установленных на МТ	
	ГТУ-6,5 (без регенератора)	ГТУ-6 (с регенератором)
Отпускаемое количество тепловой энергии от МТ потребителям, млн ГДж/г: от ГТУ от ПВК	0,18 0,15 0,03	0,18 0,13 0,05
Отпуск электроэнергии потребителям, млн кВт · ч/г.	176,53	176,53
Отпуск электроэнергии от МТ, млн кВт · ч/г.	80,98	120,26
Количество электроэнергии покупаемой потребителями из энергосистемы, млн кВт × ч/г.	95,81	56,53
Расход условного топлива, млн кг/г. ГТУ+ПВК	40,32 31,99+8,33	56,29 46,57+9,72
Затраты на топливо, млн руб./г. в том числе на пуск ГТУ	100,92 0,031	140,76 0,033
Условно-постоянная составляющая эксплуатационных затрат, млн руб./г. в том числе оплата вредных выбросов	21,64 0,019	30,72 0,027
Суммарные эксплуатационные затраты, млн руб./г.	122,56	171,48
Налог на прибыль, млн руб./г.	940,34	984,52
Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии, кг у.т./кВт · ч	0,376	0,353
Удельный расход условного топлива на выработку тепловой энергии, кг у.т./ГДж	22,45	21,89
Себестоимость производства электрической энергии на МТ, руб./кВт · ч	0,95	0,89

Окончание табл. 1

Показатель и единицы измерения	Тип и количество ГТУ, установленных на МТ	
	ГТУ-6,5 (без регенератора)	ГТУ-6 (с регенератором)
Себестоимость производства тепловой энергии на МТ, руб./ГДж	102,3	95,5
Затраты на обеспечение надежности энергоснабжения (при работе МТ в энергосистеме Саратовского региона), млн руб./г.	38,6	39,1
Капиталовложения на сооружение МТ с ГТУ и ПВК, млн руб.	20,9	22,5
Величина интегрального эффекта ($E_{ин}$), млн руб.	4701,8	4921,6
Индекс доходности (I_D)	2,43	3,21
Внутренняя норма доходности ($E_{вн}$)	0,31	0,37
Дисконтированный срок окупаемости ($T_{ок}$), г.	7,8	7,0

Таблица 2

Технико-экономические показатели работы малой ТЭЦ с ГТУ и ПВК по электрическому графику нагрузок при оптимальном количестве устанавливаемых агрегатов

Экономический показатель	Тип ГТУ установленных на МТ			
	ГТУ-6,5 (без регенератора)		ГТУ-6 (с регенератором)	
	Б/ПП/П	ПП/П	Б/ПП/П	ПП/П
Отпускаемое количество тепловой энергии от МТ потребителям, млн ГДж/г.:	0,18	0,18	0,18	0,18
	от ГТУ	0,12	0,16	0,13
	от ПВК	0,06	0,02	0,05
Вырабатываемая тепловая энергия МТ, млн ГДж/г.:	0,31	0,22	0,28	0,20
	от ГТУ	0,25	0,20	0,23
	от ПВК	0,06	0,02	0,05
Выхлоп тепловой энергии ГТУ без утилизации, млн ГДж/г.	0,13	0,06	0,10	0,03
Отпуск электроэнергии потребителям, млн. кВт · ч/г.:	176,79	176,79	176,79	176,79
	базовой	95,70	95,70	95,70
	полупиковой	66,45	66,45	66,45
	пиковой	14,64	14,64	14,64

Экономический показатель	Тип ГТУ установленных на МТ			
	ГТУ-6,5 (без регенератора)		ГТУ-6 (с регенератором)	
	Б/ПП/П	ПП/П	Б/ПП/П	ПП/П
Отпуск электроэнергии от МТ, млн кВт · ч/г.:	176,79	81,09	163,19	74,85
базовой	95,70	0	88,34	0
полупиковой	66,45	66,45	61,34	61,34
пиковой	14,64	14,64	13,51	13,51
Количество электроэнергии, покупае- мой потребителями из энергосистемы, млн кВт · ч/г.:	0	0	13,6	101,9
базовой	0	95,70	7,36	95,70
полупиковой	0	0	5,11	5,11
пиковой	0	0	1,13	1,13
Расход условного топлива, млн кг/г.:	74,08	56,14	66,91	50,03
ГТУ	66,12	52,89	60,83	47,60
ПВК	7,33	3,25	6,08	2,43
Удельный расход условного топлива на выработку электрической энергии, кг у.т./кВт · ч	0,393	0,375	0,411	0,387
Удельный расход условного топлива на вы- работку тепловой энергии, кг у.т./ГДж	24,81	23,11	25,19	23,72
Себестоимость производства электриче- ской энергии на МТ, руб./кВт · ч	0,99	0,94	1,03	0,96
Себестоимость производства тепловой энергии на МТ, руб./ГДж	108,6	97,8	118,1	103,7
Затраты на топливо, млн руб./г.	185,25	140,3	167,28	125,1
в том числе на пуск ГТУ	3,0	3,9	2,1	2,8
Условно-постоянная составляющая экс- плуатационных затрат, млн руб./г.	38,74	28,96	34,99	26,16
в том числе оплата вредных выбросов	0,046	0,034	0,041	0,031
Суммарные эксплуатационные затраты, млн руб./г.	223,99	169,3	202,27	151,2
Налог на прибыль, млн руб./г.	<u>1141,8</u> 967,9	<u>1986,6</u> 1677,1	<u>734,9</u> 619,4	<u>1278,8</u> 1073,3
Затраты на обеспечение надежности энер- госнабжения (при работе МТ в энергоси- стеме Саратовского региона), млн руб./г.	70,52	70,52	63,68	63,68
Капиталовложения на сооружение МТ с ГТУ и ПВК, млн руб.	47,02	47,02	42,53	42,53
Величина интегрального эффекта (Э _{ин}), млн руб.	<u>6786,4</u> 4839,6	<u>8385,8</u> 4497,1	<u>4442,3</u> 3100,3	<u>5375,1</u> 3077,7

Экономический показатель	Тип ГТУ установленных на МТ			
	ГТУ-6,5 (без регенератора)		ГТУ-6 (с регенератором)	
	Б/ПП/П	ПП/П	Б/ПП/П	ПП/П
Индекс доходности (I_D)	2,8/2,7	3,9/3,8	2,1/2,1	3,7/3,6
Внутренняя норма доходности ($E_{вн}$)	0,4/0,3	0,5/0,4	0,3/0,2	0,5/0,4
Дисконтированный срок окупаемости ($T_{ок}$), год	7,2/7,4	6,1/6,4	7,9/8,1	6,5/6,7

В числителе табл. 2 приведены показатели при дифференцированном тарифе на электроэнергию, в знаменателе – при средневзвешенном. Из анализа табл. 2 следует, что наибольший интегральный эффект получился при отпуске электроэнергии от малой ТЭЦ по дифференцированному тарифу, причем максимальное значение $\mathcal{E}_{ин}$ соответствует варианту установки ГТУ-6,5 даже при несколько большем значении выхлопа теплоты без утилизации в окружающую среду. Это связано с тем, что при установке на МТ четырех ГТУ-6, станция не дополучает прибыль от продажи электроэнергии потребителям, которую приходится компенсировать покупкой недостающей мощности из энергосистемы, в свою очередь, агрегаты ГТУ-6,5 полностью покрывают потребность потребителей в электроэнергии.

Для оценки влияния динамики ценовых факторов на экономические показатели работы МТ с ГТУ для рассмотренных выше вариантов выполнены расчеты J_D , $E_{вн}$, $T_{ок}$, приведенные в табл. 3. Здесь приняты следующие данные: стоимость топлива 3,5 руб./кг у.т., тариф на электроэнергию – 2,8 руб./кВт · ч, на теплоту – 287 руб./ГДж, удельные капиталовложения – 25 тыс. руб./кВт.

Таблица 3

Экономические показатели малой ТЭЦ с ГТУ в перспективных ценах

Экономический показатель	Режим работы МТ			
	по тепловому графику нагрузки		по электрическому графику нагрузки*	
	ГТУ-6,5	ГТУ-6	ГТУ-6,5	ГТУ-6
Индекс доходности	3,41	3,98	4,59/3,28	4,19/2,40
Внутренняя норма доходности	0,32	0,45	0,46/0,38	0,50/0,41
Срок окупаемости, год	7,9	7,2	6,1/7,3	6,7/7,8

* В числителе отпуск электроэнергии по дифференцированному тарифу, в знаменателе – по средневзвешенному тарифу.

Сравнивая результаты табл. 1 и 2 с данными табл. 3 следует обратить внимание на улучшение экономических показателей работы малой ТЭЦ, при этом оптимальное количество устанавливаемых ГТУ на станции сохраняется на том же уровне. Наибольший экономический эффект достигается при работе малой ТЭЦ по электрическому графику нагрузки и использовании дифференцированного тарифа на электроэнергию.

Выводы

1. Оптимальным режимом эксплуатации малой ТЭЦ является работа по электрическому графику нагрузки с выработкой наиболее дорогой энергии в дневной период при использовании дифференцированного тарифа. По сравнению с отпуском электроэнергии по средневзвешенному тарифу эффективность малой ТЭЦ увеличивается на 40% и более.

2. В условиях работы по электрическому графику и отпуске электрической энергии потребителям по дифференцированному тарифу интегральный эффект составляет 6 776,4–8 385,8 млн руб., индекс доходности 2,8–3,9, внутренняя норма доходности 0,4–0,5, дисконтированный срок окупаемости 6,1–6,5 лет. При работе МТ по тепловому графику нагрузки интегральный эффект составляет 4 701,8–4 921,6 млн руб., индекс доходности 2,4–3,2, внутренняя норма доходности – 0,31–0,37, дисконтированный срок окупаемости 7,0–7,8 лет,

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2013 годы (мероприятие 1.1 XIV очередь, лот № 6, шифр лота 2010-1.1-230-094).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Николаев Ю. Е., Осипов В. Н., Сизов С. В. Выбор рационального числа агрегатов на малых ТЭЦ с ГТУ // Изв. вузов. Проблемы энергетики. 2005. № 7–8. С. 15–20.
2. Николаев Ю. Е., Сизов С. В. Оптимизация количества устанавливаемых газовых турбин на малых ТЭЦ // Вестн. Саратов. гос. техн. ун-та. 2008. № 3. С. 134–143.
3. Цанев С. Б., Буров В. Д., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М. : МЭИ, 2002. С. 584.

ПГУ С ВНУТРИЦИКЛОВОЙ ГАЗИФИКАЦИЕЙ ТОПЛИВА ФИРМЫ МНИ

С. В. Новичков, Е. А. Назарова

Саратовский государственный технический университет

Согласно Киотскому протоколу Япония должна была снизить выбросы CO_2 к 2010 г. на 6% от уровня 1990 г. Интенсивность выбросов CO_2 в 1990 г. на энергопредприятиях составляла $0,42 \text{ кгCO}_2/\text{кВт} \cdot \text{ч}$ и была снижена до $0,38 \text{ кгCO}_2/\text{кВт} \cdot \text{ч}$ к 2001 г. Федерацией энергогенерирующих компаний Японии была поставлена задача довести количество выбросов к 2010 г. до $0,34 \text{ кгCO}_2/\text{кВт} \cdot \text{ч}$, что на 20% ниже уровня 1990 г. [1].

Одним из основных источников выбросов CO_2 являются угольные ТЭС, на которых в Японии генерируется до 20% электроэнергии. Как известно, производство CO_2 на угольном тепловом блоке примерно в 1,5 раза выше, чем на газовом; в Японии выбросы CO_2 на обычном угольном блоке составляют $0,88 \text{ кгCO}_2/\text{кВт} \cdot \text{ч}$.

Кроме угольных ТЭС, источниками выбросов CO_2 являются металлургические предприятия. Приблизительно 40% импортируемого угля потребляется в металлургии, включая производство кокса.

В качестве основных технологий, способных наиболее эффективно производить угольную энергию с наименьшими выбросами CO_2 , в Японии рассматриваются следующие:

1) паротурбинные блоки на ультрасуперкритические параметры с повышением температуры пара от 600 до 700°C с одно- или двухкратным перегревом пара в цикле (Ultra-supercritical (USC) power generation);

2) парогазовые установки с внутрицикловой газификацией жидкого и твердого топлив (Integrated Gasification (IGCC) Combined Cycle), включая систему улавливания и захоронения (carbon capture and storage (CCS));

3) парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива на основе твердопливных оксидных элементов (IGCC + solid oxide fuel cell (SOFC) Hybrid cycle);

4) парогазовые установки, использующие уходящие газы после металлургических производств (доменный и коксовый газы).

Как известно, эффективность парогазовых установок определяется, в частности, степенью совершенства газовых турбин. Для решения этой задачи в Японии исследуются и изготавливаются газовые турбины с температурой газов на входе 1300÷1700°C, адаптируемых к сжиганию всех возможных видов топлива. Виды топлива, используемые для сжигания в ГТУ с указанием их теплотворной способности, показаны на рис. 1 [1].

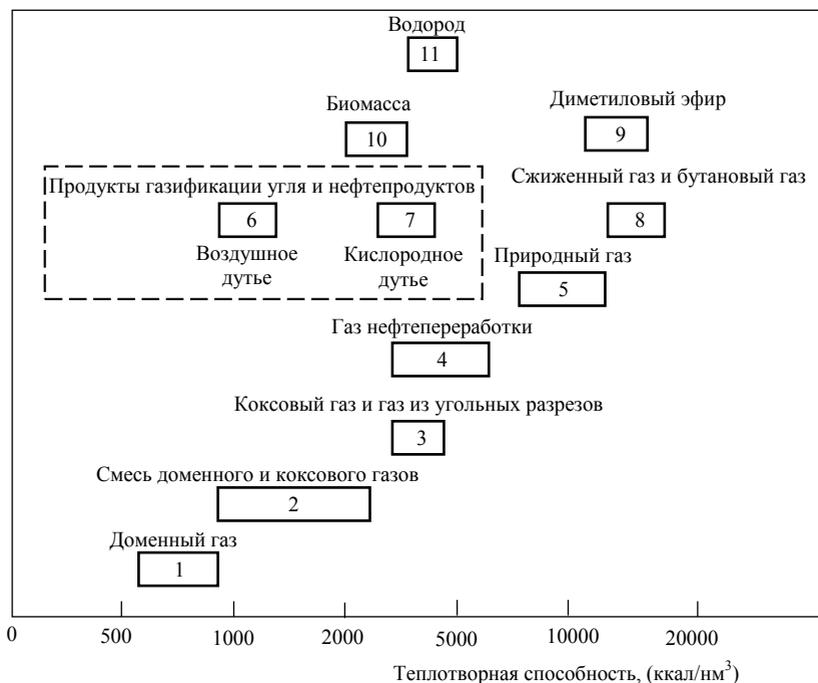


Рис. 1. Виды топлива для газовых турбин

Далее в статье рассматриваются парогазовые установки с внутрицикловой газификацией топлива фирмы Mitsubishi Heavy Industries, Ltd (МНН), одного из мировых лидеров производства энергетического оборудования.

ПГУ с внутрицикловой газификацией жидкого топлива

Первая японская парогазовая установка с внутрицикловой газификацией остаточных нефтепродуктов находится в коммерческой эксплуатации с июня 2003 г. на нефтеочистительном предприятии Nippon Oil Refining Company. Ее принципиальная схема показана на рис. 2, а основные характеристики в табл. 1 [2].

В воздушном сепараторе воздух разделяется на азот и кислород; N_2 направляется в ГТУ, а O_2 – в газификатор. Там O_2 смешивается с нефтяным вакуумным остатком и паром, направляемым из котла-утилизатора, и далее производится низкокалорийный газифицированный газ состоящий, главным образом из CO и H_2 .

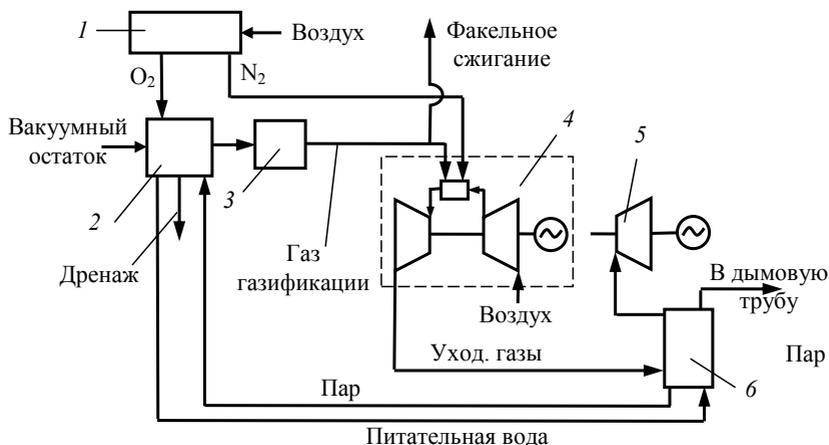


Рис. 2. Схема парогазовой установки мощностью 431 МВт на продуктах газификации нефти: 1 – воздушный сепаратор; 2 – печь газификации (газификатор); 3 – газоочистка; 4 – ГТУ; 5 – ПТУ; 6 – котел-утилизатор

Таблица 1

Газовая турбина	Основное топливо/ вспомогательное	Газифицированный газ/ керосин
	Тип	Одновальная, простого цикла M701F
	Мощность, МВт	301
	Температура газов на входе	1350°C
Паровая турбина	Тип	Одноцилиндровая
	Мощность, МВт	130
	Скорость вращения, об/мин	3000
	Параметры пара	
	Основной пар	9,8 МПа × 538°C
	Перегретый пар	2,9 МПа × 538°C
Пар среднего давления	0,7 МПа × 313°C	
Котел-утилизатор	Тип	Трехконтурный, вертикаль- ный, с естественной циркуляцией
Топливо для ПГУ	Вакуумный остаток с нефтепроизводства	
Азот/газифицированный газ (массовое соотношение)	1,5	

Газ, произведенный в газификаторе, имеет высокую адиабатическую температуру и высокое содержание NO_x . Для снижения его концентрации азот из воздушной сепарации 1 смешивается с газом газификации, и эта смесь используется в газовой турбине как топливо. Этот смешанный газ имеет низкую калорийность и адиабатическую температуру пламени, что способствует снижению эмиссии NO_x . Из-за его высокого водородного содержания он имеет более высокую скорость сгорания и более широкие диапазоны воспламеняемости. В газовой турбине используется диффузионная камера сгорания, работающая также на керосине, который используется для первоначального запуска ГТУ. Время пуска всей установки, включая этапы перехода с керосина на газифицированный газ, составляет 25 – 30 мин.

ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива

Объединение усилий девяти электроэнергетических компаний, Центрального исследовательского института электропромышленности и МНИ при финансовой поддержке правительства Японии позволило создать демонстрационную ПГУ с внутрицикловой газификацией твердого топлива на воздушном дутье, названную «Накосо» в соответствии с местом строительства мощностью 250 МВт и расходом угля 1 700 т/сут. Первые демонстрационные испытания прошли в сентябре 2007 г., номинальной нагрузке установка достигла в марте 2008 г.

МНИ успешно провела весь комплекс работ, связанных с созданием данной установки: оптимальное проектирование, изготовление и поставку оборудования (газификатор, система очистки газов, оборудование удаления CO_2 , паровая и газовая турбины, котел-утилизатор) [3].

В течение июня-сентября 2008 г. установка досрочно достигла цели – более чем 2000 ч непрерывной эксплуатации. В [4] со ссылкой на [5] обращается внимание на то, что ни в Европе, ни в США установки подобного типа не достигали 2000 ч непрерывной эксплуатации даже спустя 10 лет после пуска. Различие заключается в типе газификатора: в Японии исследуются процессы газификации на воздушном дутье, в Европе и в США в основном на кислородном дутье.

Принципиальная схема ПГУ с внутрицикловой газификацией угля на воздушном дутье представлена на рис. 3, в табл. 2 – результаты испытаний.

Часть воздуха от компрессора ГТУ направляется на газификацию, пройдя через дожимной компрессор 4. Этот поток воздуха смешивается с O_2 , полученным из блока воздушной сепарации 5, и вместе с N_2 и углем подается в газификатор на воздушном дутье 6. Далее газифицированный газ направляется в реактор 7, где происходит реакция превращения CO в CO_2 и H_2 , с участием водяного пара, направляемого из котла-утилизатора. Затем CO_2 отделяется в десульфуризаторе 8, где в качестве абсорбцион-

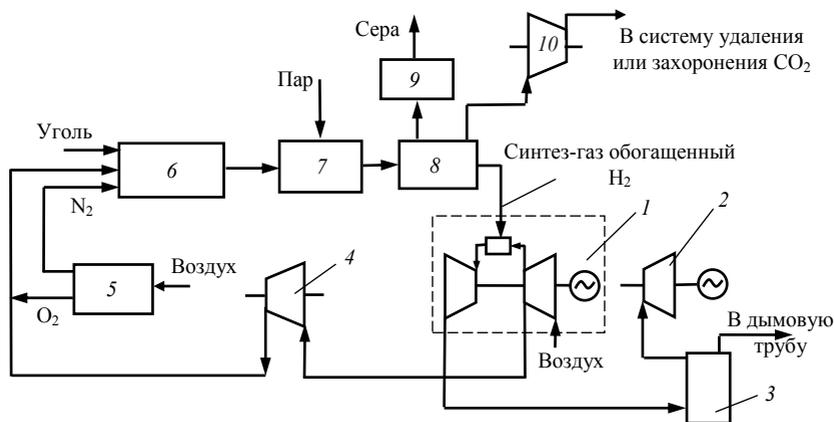


Рис. 3. Схема ПГУ с газификацией твердого топлива на воздушном дутье: 1 – ГТУ; 2 – ПГУ; 3 – котел-утилизатор; 4 – дожимной воздушный компрессор; 5 – блок оборудования воздушной сепарации; 6 – газификатор, 7 – реактор конверсии CO, 8 – десульфуратор; 9 – блок оборудования извлечения серы; 10 – блок оборудования компрессии CO₂

Таблица 2

Показатели испытаний		Значения показателей
Температура окружающей среды		13,1°C
Мощность брутто ПГУ		250 МВт
Мощность ГТУ Тип ГТУ		124 МВт M701DA
Мощность ПГУ		126 МВт
Общий КПД всей установки		42,9% (по нижней теплоте сгорания)
КПД получения холодного газа		77,2%
Величина углеродного преобразования		> 99,9%
Высшая теплота сгорания произведенного газа		5,4 МДж/нм ³ (1290 ккал/нм ³)
Состав произведенного синтез-газа	CO	30,5%
	CO ₂	2,8%
	H ₂	10,5%
	CH ₄	0,7%
	№ ₂ и прочее	55,5%
Параметры веществ, вы- брасываемых в окружаю- щую среду	SO _x	1,0 ppm
	NO _x	3,4 ppm
	Твердые частицы	< 0,1 мг/нм ³

ной жидкости используется метилдиэтаноламин (MDEA). Использование MDEA требует меньших затрат энергии и потерь тепла по сравнению с другими системами и приводит к наилучшим экологическим показателям. После отделения CO_2 остается обогащенный водородом синтез-газ, который используется в качестве топлива для ГТУ. CO_2 сжимается компрессором (11÷15 МПа) и направляется в систему удаления или захоронения [2, 4, 5].

Использование системы утилизации CO_2 приводит к снижению общего КПД установки. Это происходит по следующим причинам:

1) увеличивается потребление пара для экзотермической реакции превращения CO в CO_2 . Пар, отбираемый для этого из парового цикла приводит к снижению мощности паровой турбины;

2) увеличивается потребление электрической мощности для блока десульфуризации (в том числе для привода циркулирующих насосов при абсорбции CO_2);

3) увеличивается потребление электрической мощности для компрессоров перекачки CO_2 в систему удаления или захоронения.

Эффективность IGCC на воздушном дутье выше по сравнению с кислородным дутьем, так как при кислородном дутье требуется больше мощности для производства кислорода в блоке воздушной сепарации. Разница в абсолютной эффективности IGCC на воздушном дутье по отношению к IGCC на кислородном дутье составляет 4÷5%. Удельная стоимость IGCC на воздушном дутье ниже, чем на кислородном, из-за меньшей стоимости блока десульфуризации и потребления энергии на вспомогательное оборудование [6, 7].

МНИ планирует создать к 2014 г. IGCC на воздушном дутье для коммерческого использования мощностью 500 МВт с температурой горения в ГТУ 1500°C и длительностью непрерывной работы 5 000 часов.

Выводы

1. В Японии успешно ведутся работы по созданию технологий сжигания угля с минимальными выбросами CO_2 .

2. МНИ удалось создать эффективную и надежную IGCC на воздушном дутье мощностью 250 МВт, показавшую при испытаниях 2 000 ч непрерывной работы.

3. При создании высокоэффективной IGCC как для производства электрической и тепловой энергии, так и по улавливанию CO_2 необходима комплексная оптимизация всех элементов: паровой и газовой турбин, котла-утилизатора, системы очистки газов, реактора конверсии CO , системы удержания CO_2 и т.д.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Nakamura S., Matsuda H., Ota K., Okamoto H.* Sophisticated Use of Coal Energy with Green Technologies for Thermal Power Plants // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Oct. 2005. Vol. 42, № 3. P. 1–5.
2. *Sonoda T., Kato M., Iwasaki Y., Hashi T., Komori T., Kitauchi Y., Akizuki W., Kunihiro A.* Development of M701F Gas Turbine for Integrated VR Gasification Combined Cycle Plants // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Feb. 2004. Vol. 41, № 1. P. 1–3.
3. *Hashimoto T., Sakamoto K., Kitagawa Y., Hyakutake Y., Setani N.* Development of IGCC Commercial Plant with Air-blown Gasifier // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. June 2009. Vol. 46, № 2. P. 1–5.
4. *Susaki M., Takashima Y., Ishii H., Kitagawa Y., Shinada O., Hashimoto T.* Air-blown IGCC System – World’s First Successful Continuous Three-month Operation and Commercial Application Plans // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review Mar. 2009. Vol. 46, № 1. P. 5–8.
5. Best practices for improving RAM focus of IGCC workshop, COMBINED CYCLE JOURNAL, First Quarter 2008. URL: <http://combinedcyclejournal.com> (дата обращения : 19.02.2011).
6. *Hashimoto T., Ota K., Sakamoto K., Ishii H., Kitagawa Y., Koyama Y.* Overview of CO2 Reduction by IGCC Technology // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Mar. 2008. Vol. 45, № 1. P. 18–20.
7. *Hashimoto T., Sakamoto K., Ishii H., Fujii T., Koyama Y.* Commercialization of Clean Coal Technology with CO2 Recovery // Mitsubishi Heavy Industries Technical Review. Mar. 2010. Vol. 47, № 1. P. 9–14.

УДК 621.438.082

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СОВРЕМЕННЫХ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК

Р. А. Ильин

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН

Развитие газотурбинных технологий значительно и успешно ускори-лось в последние 30–40 лет [1–3]. За этот период продвинуты и достигли определенного предела проблема материалов, применяемых в газотур-бинных установках (ГТУ), и проблема повышения начального давления и температуры газа. Существенно усложнились термодинамические циклы и схемы ГТУ за счет включения аппаратов промежуточного охлаждения, дожимных компрессоров, дополнительных камер сгорания, применения систем охлаждения лопаток турбин и др. Раньше эти проблемы были ме-нее острыми [2, 3].

Для оценки эффективности теплоэнергетических установок автором принята общая методология [1] на основе эксергетического метода тер-

модинамического анализа по коэффициенту использования располагаемой эксергии – эксергии тепловой энергии, выделяющейся при сжигании топлива в камерах сгорания установок:

$$\delta\eta_{ex} = ex_{II} / ex_m, \quad (1)$$

где ex_{II} – удельная полезная эксергия, Дж/кг; ex_m – удельная располагаемая эксергия, Дж/кг. Коэффициент по (1) показывает долю полезно используемой располагаемой первичной эксергии и, таким образом, учитывает все потери в теплоэнергетической установке (термодинамические, механические, тепловые, электрические, гидромеханические и др.). Коэффициент $\delta\eta_{ex}$ отличается от обычного эксергетического КПД непосредственно теплоэнергетической установки, учитывающего потери только в ней. Коэффициент использования располагаемой эксергии определяется по эксергии газа для всего располагаемого диапазона температур $T_T - T_0$, где T_T – максимальная теоретическая температура горения топлива [4], К; T_0 – температура окружающей среды.

Коэффициент использования располагаемой эксергии вычислен автором для конкретных отечественных и зарубежных ГТУ, характеристики которых приведены в табл. 1 и 2: W – полезная мощность ГТУ; π – общая степень повышения давления. Результаты расчета представлены на рис. 1 в координатах $\delta\eta_{ex} \sim \pi$, где π является функцией температур газа на входе и на выходе: $\pi = f(T_{вх}, T_{вых})$.

Таблица 1

Основные характеристики и коэффициент использования располагаемой эксергии отечественных ГТУ

Производитель	Марка	Характеристики					
		W , МВт	КПД	π	$t_{вх}$, °С	$t_{вых}$, °С	$\delta\eta_{ex}$
НПП им. Климова, г. С.-Петербург	ГТЭ-1,5	1,2	0,25	13,6	1112	524	0,28
«Машпроект», г. Николаев	ГТЭ-2,5П	2,85	0,285	12,0	950	435	0,33
ОАО «Авиадвигатель», г. Пермь	ГТУ-2,5П	2,5	0,218	6,0	688	385	0,25
	ГТУ-4П	4	0,247	7,5	816	448	0,28
«Машпроект», г. Николаев	ГТГ-6	6,7	0,315	16,6	1000	420	0,36
СКБИ, г. Самара	НК-14Э	8,6	0,321	11,0	947	435	0,36
НПП «Мотор», г. Уфа	ГТУ-10/95	10,0	0,31	8,41	906	478	0,35
ОАО «Авиадвигатель»	ГТУ-12ПЭ	12,0	0,35	16,9	1049	426	0,40

Производитель	Марка	Характеристики					
		W , МВт	КПД	π	$t_{вх}$, °С	$t_{вых}$, °С	$\delta\eta_{ex}$
«Машпроект»	ГТД-15	15,8	0,31	15,8	870	365	0,35
	ГТД16	17,5	0,35	19,6	1076	432	0,40
ОАО «Авиадвигатель»	ГТУ-16ПЭ	16,0	0,375	19,6	1143	466	0,42
АО «Стурн-Люлька»	АЛ-31СТ	20,0	0,365	21,0	1250	520	0,41
ЦИАМ, «Союз»	ГТУ-55СТ-20	20,0	0,315	10,2	980	450	0,36
ОАО «Авиадвигатель»	ГТУ-25ПЭ	25,0	0,39	28,5	1240	451	0,44
«Машпроект»	ГТГ-25	27,5	0,36	21,8	1227	485	0,41
ОАО СНТК «Двигатели НК»	НК-37	25,0	0,364	23,1	1147	428	0,41
	НК-37-1	30,2	0,373	25,6	1219	455	0,42
ТМЗ	ГТЭ-25У	31,2	0,317	13,6	1060	466	0,36
АО «Рыбинские моторы», «Машпроект»	ГТЭ-110	110,0	0,354	14,7	1210	524	0,41

Таблица 2

**Основные характеристики и коэффициент использования эксергии
зарубежных ГТУ**

Производитель	Марка	Характеристики					
		W , МВт	КПД	π	$t_{вх}$, °С	$t_{вых}$, °С	$\delta\eta_{ex}$
Дженерал Электрик	LM1600	13,8	0,356	22,3	1240	487	0,40
	LM2500	21,96	0,357	18,8	1200	542	0,41
	LM2500+	28,54	0,373	23,1	1240	520	0,42
Рол-с Рой-с	RB211	27,2	0,358	20,8	1220	464	0,41
Турбо Пауэр	FT8	25,47	0,381	20,0	1145	455	0,43
Дженерал Электрик	LM6000-PA	40,6	0,392	29,6	1240	460	0,45
Рол-с Рой-с	Trent	51,2	0,416	35,0	1230	427	0,47

Производитель	Марка	Характеристики					
		W , МВт	КПД	π	$t_{\text{вх}}$, °С	$t_{\text{вых}}$, °С	$\delta\eta_{\text{ex}}$
ABB	GT13E2	165,1	0,357	14,6	1180	524	0,41
	GT26	265,0	0,385	30,0	1290	589	0,44
Дженерал Электрик	PG6101FA	70,1	0,342	15,0	1290	640	0,39
	PG923EC	169,2	0,349	14,2	1204	558	0,40
	PG351FA	255,6	0,369	15,4	1290	609	0,42
Мицубиси	MW701F	270,3	0,382	17,0	1350	586	0,43
	MW701G	334,0	0,395	21,0	1410	587	0,45
Сименс	V94/3A	255,0	0,385	17,0	1315	577	0,44
Вестингауз	W401	85,9	0,366	19,0	1280	573	0,42

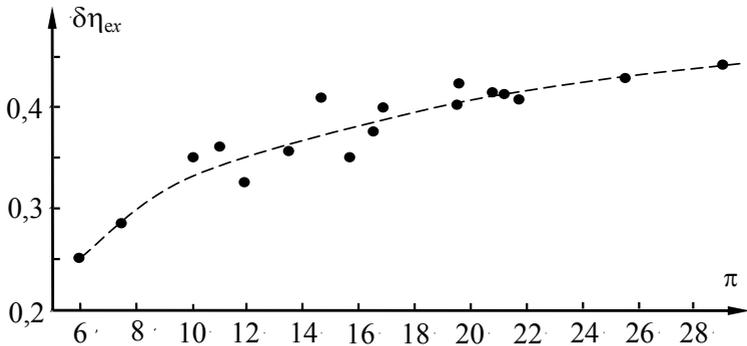


Рис. 1. Коэффициент использования располагаемой эксергии в отечественных ГТУ

Как следует из рис. 1, степень повышения давления также может использоваться как обобщенный параметр, определяющий эффективность применения эксергии в автономных (без утилизационного котла) газотурбинных установках. Очевидно, что при переходе от средних величин степени повышения давления (14–18) к более высоким, до 30, темп роста $\delta\eta_{\text{ex}}$ существенно снижается, и, возможно, при $\pi > 30$ –40 рост величины $\delta\eta_{\text{ex}}$ не оправдывается усложнением схем и оборудо-

вания ГТУ. Это в определенной степени подтверждается данными по ГТУ фирмы Дженерал Электрик, наши расчеты по которым представлены на рис. 2.

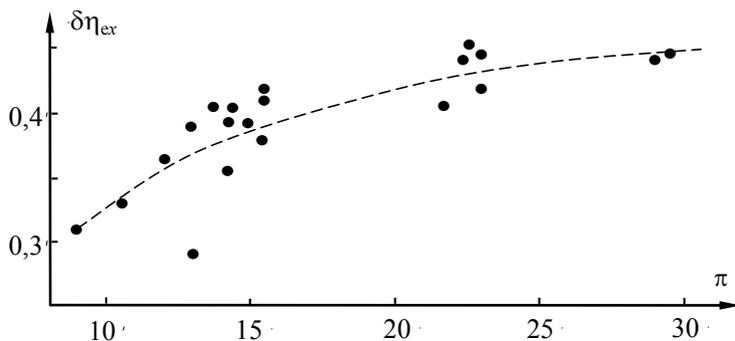


Рис.2. Коэффициент использования располагаемой эксергии в ГТУ фирмы Дженерал Электрик (США) типоразмеров PGT, MS, ГТУ-G, ГТУ-Н, LM и мощностью до 280 МВт

Таким образом, можно считать, что эффективность ГТУ достаточно высока и обеспечивает возможность их широкого использования как в качестве автономных теплоэнергетических установок, так и, в составе парогазовых установок, являющихся безальтернативной основой современной энергетики.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ильин Р. А. Оценки эффективности комбинированных теплоэнергетических установок по новым эксергетическим параметрам // Вестн. АГТУ. Сер. Морская техника и технология. 2009. Вып.1. С. 181–186.
2. Ольховский Г. Г. Газотурбинные и парогазовые установки в России // Теплоэнергетика. 1999. № 1. С. 2–9.
3. Цанев С. В., Бузов В. А., Ремезов А. Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М. : Изд-во МЭИ, 2006. 584 с.
4. Ильин Р. А., Курганова Е. А., Ильин А. К. Обобщенные теплотехнические характеристики продуктов сгорания традиционных и нетрадиционных углеводородных топлив // Вестн. АГТУ. 2008. Вып. 5. С. 114–118.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЛОАГРЕГАТА УСТАНОВКОЙ ОРЕБРЕННОГО ТУРБИННОГО ЭКОНОМАЙЗЕРА НА КОНДЕНСАЦИОННЫХ ЭНЕРГОБЛОКАХ

С. В. Новичков, Т. И. Попова, С. В. Савенков

Саратовский государственный технический университет

Одним из путей повышения эффективности существующих энергоблоков и выработки дополнительной электрической мощности является использование турбинного экономайзера для нагрева питательной воды с байпасированием подогревателей высокого давления. В литературе такие блоки получили название «блоки повышенной эффективности» (БПЭ) [1, 2]. Эффект в них достигается за счет того, что в конвективной шахте котельного агрегата (КА) устанавливаются дополнительные поверхности для нагрева питательной воды. При этом вытесняются регенеративные отборы пара на турбине. Вновь устанавливаемые поверхности нагрева получили название турбинных экономайзеров. Блочный эффект внутри станции может быть усилен, если вместо старого гладкотрубного экономайзера в существующий объем газохода поставить два нагревателя из оребренных труб [3].

Первая ступень оребренной поверхности представляет собой экономайзер котла, а другая – так называемый турбинный экономайзер, т.е. включенный по питательной воде в схему регенерации паровой турбины. Обе поверхности нагрева выполнены из труб с поперечным спиральным оребрением. Такие поверхности обладают высокой тепловой эффективностью и компактностью.

Поверхности нагрева котельного и турбинного экономайзеров подбираются таким образом, что тепловосприятие котельного экономайзера равно тепловосприятию замененного гладкотрубного экономайзера.

Температура питательной воды на выходе из турбинного экономайзера равна температуре питательной воды на входе в котельный экономайзер.

Суммарное тепловосприятие двух новых поверхностей нагрева становится больше одной замененной. В результате количество отбираемой от дымовых газов теплоты возрастает, что приводит к некоторому снижению температуры уходящих газов.

Модернизация котла с установкой в газоходе дополнительной поверхности нагрева в виде турбинного экономайзера позволяет не только повысить КПД котла, но и одновременно увеличить мощность паровой турбины, в схему регенерации которой включен турбинный экономайзер.

К рассмотрению предлагаются две принципиальные схемы увели-

чения мощности паровой турбины – за счет отключения ПВД и нагрева байпасируемой питательной воды в турбинном экономайзере.

В первой схеме питательная вода байпасируется через ПВД № 8 и № 7, которые отключаются по пару. Здесь рассматривались два варианта отключения ПВД № 7 и № 8:

1) полное отключение подогревателей № 8 и № 7 от отборов турбины, питательная вода нагревается в ПВД № 6 и направляется в турбинный экономайзер;

2) частичный пропуск пара от отборов ($D_{отб}$) на подогреватели в количестве 20%, питательная вода $G_{пв}$ нагревается в ПВД № 6, смешивается с питательной водой в количестве 20%, предварительно нагретой в ПВД № 7, № 8, и затем направляется в турбинный экономайзер.

После турбинного экономайзера питательная вода нагревается в котельном экономайзере и направляется в экранные трубы.

Во второй схеме питательная вода байпасируется через ПВД № 7 и № 6, которые отключаются по пару. Здесь также рассматривались два варианта отключения ПВД № 6 и № 7:

1) полное отключение подогревателей № 6 и № 7 от отборов турбины, питательная вода нагревается в ПВД № 8 и направляется в турбинный экономайзер;

2) частичный пропуск пара от отборов на подогреватели № 6 и № 7 в количестве 5% и нагрев также 5% питательной воды. Остальное количество питательной воды нагревается в турбинном экономайзере после деаэратора, смешивается с питательной водой, нагретой в ПВД № 6 и № 7, и затем нагревается в ПВД № 8.

После ПВД № 8 питательная вода нагревается в котельном экономайзере и затем направляется в экранные трубы.

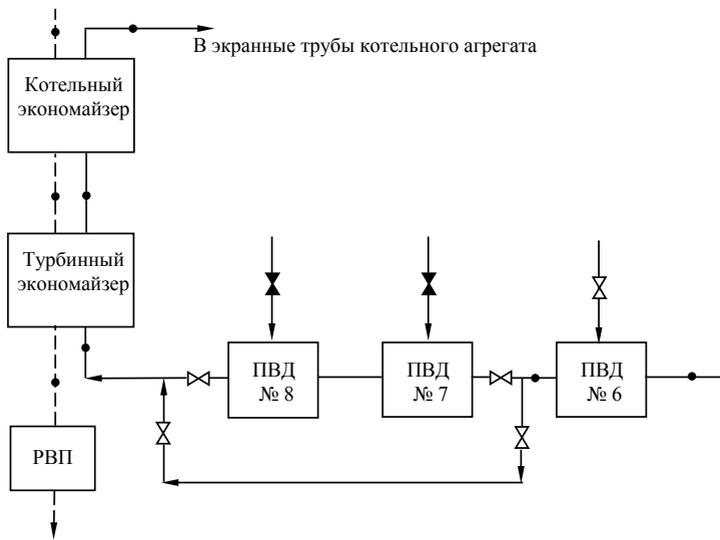
Схема нагрева питательной воды в турбинном экономайзере с полным отключением ПВД № 7 и 8 – показана на рис. 1,а; с частичным отключением ПВД № 7 и 8 – на рис. 1,б.

Схема нагрева питательной воды в турбинном экономайзере с полным отключением ПВД № 6 и 7 – показана на рис. 2,а; с частичным отключением ПВД № 6 и 7 – на рис. 2,б.

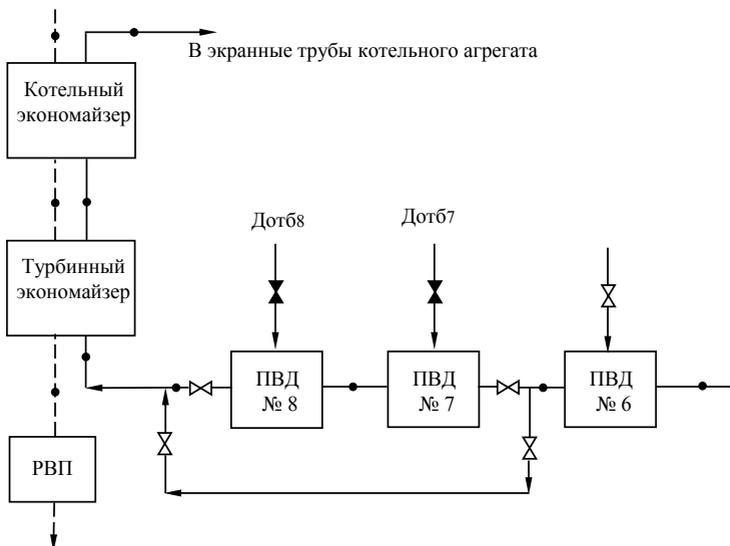
Модернизация котельного агрегата с нагревом питательной воды в орбренном турбинном экономайзере, при разной степени отключения ПВД, приводит к снижению температуры уходящих газов котла, повышению КПД котельного агрегата, более полному использованию теплоты топлива [4]. При этом изменяется расход топлива в котельном агрегате на величину:

$$\Delta B = B_{ка}^{обыч} - B_{ка}^{модер}, \quad (1)$$

где $B_{ка}^{обыч}$ – расход топлива в обычном котле, кг/с, работающем в схеме без отключения ПВД; $B_{ка}^{модер}$ – расход топлива в модернизированном котле, кг/с, работающем при отключенных ПВД и нагреве части питательной воды в турбинном экономайзере.

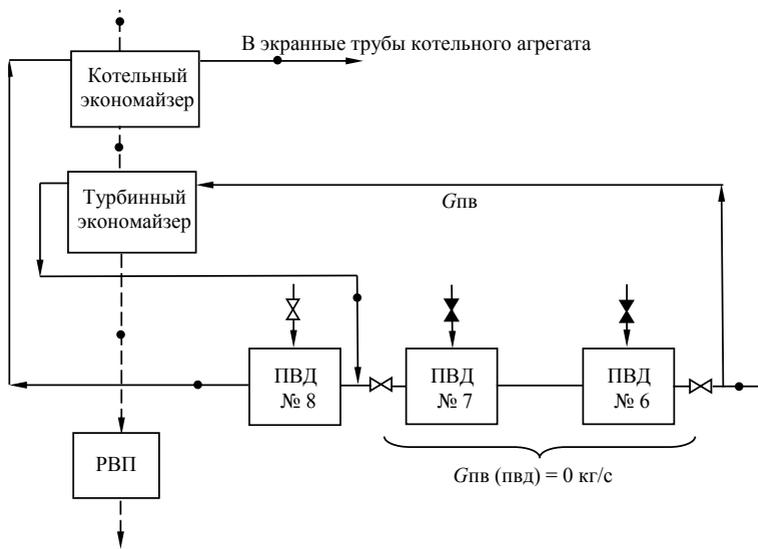


a

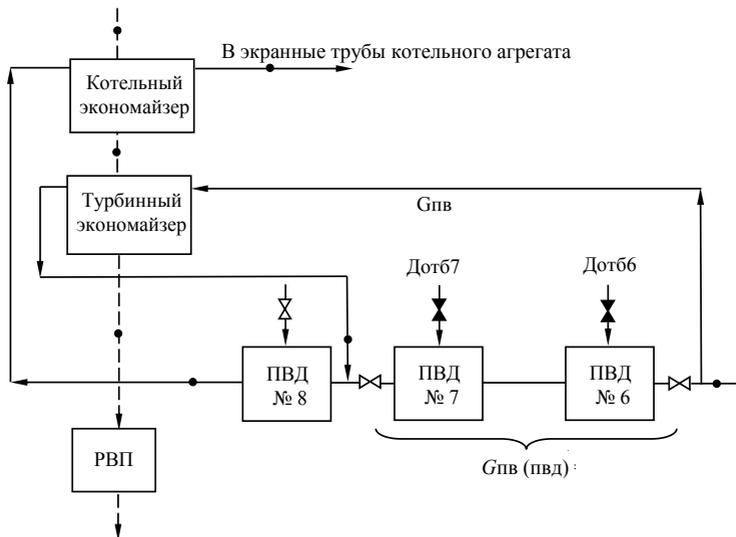


б

Рис. 1. Схема нагрева питательной воды в турбинном экономайзере с полным отключением (*a*) и частичным отключением (*б*) ПВД № 7 и 8



a



б

Рис. 1. Схема нагрева питательной воды в турбинном экономайзере с полным отключением (а) и частичным отключением (б) ПВД № 6 и 7

Кроме этого, увеличивается мощность паровой турбины:

$$\Delta N = \sum_{i=1}^I \Delta N_{\text{пвд}i}, \quad (2)$$

где $\Delta N_{\text{пвд}i}$ – увеличение мощности паровой турбины при отключении i -го ПВД, определяемое как

$$\Delta N_{\text{пвд}i} = G_{\text{пвд}i}^{\text{отб}} (h_{\text{пвд}i}^{\text{отб}} - h_{\text{к}}), \quad (3)$$

где $G_{\text{пвд}i}^{\text{отб}}$ – расход отборного пара на i -й ПВД, кг/с; $h_{\text{пвд}i}^{\text{отб}}$ – энтальпия пара, отбираемого на ПВД, кДж/кг; $h_{\text{к}}$ – энтальпия конденсата, поступающего в конденсатор, кДж/кг.

Работу КЭС с отключенными ПВД и нагревом байпасированной питательной воды в турбинном экономайзере можно оценивать по показателям: удельный расход топлива $b_{\text{уд}}$, кг/кВт·ч, КПД КЭС по отпуску электроэнергии $\eta_{\text{э}}$. Удельный расход топлива определяется следующим образом:

$$b_{\text{уд}} = \frac{B_{\text{год}}}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}, \quad (4)$$

где $B_{\text{год}}$ – годовой расход топлива, кг/с; $\mathcal{E}_{\text{отп}}$ – отпускаемое количество электроэнергии с шин станции, кВт. КПД КЭС по отпуску электроэнергии находится следующим образом:

$$\eta_{\text{э}} = \frac{123}{b_{\text{уд}}}. \quad (5)$$

Стационарную эффективность реализации различных схем с отключениями ПВД и нагревом питательной воды в турбинном экономайзере можно оценивать следующим образом:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{инт}} = \left(\sum_{i=1}^T \Delta N_i \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{эл}} + \sum_{i=1}^T \Delta B_i \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{топл}} \right) \alpha_t - \sum_{i=1}^T K_t \alpha_t, \quad (6)$$

где ΔN – увеличение мощности турбины, кВт; ΔB – изменение расхода топлива в котле, кг/с, после проведения указанных выше мероприятий; K – капиталовложения при замене гладкотрубной экономайзерной поверхности на новую оребренную с разбивкой на котельную и турбинную, млн руб., рассчитывается по формуле 7; τ – количество часов работы в году, ч/г; α_t – коэффициент дисконтирования, t – шаг расчета.

$$K = K_{\text{тр}} + K_{\text{арм}} + K_{\text{экон}}^{\text{демонтаж}} + K_{\text{экон}}^{\text{монтаж}}, \quad (7)$$

где $K_{\text{тр}}$ – капиталовложения в обвязку трубопроводов, млн руб.; $K_{\text{арм}}$ – капиталовложения в арматуру, млн руб.; $K_{\text{экон}}^{\text{демонтаж}}$ – капиталовложения в демонтаж старого гладкотрубного экономайзера, млн руб.; $K_{\text{экон}}^{\text{монтаж}}$ – капиталовложения в монтаж нового оребренного экономайзера, млн руб.

Кроме блочного эффекта необходимо рассмотреть системный эффект, связанный с увеличением конденсационной выработки электроэнергии в дефицитных энергосистемах.

Выводы

1. Предложены варианты схем увеличения мощности паровой турбины за счет отключения ПВД и нагрева байпасируемой питательной воды в турбинном экономайзере.

2. Предложена методика определения станционной эффективности модернизации котлоагрегата установкой оребренного турбинного экономайзера на конденсационных блоках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Линец А. У.* О перспективах развития котлов большой производительности // Теплоэнергетика. 1996. № 10. С. 57–60.
2. *Линец А. У., Серант Ф. А., Еришов Ю. А., Коваленко П. Ю.* Основные направления работ АО «Подольский машиностроительный завод» – ЗАО «СибКОТЭС» в области энергоресурсосбережения // Ресурсо- и энергосбережение в Сибирском регионе: сб. тез. докл. Постоянно действующий международ. семинар. Заседание 3. Новосибирск, 1999. С. 44–45.
3. *В. А. Медведев, А. У. Линец, Н. В. Пономарева и др.* Эффективность комплексной модернизации хвостовой части действующих пылеугольных котлов // Теплоэнергетика. 1999. № 8. С. 43–47.
4. *Серант Ф. А., Пугач Ю. Л., Серант Д. Ф. и др.* Пути технического перевооружения Сибирской энергетики (на примере Сибирского федерального округа) // Инновационная энергетика : междунар. науч.-практ. конф. Новосибирск, 2005. С. 40–46.

УДК 621.311.22:662.756

ОЦЕНКА ТОПЛИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ПРИРОДООХРАННЫХ ЗАТРАТ ПРИ СЖИГАНИИ ВОДОТОПЛИВНЫХ СМЕСЕЙ

И. А. Ростунцова

Саратовский государственный технический университет

Сжигание водотопливных смесей на ТЭС используется как оперативное мероприятие по снижению вредных выбросов в период наступления неблагоприятных метеорологических условий. Одной из модификаций данного мероприятия является ввод влаги в топку котла. Сотрудниками СГТУ проведены опытные исследования влияния подачи воды в горячий

воздух на концентрацию оксидов азота в продуктах сгорания природного газа и мазута на котлах Саратовской ГРЭС и Энгельсской ТЭЦ-3 [1]. При этом экспериментально получено снижение концентраций оксида азота при вводе влаги в топку котлов [2].

В то же время ввод влаги в топку котла вызывает дополнительные затраты. Основной составляющей являются топливные затраты, обусловленные увеличением расхода топлива котлом.

Исследования увеличения расхода топлива котлом от влажности были проведены в работах [3, 4] при сжигании водомазутной эмульсии. В настоящей работе изложена методика увеличения расхода топлива для случая ввода влаги в топку котла при сжигании газомазутного топлива.

Дополнительный расход топлива происходит вследствие роста тепловых потерь из-за увеличения температуры и объема уходящих газов, а также расхода теплоты на испарение дополнительно вводимой в топку котла влаги.

Для расчета оптимального ввода влаги в топку котла необходимо определить тепловые потери и увеличение расхода топлива котлом в зависимости от водотопливного отношения.

Водотопливное отношение имеет вид

$$g_{\text{впр}} = \frac{\Delta G_{\text{в}}}{B_{\text{т}}}, \quad (1)$$

где $\Delta G_{\text{в}}$ – количество воды, подаваемой на впрыск в топку котла; $B_{\text{т}}$ – расход натурального топлива, обеспечивающий заданную теплопроизводительность котла $\text{м}^3/\text{с}$ ($\text{кг}/\text{с}$).

Расход топлива определяется по известной зависимости [5]:

$$B_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_p^p \cdot \eta_{\text{ка}}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{ка}}$ – полезная теплопроизводительность котла, кВт; Q_p^p – располагаемая теплота топлива, $\text{кДж}/\text{м}^3$ ($\text{кДж}/\text{кг}$); $\eta_{\text{ка}}$ – коэффициент полезного действия котла.

Если КПД котла при сжигании топлива с вводом влаги привести к единице исходного топлива, то расход последнего определится выражением

$$B_{\text{т}}^{\text{впр}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_p^p \cdot \eta_{\text{ка}}^{\text{впр}}}, \quad (3)$$

где $\eta_{\text{ка}}^{\text{впр}}$ – КПД котла при сжигании топлива с вводом влаги.

При вводе влаги в топку котла его КПД будет снижаться на величину дополнительных потерь Δq , приведенных к располагаемой теплоте исходного топлива, что можно записать в виде

$$\eta_{\text{ка}}^{\text{впр}} = \eta_{\text{ка}} - \Delta q. \quad (4)$$

Подставив (4) в (3), получим

$$B_{\tau}^{\text{впр}} = \frac{Q_{\text{ка}}}{Q_p^p \cdot (\eta_{\text{ка}} - \Delta q)}. \quad (5)$$

Увеличение расхода топлива при вводе влаги в топку котла с учетом (2) и (5) составит

$$\Delta B_{\tau}^{\text{впр}} = B_{\tau}^{\text{впр}} - B_{\tau} = \frac{\Delta q}{\eta_{\text{ка}} - \Delta q}. \quad (6)$$

Таким образом, для расчета дополнительного расхода топлива, вызванного вводом влаги, необходимо определить увеличение тепловых потерь.

Сумму тепловых потерь аналогично [3] можно представить в виде

$$\Delta q = \Delta q_{\text{исп}} + \Delta q_{\text{п}} + \Delta q_2, \quad (7)$$

где $\Delta q_{\text{исп}}$ – потеря теплоты на испарение дополнительно вводимой в топку влаги; $\Delta q_{\text{п}}$ – потеря теплоты, обусловленная превышением температуры уходящих газов над температурой кипения; Δq_2 – потеря теплоты с уходящими газами, вызванная увеличением их температуры и объема.

Потерю теплоты на испарение дополнительно вводимой влаги можно определить как

$$\Delta q_{\text{исп}} = \frac{Q_{\text{впр}}^{\text{доб}}}{Q_p^p}, \quad (8)$$

где $Q_{\text{впр}}^{\text{доб}}$ – потеря теплоты, идущая на испарение добавочной влаги, приведенная к располагаемой теплоте натурального топлива, кДж/м^3 (кДж/кг). Величина $Q_{\text{впр}}^{\text{доб}}$ рассчитывается аналогично [6] по выражению:

$$Q_{\text{впр}}^{\text{доб}} = 1,24 \cdot g_{\text{впр}} \cdot (2680 - h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}), \quad (9)$$

где $h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}$ – энтальпия воды на впрыске в топку, кДж/кг .

С учетом (9) величина $\Delta q_{\text{исп}}$ примет вид

$$\Delta q_{\text{исп}} = \frac{1,24 \cdot g_{\text{впр}}}{Q_p^p} \cdot (2680 - h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}). \quad (10)$$

Потерю теплоты, обусловленную превышением температуры уходящих газов над температурой кипения воды при атмосферном давлении, определим зависимостью

$$\Delta q_{\text{п}} = \frac{1,24 \cdot g_{\text{впр}}}{Q_p^p} \cdot C_{\text{рм}}^{\text{H}_2\text{O}} \cdot (t_{\text{yx}}^{\text{впр}} - 100), \quad (11)$$

где $C_{\text{рм}}^{\text{H}_2\text{O}}$ – средняя изобарная теплоемкость водяных паров, кДж/кг ; $t_{\text{yx}}^{\text{впр}}$ – температура уходящих газов для случая ввода влаги в топку котла, $^{\circ}\text{C}$.

Потерю теплоты с уходящими газами, вызванную увеличением температуры и объема, представим в виде

$$\Delta q_2 = \frac{Q_2^{\text{впр}} - Q_2}{Q_p^p} = \frac{\Delta Q_2}{Q_p^p}, \quad (12)$$

где $Q_2^{\text{впр}}$ – потеря теплоты с уходящими газами при сжигании топлива с вводом влаги, приведенная к располагаемой теплоте исходного топлива, кДж/м³ (кДж/кг); Q_2 – потеря теплоты с уходящими газами при сжигании исходного топлива, кДж/м³ (кДж/кг); ΔQ_2 – увеличение потерь теплоты с уходящими газами при вводе дополнительной влаги в топку котла, кДж/м³ (кДж/кг).

Примем коэффициент избытка воздуха в уходящих газах α_{yx} постоянным при сжигании исходного топлива и топлива с вводом влаги. При этом потери теплоты с механической неполнотой сгорания будут равны нулю. Тогда величину ΔQ_2 можно описать следующей зависимостью:

$$\Delta Q_2 = \mathfrak{G}_{\text{RO}_2} \cdot \Delta h_{\text{CO}_2} + \mathfrak{G}_{\text{N}_2}^{\circ} \cdot \Delta h_{\text{N}_2} + \mathfrak{G}_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ} \cdot \Delta h_{\text{H}_2\text{O}} + (\alpha_{yx} - 1) \cdot \mathfrak{G}^{\circ} \cdot \Delta h_B + \quad (13)$$

$$+ 1,24 g_{\text{впр}} \cdot h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}},$$

где $\mathfrak{G}_{\text{RO}_2}$, $\mathfrak{G}_{\text{N}_2}^{\circ}$, $\mathfrak{G}_{\text{H}_2\text{O}}^{\circ}$ – суммарные объемы соответственно трехатомных газов, азота, водяных паров, м³/м³ (м³/кг); \mathfrak{G}° – теоретический объем воздуха, необходимого для сгорания, м³/м³ (м³/кг); α_{yx} – коэффициент избытка воздуха в уходящих газах; Δh_{CO_2} ; Δh_{N_2} ; $\Delta h_{\text{H}_2\text{O}}$; Δh_B – разности энтальпий соответственно углекислого газа, азота, водяных паров и воздуха при температурах уходящих газов при сжигании топлива с вводом влаги и исходного топлива кДж/м³; $h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}$ – энтальпия водяных паров в уходящих газах при сжигании топлива с вводом влаги, кДж/м³.

Последняя составляющая в формуле (13) учитывает увеличение тепловых потерь за счет водяных паров, образующихся при испарении добавочной влаги при впрыске воды в топку котла.

Разность энтальпий, составляющих формулу (13), в общем случае можно представить в виде

$$\Delta h = C_{pm}^{\text{впр}} \cdot t_{yx}^{\text{впр}} - C_{pm} \cdot t_{yx}, \quad (14)$$

где $C_{pm}^{\text{впр}}$; C_{pm} – средняя теплоемкость уходящих газов при сжигании топлива с вводом влаги при сжигании исходного топлива, кДж/м³·К; $t_{yx}^{\text{впр}}$; t_{yx} – температуры уходящих газов при сжигании топлива соответственно с вводом влаги и при сжигании исходного топлива, °С.

Температура уходящих газов при сжигании топлива с вводом влаги определяется как

$$t_{yx}^{\text{впр}} = t_{yx} + \Delta t, \quad (15)$$

где Δt – увеличение температуры уходящих газов при вводе дополнительной влаги в топку котла, °С.

Зависимость средней теплоемкости уходящих газов определяется известным соотношением

$$C_{pm} = a + v \cdot t, \quad (16)$$

где a, v – постоянные коэффициенты, зависящие от химического состава уходящих газов.

С учетом (15) и (16) формула (14) примет вид

$$\Delta h = \Delta t \cdot (a + 2 \cdot b \cdot t_{yx} + b \cdot \Delta t). \quad (17)$$

Величину Δt на основании экспериментальных данных можно определить зависимостью

$$\Delta t = k_t \cdot g_{\text{впр}}, \quad (18)$$

где k_t – коэффициент, показывающий, на сколько градусов повышается температура уходящих газов при увеличении водотопливного отношения, град/(кг_{воды}/м³_{газа}) или град/(кг_{воды}/м³_{мазута}).

Подставляя (18) в (17), получим

$$\Delta h = k_t \cdot g_{\text{впр}} \cdot (a + 2 \cdot b \cdot t_{yx} + b \cdot \Delta t). \quad (19)$$

Используя (19), представим формулу по определению потерь теплоты с уходящими газами (13) в виде

$$\begin{aligned} \Delta Q_2 &= k_t \cdot g_{\text{впр}} \cdot (A_{\text{RO}_2} + A_{\text{N}_2} + A_{\text{H}_2\text{O}} + A_{\text{B}}) + \\ &+ g_{\text{впр}} \cdot B_{\text{H}_2\text{O}} = k_t \cdot g_{\text{впр}} \cdot \sum A + g_{\text{впр}} \cdot B_{\text{H}_2\text{O}}, \end{aligned} \quad (20)$$

где

$$\begin{aligned} \sum A &= A_{\text{RO}_2} + A_{\text{N}_2} + A_{\text{H}_2\text{O}} + A_{\text{B}}; \\ A_{\text{RO}_2} &= g_{\text{RO}_2} \cdot (a_{\text{CO}_2} + 2 \cdot b_{\text{CO}_2} \cdot t_{yx} + k_t \cdot b_{\text{CO}_2} \cdot g_{\text{впр}}); \\ A_{\text{N}_2} &= g_{\text{N}_2} \cdot (a_{\text{N}_2} + 2 \cdot b_{\text{N}_2} \cdot t_{yx} + k_t \cdot b_{\text{N}_2} \cdot g_{\text{впр}}); \end{aligned} \quad (21)$$

$$A_{\text{H}_2\text{O}} = \vartheta_{\text{H}_2\text{O}} \cdot (a_{\text{H}_2\text{O}} + 2 \cdot b_{\text{H}_2\text{O}} \cdot t_{\text{yx}} + k_t \cdot b_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g_{\text{впр}});$$

$$A_B = (\alpha_{\text{yx}} - 1) \vartheta^{\circ} \cdot (a_B + 2 \cdot b_B \cdot t_{\text{yx}} + k_t \cdot b_B \cdot g_{\text{впр}}); \quad (22)$$

$$B_{\text{H}_2\text{O}} = 1,24 \cdot (t_{\text{yx}} + k_t \cdot g_{\text{впр}}) \cdot (a_{\text{H}_2\text{O}} + b_{\text{H}_2\text{O}} \cdot t_{\text{yx}} + k_t \cdot b_{\text{H}_2\text{O}} \cdot g_{\text{впр}}).$$

Подставив (20) в (12), имеем следующую зависимость:

$$\Delta q_2 = \frac{k_t \cdot g_{\text{впр}} \cdot \sum A + g_{\text{впр}} \cdot B_{\text{H}_2\text{O}}}{Q_p^p}. \quad (23)$$

Суммируя (10), (11) и (23), получим выражение (24) для определения увеличения тепловых потерь при сжигании топлива с вводом влаги

$$\Delta q = \frac{g_{\text{впр}}}{Q_p^p} \cdot \left[1,24 \cdot (2680 - h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}) + 1,24 \cdot C_{pm}^{\text{H}_2\text{O}} \cdot (t_{\text{yx}} + k_t \cdot g_{\text{впр}} - 100) + \right. \\ \left. + k_t \cdot \sum A + B_{\text{H}_2\text{O}} \right]. \quad (24)$$

Если в формулу (24) подставить значение $C_{pm}^{\text{H}_2\text{O}} = 1,97 \text{ кДж/кг} \cdot \text{К}$ и сделать небольшое преобразование, то она примет вид

$$\Delta q = \frac{g_{\text{впр}}}{Q_p^p} \cdot \left[1,24 \cdot (2483 - h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}} + 1,97 \cdot t_{\text{yx}} + 1,97 \cdot k_t \cdot g_{\text{впр}}) + \right. \\ \left. + k_t \cdot \sum A + B_{\text{H}_2\text{O}} \right]. \quad (25)$$

Анализируя зависимость (25), можно сделать вывод, что дополнительные тепловые потери при сжигании топлива с вводом влаги в основном определяются водотопливным отношением $g_{\text{впр}}$, энтальпией подаваемой на впрыск воды $h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}$ и значением коэффициента k_t .

Из уравнения (21) и (24) видно, что входящие в комплекс А величины $k_t \cdot b_i \cdot g_{\text{впр}}$ на два порядка меньше членов $2 \cdot b_i \cdot t_{\text{yx}}$ и на три порядка меньше a_i . Величина $k_t \cdot g_{\text{впр}}$ также на два порядка меньше значения t_{yx} . Если пренебречь членами $k_t \cdot b_i \cdot g_{\text{впр}}$ и $k_t \cdot g_{\text{впр}}$, то уравнение для расчета тепловых потерь примет вид

$$\Delta q = \frac{g_{\text{впр}}}{Q_p^p} \cdot \left[1,24 \cdot (2460 - h_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{впр}}) + 1,24 \cdot C_{pm}^{\text{H}_2\text{O}} \cdot (t_{\text{yx}} - 100) + \right. \\ \left. + k_t \cdot \sum A' + B'_{\text{H}_2\text{O}} \right], \quad (26)$$

где

$$\sum A' = A'_{\text{RO}_2} + A'_{\text{N}_2} + A'_{\text{H}_2\text{O}} + A'_B,$$

$$A'_{\text{RO}_2} = \vartheta_{\text{RO}_2} \cdot (a_{\text{CO}_2} + 2 \cdot b_{\text{CO}_2} \cdot t_{\text{yx}});$$

$$A'_{N_2} = \vartheta_{N_2} \cdot (a_{N_2} + 2 \cdot b_{N_2} \cdot t_{yx}); \quad (27)$$

$$A'_{H_2O} = \vartheta_{H_2O} \cdot (a_{H_2O} + 2 \cdot b_{H_2O} \cdot t_{yx});$$

$$A'_B = (\alpha_{yx} - 1) \vartheta^0 \cdot (a_B + 2 \cdot b_B \cdot t_{yx});$$

$$B_{H_2O} = 1,24 \cdot t_{yx} \cdot (a_{H_2O} + b_{H_2O} \cdot t_{yx}). \quad (28)$$

Введем обозначение

$$E = \frac{g_{впр}}{Q_p^p} \cdot [1,24 \cdot (2460 - h_{H_2O}^{впр}) + 1,24 \cdot C_{pm}^{H_2O} \cdot (t_{yx} - 100) + k_t \cdot \sum A' + B'_{H_2O}]. \quad (29)$$

С учетом (29), получим

$$\Delta q = g_{впр} \cdot E. \quad (30)$$

Используя (6) и (30), выразим увеличение расхода топлива в зависимости от водотопливного отношения

$$\Delta B'_T = B'_T \cdot \frac{g_{впр} \cdot E}{\eta_{ка} - g_{впр} \cdot E}. \quad (31)$$

Полный расход топлива котлом при сжигании с вводом влаги определится

$$B'_T = B'_T + \Delta B'_T \cdot \frac{B'_T \cdot \eta_{ка}}{\eta_{ка} - g_{впр} \cdot E}. \quad (32)$$

Результаты расчетов расхода топлива котлом при вводе влаги по формулам (1) и (32) сравнивались с величиной, определенной по нормативному методу [3]. Получено совпадение расчетных данных. Величина относительного расхождения между ними при водотопливном отношении, не превышающем $0,2 \text{ кг}_{\text{воды}}/\text{м}^3 (\text{кг}_{\text{воды}}/\text{кг}_{\text{мазута}})$, составила менее 2%.

Алгоритм расчета по формулам (1) и (32) включен в программный комплекс для определения оптимального водотопливного отношения с использованием персонального компьютера.

Для котла БКЗ-320-140 проведено аналитическое исследование экономичности работы при сжигании топлива с вводом влаги. Получены следующие результаты: при увеличении водотопливного отношения на 1 условный процент тепловые потери возрастают, а КПД котла уменьшается на 0,097–0,112%.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шупарский А. И., Голубь Н. В., Ерофеева В. И., Ростунцева И. А. Подавление оксидов азота на ТЭС впрыском воды в воздухопроводы котлов. Саратовский политехн. ин-т. – Саратов, 1989. – 7 с. – Деп. в Информэнерго 04.08.89, № 3094.

2. *Шупарский А. И., Голубь Н. В., Ерофеева В. И., Ростунцева И. А.* Снижение выбросов оксидов азота при вводе воды в воздухопроводы котлов // Изв. вузов. Энергетика. 1991. № 8. С. 104–107.
3. *Шупарский А. И.* Оптимизация природоохранных мероприятий в теплоэнергетике. Саратов, 1992. 125 с.
4. *Попов А. И., Шупарский А. И., Голубь Н. В.* Аналитическая зависимость увеличения расхода топлива котлоагрегатом при сжигании водомазутной эмульсии от ее влажности // Изв. вузов. Энергетика. 1995. № 10. С. 65–68.
5. Тепловой расчет котельных агрегатов (нормативный метод)/под ред. Н. В. Кузнецова [и др.] М., 1973. 176 с.
6. *Трембовля В. И., Фингер Е. Д., Авдеева А. А.* Теплотехнические испытания котельных установок. М., 1991. 416 с.

УДК 620.97(075.8)

ОЦЕНКА ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОМБИНИРОВАННЫХ СОЛНЕЧНО-ВЕТРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ АВТОНОМНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Н. Д. Шишкин, Е. А. Манченко

Лаборатория нетрадиционной энергетики
Отдела энергетических проблем Саратовского научного центра РАН
при Астраханском государственном техническом университете

Опережающие темпы роста цен на традиционные топливные энергоресурсы, запасы которых ограничены, загрязнение окружающей среды при использовании их в энергетике, промышленности, транспорте, жилищно-коммунальном и сельском хозяйстве делают весьма актуальным применение альтернативных источников энергии. Ведущую роль среди них занимают возобновляемые источники энергии (ВИЭ), такие как солнечная, ветровая, биогаз и др. [1–5]. Достаточно энергетически и экономически эффективными представляются оригинальные гелиоустановки гравитационного типа с многоступенчатыми гелиоколлекторами и механические ветротеплогенераторы с ортогональными ветродвигателями. Однако, учитывая непостоянство поступления солнечной и ветровой энергии, а также то, что наибольшее поступление ветровой энергии имеет место в апреле и октябре, когда наблюдается недостаток солнечной энергии, более целесообразным представляется применение оригинальных комбинированных солнечно-ветровых установок (КСВУ) с приемлемыми для практики технико-экономическими показателями [5, 6].

Целью работы являются оценка технико-экономических показателей (ТЭП), анализ КСВУ, а также выявление возможности и условий создания

малого инновационного предприятия для их производства и применения для автономного теплоснабжения различных объектов на территории Астраханской области.

Произведем оценку основных технико-экономических показателей КСВУ: экономии тепла, годовой экономии затрат на топливо, капитальных затрат и срока окупаемости. При расчетах применялись основные показатели ранее разработанных оригинальных гелиоустановок гравитационного типа с многоступенчатыми гелиоколлекторами и механических ветротеплогенераторов [5–7].

Экономия тепла за счет применения КСВУ может быть определена по формуле

$$Q_{\text{э}} = k_3 \cdot c \cdot \rho \cdot v_{\text{H}} \cdot n_{\text{П}} (t_{\text{ГВ}} - t_{\text{ХВ}}) n_{\text{ТП}}, \quad (1)$$

k_3 – коэффициент замещения природного газа; c – теплоемкость; ρ – плотность воды; v_{H} – норма потребления горячей воды; $n_{\text{П}}$ – количество потребителей (жителей); $t_{\text{ГВ}}$, $t_{\text{ХВ}}$ – температура горячей и холодной воды соответственно; $n_{\text{ТП}}$ – продолжительность теплого периода.

Годовая экономия, полученная за счет снижения потребления природного газа, выполняется по формуле

$$\text{Э} = \frac{\text{Ц} Q_{\text{э}}}{Q_{\text{P}}^{\text{H}} \eta_{\text{ТГ}}}, \quad (2)$$

где Ц – цена на природный газ; Q_{P}^{H} – низшая рабочая теплота сгорания природного газа; $\eta_{\text{ТГ}}$ – КПД газового нагревателя.

Капитальные затраты на изготовление и монтаж КСВУ могут быть приближенно определены по укрупненным показателям по формуле

$$K_3 = K_{\text{УК}} F_{\text{К}} + K_{\text{УВ}} N_{\text{В}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{УК}}$, $K_{\text{УВ}}$ – удельные капитальные затраты на оригинальные гелиоустановки гравитационного типа и ортогональные ветродвигатели; $F_{\text{К}}$ – площадь коллектора солнечной энергии, $N_{\text{В}}$ – мощность ветротеплогенератора.

Срок окупаемости определялся по формуле

$$T = \frac{K_3}{\text{Э}}. \quad (4)$$

Основные параметры (объем бака аккумулятора $V_{\text{А}}$, площадь коллектора солнечной энергии $F_{\text{К}}$, мощность ветротеплогенератора $N_{\text{В}}$) КСВУ для малоэтажных жилых зданий приведены в таблице. В ней также даны результаты приближенного расчета основных технико-экономических показателей КСВУ по формулам (1)–(4).

Основные технико-экономические показатели КСВУ

n , чел.	V_A , м ³	F_K , м ²	N_B , кВт	Q_{Σ} , ГДж/г.	Σ , тыс. руб./г.	K , тыс. руб.	Количество, лет
4	0,48	4,0	0,20	17,4	3,1	13,3	4,3
8	0,96	8,0	0,40	34,8	6,2	26,6	4,3
12	1,44	12,0	0,60	52,2	9,3	39,9	4,3
20	2,40	20,0	1,00	87,0	15,5	66,5	4,3

Как видно из таблицы, экономия от использования предлагаемых КСВУ различных типоразмеров в ценах и тарифах на начало 2010 г. составляет от 3,1 до 15,5 тыс. руб./год при капитальных затратах от 13,3 до 66,5 тыс. руб., сроке окупаемости 4,3 года, а по расчету с учетом дисконтирования в соответствии с «Методическими указаниями оценки инвестиционных проектов» – 5,5 года. Это существенно меньше, чем у солнечных водонагревательных установок известных конструкций, удельные затраты на которые достигают 14,0 тыс. руб./м², а срок окупаемости для рассмотренных условий в Астраханской области составят до 10,9 лет.

В настоящее время у авторского коллектива имеется ряд лабораторных экспериментальных установок, использующих ВИЭ. Разработаны методики расчета, схемные решения и чертежи некоторых из установок. Требуется разработка технической документации, изготовление и испытание в производственных условиях пилотных оригинальных КСВУ, а в последующем и их модификаций для серийного производства и широкого применения. Для этого планируется создание малого инновационного предприятия. Расчеты показывают, что при вложении 410 тыс. руб. за 3 года может быть реализовано продукции на 1432 тыс. руб. и получена прибыль в размере 1022 тыс. руб.

Исследования, направленные на решение существующих проблем, планируется проводить на базе Лаборатории нетрадиционной энергетики Отдела энергетических проблем Саратовского научного центра РАН при Астраханском государственном техническом университете и на территории инвесторов. Планируется привлечение технических и финансовых средств инвесторов (крупных тепличных, гостиничных и животноводческих комплексов), которые высказали заинтересованность проектом. Предполагается наладить в Астраханской области выпуск оригинальных КСВУ для применения в коттеджах, тепличных, гостиничных и животноводческих комплексах. В зависимости от условий применения на каждом конкретном объекте по согласованию с заказчиком могут вводиться конструктивные изменения и усовершенствования первоначально разработанного пилотного образца КСВУ.

Выводы

1. Опережающие темпы роста цен на традиционные топливные энергоресурсы, а также загрязнение окружающей среды при их использовании делает весьма актуальным применение возобновляемых источников энергии, таких как солнечная и ветровая. Учитывая непостоянство поступления солнечной и ветровой энергии, а также то, что наибольшее поступление ветровой энергии имеет место в апреле и октябре, когда наблюдается недостаток солнечной энергии, более целесообразным представляется применение КСВУ.

2. Экономия от использования предлагаемых КСВУ различных типоразмеров составляет от 3,1 до 15,5 тыс. руб./год при удельных капитальных затратах 66,5 тыс. руб./кВт и сроке окупаемости 5,5 года, что существенно меньше, чем у солнечных водонагревательных установок известных конструкций, срок окупаемости которых составляет до 10,9 лет.

3. Предлагается организовать малое инновационное предприятие и наладить в Астраханской области выпуск КСВУ. Расчеты показывают, что при вложении 410 тыс. руб. за 3 года может быть реализовано продукции на 1432 тыс. руб. и получена прибыль в размере 1022 тыс. руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Васильев Ю. С., Хрисанов Н. И.* Экология использования возобновляемых энергосисточников. – Л. : Изд-во ЛГУ, 1991. – 343 с.
2. *Амерханов Р. А.* Оптимизация сельскохозяйственных энергетических установок с использованием возобновляемых видов энергии. – М. : КолосС, 2003. – 532 с.
3. *Бутузов В. А.* Анализ энергетических и экономических показателей гелиоустановок горячего водоснабжения // Промышленная энергетика. – 2001. – № 2. – С. 54–61.
4. *Безруких П. П., Безруких П. П.* Состояние и тенденции развития ветроэнергетики мира // Электрические станции. – 1998. – № 10. – С. 58–64.
5. *Шишкин Н. Д.* Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии. – М. : Готика, 2000. – 236 с.
6. *Шишкин Н. Д., Манченко Е. А.* Оценка эффективности экологически чистой комбинированной солнечно-ветровой установки для туристического комплекса : материалы междунар. конф. по безопасности жизнедеятельности и экологии. – Астрахань : АГТУ, 2010. – С. 48–52.

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТАХ

Н. Д. Шишкин

Астраханский государственный технический университет

Мировой экономический кризис, начавшийся в 2008 г., привел к пониманию необходимости сокращения издержек производства во всех отраслях народного хозяйства, включая нефте- и газодобывающую промышленность Российской Федерации. Одним из возможных вариантов экономии топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) является использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на промысловых объектах, в том числе и на нефтедобывающих платформах [1–4].

Целью настоящей работы является комплексная энергетическая, термодинамическая и технико-экономическая оценка эффективности энергосберегающих технологий и энергетического оборудования, в частности, использующего ВИЭ, для различных нефтегазопромысловых объектов.

Основные технические показатели, область применения современных теплоэнергетических установок на основе ТЭР с возможным использованием их на нефтегазопромысловых объектах по данным [5–7] приведена в табл. 1.

Таблица 1

Технические показатели энергоустановок

Месторасположение энергоустановки (блочной котельной)	Тип котлов (количество)	Рабочие параметры			
		Давление пара, МПа	Температура воды, °С	Установленная мощность	
				МВт	Гкал/ч
Центральный пункт сбора	ДЕ1614ГМ (3)	0,6	150	33,5	28,8
Комплексный сборный пункт	ДЕ1614ГМ (2)	0,6	150	22,3	19,2
Установка комплексной подготовки газа	UDG-8 (2) TDK-2 (2)	0,6	115	19,6	16,8
Дожимная насосная станция	Е-1/9Г, (3)	0,6	115	2,1	1,8
	БК-21 (2) КСВ-1 (2)	–	115	6,0	5,1
Вахтовый поселок	ВВД-1.8 (2)	–	115	2,1	1,8

Установленная мощность энергоустановок (блочных котельных), оборудованных паровыми и водогрейными котлами отечественного и иностранного производства, составляет от 2,1 МВт для небольшого вахтового поселка до 33,5 МВт для центрального пункта промышленного сбора нефти. В качестве используемого для технологических целей теплоносителя применяются водяной пар давлением 0,6 МПа и горячая вода с температурой 115–150°С. В качестве топлива в блочных котельных используются мазут, природный и нефтяной газ. Из-за значительно меньших затрат при строительстве и эксплуатации, а также снижения потерь теплоты в тепловых сетях себестоимость тепловой энергии от автономных источников существенно меньше, чем от централизованных котельных.

Расчеты автора по экономии ТЭР за счет применения солнечной, ветровой энергии и вторичных энергоресурсов для предварительного подогрева холодной воды перед подачей в рассматриваемые блочные котельные приведены в табл. 2.

Таблица 2

Данные по экономии топливно-энергетических ресурсов

Выработка тепловой энергии (пара и горячей воды), тыс. Гкал/г.	Экономия за счет применения			Замещение альтернативными энергоресурсами	
	солнечной энергии, тыс. Гкал/г.	ветровой энергии, тыс. Гкал/г.	вторичных энергоресурсов, тыс. Гкал/г.	тыс. Гкал/г.	%
227,1	7,8	31,2	15,9	54,9	24
151,3	5,2	20,8	10,6	33,6	24
132,5	6,5	26,0	9,3	41,8	25
14,2	0,5	2,0	1,0	3,5	25
40,2	9,5	38,0*	2,8	50,3*	125*
15,8	3,2	12,8*	1,1	17,1	108*

* Часть вырабатываемой ветроэнергоустановками энергии используется для электроснабжения нефтегазопромыслового объекта.

При выполнении расчетов выработки тепловой энергии принимался коэффициент использования установленной мощности 0,9. При расчетах экономии тепловой энергии за счет гелиоустановки и ветроэнергоустановки по разработанным автором методикам [8] принималась температура подогрева теплоносителя 55°С. При оценке экономии за счет применения ВЭР (дымовых газов) учитывались потенциальные возможности охлаждения дымовых газов с использованием теплоты конденсации водяных паров [9].

Как видно из табл. 2, при использовании альтернативных источников энергии для предварительного подогрева воды перед подачей в па-

ровые котлы экономия ТЭР не превышает 25%. Наибольшая экономия ТЭР за счет использования ВИЭ и ВЭР – от 57 до 100% – возможна за счет их применения для предварительного подогрева воды перед подачей в водогрейные котлы и последующего использования горячей воды для технологических целей, отопления и горячего водоснабжения. Часть вырабатываемой ветроэнергостановками электроэнергии на дожимной насосной станции и в вахтовом поселке может быть использована в теплый период года для электроснабжения, например для привода вспомогательного оборудования и освещения. Таким образом, эффективнее применять альтернативные источники энергии для получения горячей воды с температурой 50–60°C.

Как отмечается в [7], для вахтовых поселков, опорных баз промысла, которые расположены на большом расстоянии от источников газоснабжения, целесообразнее использовать электрические котлы, в частности индукционные нагреватели «Эдисон», используемые для отопления и горячего водоснабжения. Применяются также теплонасосные станции на основе блоков тепловых насосов различных типов [10]. Так, например, в Тюмени теплонасосная станция теплопроизводительностью 4,1 МВт (3,5 Гкал/ч) использует низкопотенциальную теплоту поверхностного источника с температурой 7–8°C и трансформирует ее до температуры 65–70°C для системы отопления и до температуры 55°C для системы горячего водоснабжения [7].

Применение солнечной, ветровой и волновой энергии возможно и на нефтедобывающих платформах, например, типа ЛСП-1 на шельфе северной части Каспийского моря. Первая из 20 таких платформ стала добывать нефть в 2009 г. На платформе ЛСП-1 размещаются комплексы: буровой, эксплуатационно-технологический, энергетический, а также более 200 единиц судового оборудования. Автором предложен ряд схемных решений по применению ВЭУ типа «Радуга» номинальной мощностью 1 000 кВт. Размещение 4 таких установок на индивидуальных основаниях по периметру производственной платформы ЛСП-1 на расстоянии 100–150 м позволит выработать за год 2,4 млн кВт · ч электроэнергии и сэкономить около 800 т топлива. Для электроснабжения платформы ЛСП-1 могут быть также применены волновые энергоустановки, например волноэнергетическая установка «Pelamis» мощностью 750 кВт, длиной 120 м, диаметром 3,5 м. Расчеты показывают, что ее использование позволит выработать за год около 1,3 млн кВт · ч и дополнительно сэкономить 430 т топлива. В целом ВИЭ смогут обеспечить около половины потребности в электроэнергии, т.е. экономия ТЭР составит 50%.

Комплексный анализ энергетической, термодинамической и экономической эффективности преобразования ВИЭ и ТЭР в тепловую и электрическую энергию (которая для ряда автономных объектов может быть использована для отопления и горячего водоснабжения) может быть выполнен на основе сопоставления показателей эффективности со-

временных энергоустановок, использующих ТЭР и ВИЭ для получения тепловой и электрической энергии. Результаты расчетов наивысших показателей энергетической, термодинамической и экономической эффективности энергоустановок, выполненных по разработанным автором методикам, а также данные других авторов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Показатели эффективности энергоустановок

Тип энергоустановки	η	η^{ex}	$K_{уд}$, тыс. руб./кВт	$C_{ТЭ}$, руб./Гкал
Использующие ТЭР				
Котельная	0,95	0,30	0,7	27
Индивидуальный теплогенератор	0,90	0,28	1,4	20
Газовый водонагреватель	0,85	0,26	1,4	20
Котельная с индукционными нагревателями	0,95	0,30	1,7	100
Использующие ВИЭ				
Солнечная котельная	0,50	0,33	16,8	40
Солнечный водонагреватель	0,52	0,28	11,2	20
Ветроэнергетическая установка	0,40	0,40	16,8 33,6*	40 73*
Теплонасосная станция	0,60	0,52	3,4	33

* Получаемая энергия используется для электро- и теплоснабжения.

Как видно из табл. 3, энергетические КПД η энергоустановок, использующих ВИЭ (включая тепловые насосы), в 1,5–2,0 раза меньше, чем КПД теплогенераторов, использующих ТЭР. Однако трансформаторы ВИЭ имеют эксергетические КПД η^{ex} , практически такие же (в среднем лишь на 2% ниже) или даже большие значения, чем источники тепла, использующие ТЭР. Удельные капитальные вложения ($K_{уд}$) в источники тепловой энергии, использующие ВИЭ, в десятки раз превышают эти показатели для источников тепловой энергии, использующих ТЭР, что обусловлено соответственно меньшим значением плотности потока энергии. Несколько лучшие показатели имеют тепловые насосы, у которых $K_{уд}$ лишь в 2–5 раз больше, чем у теплогенераторов, использующих ТЭР, и в 3–10 раз меньше, чем у теплогенераторов, использующих ВИЭ.

Себестоимость получаемой тепловой энергии ($C_{ТЭ}$) от источников тепла, использующих ВИЭ, практически такая же, как и у источников тепла, использующих ТЭР. Себестоимость тепловой энергии, получаемой за счет использования электроэнергии в котельных с индукционными нагревателями, в 4–5 раз больше, чем у получаемой топливными

теплогенераторами, и в 1,4 больше, чем у получаемой из электроэнергии, вырабатываемой ветроэнергостановками. Поэтому представляется нецелесообразным непосредственное использование электроэнергии, получаемой за счет ТЭР и ВИЭ, для нужд теплоснабжения. Электроэнергию экономически целесообразно использовать для привода компрессоров теплонасосных станций.

Таким образом, в целом термодинамическая эффективность современных энергоустановок на основе ВИЭ не ниже, а в ряде случаев даже выше, чем у энергоустановок, использующих ТЭР. Поэтому с термодинамической точки зрения использование ВИЭ вполне целесообразно. Однако необходимо дальнейшее совершенствование трансформаторов ВИЭ, направленное на повышение их энергетического КПД, а также улучшение их технико-экономических показателей – существенное сокращение удельных капитальных вложений и себестоимости получаемой тепловой энергии.

Выводы

На основе комплексной оценки эффективности энергосберегающего оборудования нефтегазопромисловых объектов можно сделать следующие выводы.

1. Наибольшая экономия ТЭР за счет использования ВИЭ и ВЭР – от 57 до 100% – возможна за счет их применения для подогрева воды до температуры 50–60°C. Часть вырабатываемой ветроэнергостановками энергии может быть использована для электроснабжения промышленных объектов.

2. Применение четырех ветроэнергостановок типа «Радуга» по периметру нефтедобывающей платформы ЛСП-1 позволит выработать за год 2,4 млн кВт · ч электроэнергии и сэкономить около 800 т дизтоплива, а использование волновых энергоустановок – за год около 1,3 млн кВт · ч и дополнительно сэкономить 430 т дизтоплива.

3. Энергетические КПД энергоустановок, использующих ВИЭ, в 1,5–2,0 раза меньше, чем КПД теплогенераторов, использующих ТЭР, а эксергетические КПД практически такие же, как у источников тепла, использующих ТЭР.

4. Удельные капитальные вложения в источники тепловой энергии, применяющие ВИЭ, в десятки раз превышают эти показатели для источников тепловой энергии, использующих ТЭР, а себестоимость получаемой тепловой энергии от источников тепла, использующих ВИЭ, практически такая же, как и у источников тепла, использующих ТЭР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Елистратов В. В.* Энергетика возобновляемых источников в XXI веке : материалы междунар. науч.-техн. семинара. – Сочи : РИО СГУТ и КД, 2001. – С. 6–12.

2. *Борисов Р. В., Макаров В. Г., Макаров В. В. и др.* Морские инженерные сооружения : в 2 ч. Ч. 1. Морские буровые установки. – СПб. : Судостроение, 2003. – 535 с.
3. *Коробков А. В.* Преобразование энергии океана. – Л. : Судостроение, 1986. – 280 с.
4. *Шишкин Н. Д.* Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии. – М. : Готика, 2000. – 236 с.
5. *Ивановский В. Н., Дарищев В. И., Сабиров А. А. и др.* Оборудование для добычи нефти и газа : в 2 ч. – М. : Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – Ч. 2. – 792 с.
6. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника : справочник / под ред. В. А. Григорьева, В. М. Зорина. – М. : Энергоатомиздат, 1991. – 588 с.
7. *Корноухова С. В.* Источники теплоснабжения нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 3. – С. 79–81.
8. *Шишкин Н. Д.* Малые энергоэкономичные комплексы с возобновляемыми источниками энергии. – М. : Готика, 2000. – 236 с.
9. *Новгородский Е. Е., Бураков В. Ю.* Комплексное использование газа в теплоснабжении предприятий. – Ростов н/Д : Изд-во РГСУ, 2000. – 274 с.
10. *Амерханов Р. А.* Тепловые насосы. – М. : Энергоатомиздат, 2005. – 160 с.

УДК 620.92:665.6/7.002.8

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ УТИЛИЗАЦИИ ГОРЮЧИХ ВЭР УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

И. В. Долотовский, А. В. Кульбякина

Саратовский государственный технический университет

На многих предприятиях газо-, нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности (ПНГП) в качестве топлива технологических установок используются продукты переработки углеводородного сырья и низкопотенциальные газовые выбросы. В общем случае топливная система таких предприятий включает, как правило, сеть жидкофазного и газообразного топлива. В качестве жидкого топлива используются мазуты прямой гонки (основа котельно-печного топлива), крекинг-остатки, а также остатки установок вакуумной перегонки, очистки масляных дистиллятов и другие полупродукты технологических процессов. Из указанных остатков на предприятиях по углубленной переработке газового конденсата и нефти komponуются котельное топливо различных марок. Сеть газообразного топлива обычно заполняется углеводородными очищенными газами, получаемыми при переработке углеводородного сырья (газы дегазации и стабилизации, водородосодержащий газ и другие газы с различным содержанием метана и высших углеводородов). Недостающее количество топливного газа для собственного потребления

производство выполняется из сети товарного газа или из внешней сети ПНГП.

Основными потребителями топливного газа являются технологические печи установок, котельные агрегаты, электростанции собственных нужд с газотурбинным приводом, установки термического обезвреживания отходов. Часть газа из топливной сети подается на продувку аппаратов, затем этот газ поступает в факельные системы. Удельное потребление топливного газа на технологические нужды производств составляет 17–94 м³ на 1000 м³ переработанного газофазного сырья и 10–20 м³ на 1 т переработанного газового конденсата или нефти. В качестве примера на рис. 1 показаны основные потоки углеводородных газов – топливных энергоресурсов предприятия по переработке сернистого газа и газового конденсата и взаимосвязь отдельных производств по этим потокам.

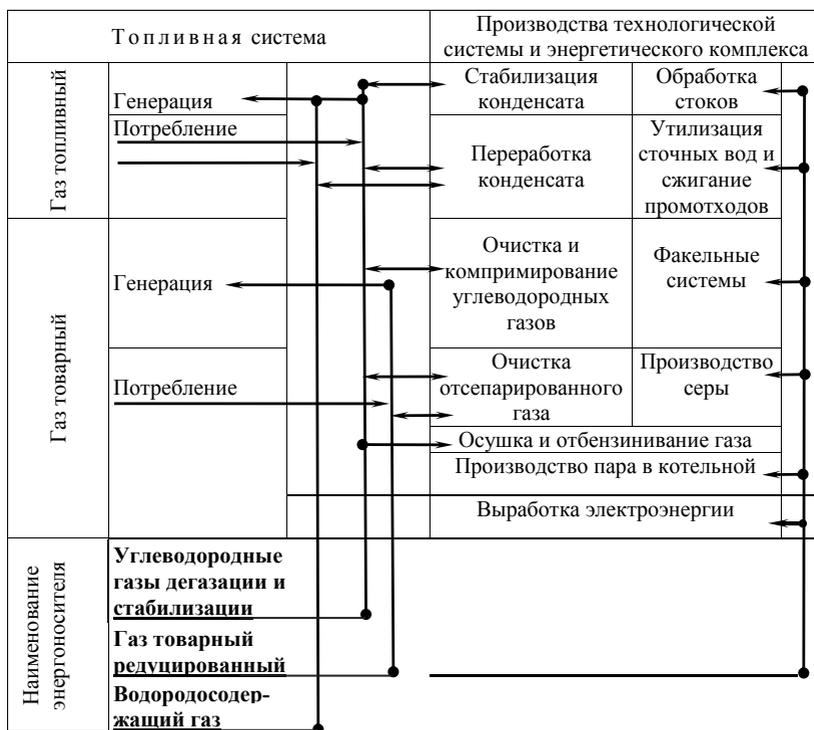


Рис. 1. Упрощенная схема основных газотопливных потоков ПНГП

В балансе первичных энергоносителей ПНГП доля топлива достигает 60%, существует тенденция увеличения удельного потребления за

последние 5 лет. Это объясняется изменением ассортимента и качества получаемой продукции, состава исходного сырья и увеличением глубины его переработки. В то же время удельное потребление ТЭР на ПНГП в значительной степени зависит от схемы технологического процесса, мощности установок, режимов их эксплуатации, степени утилизации ВЭР, технического состояния оборудования, а также от климатических условий региона и других факторов.

Эффективность использования топлива в основных и вспомогательных процессах ПНГП определяется отношением [1]

$$E_{\text{уд}} = \frac{\sum_{j=1}^n (E_j^{\text{П}} - \beta \cdot E_j^{\text{ВЭР}})}{V},$$

где $E_j^{\text{П}}$ – расход топлива в производстве j , т у.т.;

V – объем переработанного сырья; тыс. м³ или тыс. т;

β – коэффициент использования вторичных энергоресурсов (ВЭР);

$E_j^{\text{ВЭР}}$ – объем ВЭР, отходящих от производства j , т у.т.

Анализ технологической структуры основных производств ПНГП показывает, что большие резервы повышения энергетической эффективности топливной системы имеются в установках первичной подготовки и переработки углеводородного сырья, где в сепарационном и регенерационном оборудовании образуются углеводородные газы стабилизации и дегазации технологических потоков углеводородов и абсорбентов. Эти газы могут быть использованы в самих установках – источниках горючих ВЭР. Так, в блоках регенерации абсорбентов с огневыми испарителями установок осушки и очистки природного, попутного и технологических газов углеводородные газы из трапов-дегазаторов и сепараторов рефлюксной жидкости десорберов могут быть использованы в качестве топливного газа в горелочных устройствах испарителей. В этом случае повышается коэффициент использования ВЭР, поскольку в технологической структуре существующих производств перечисленные газы сбрасываются «на свечу».

Оценка эффективности технических решений по утилизации горючих ВЭР в установках-источниках выполнялась по разработанному расширенному модулю расчета параметров и состояний рассматриваемого объекта. Модуль является дополнением разработанной программы «Энергоресурс» [2], позволяющей выполнить анализ эффективности топливной системы действующих и проектируемых ПНГП с учетом переменных режимов эксплуатации огнетехнического оборудования. Вид экрана монитора с технологической схемой установки, полями ввода информации и результатами расчета приведен на рис. 2.

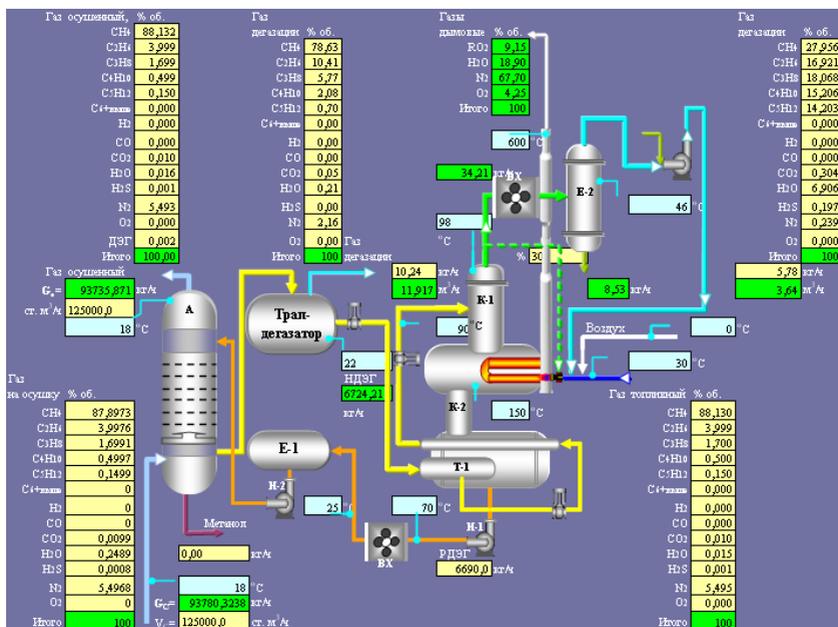


Рис. 2. Схема расчетного модуля с полями ввода и вывода информации: А – абсорбер; Т – теплообменник; К-1, К-2 – ректификационная колонна; Н-1, Н-2 – насос; Е-1, Е-2 – емкость; ВХ – аппарат воздушного охлаждения; НДЭГ, РДЭГ – насыщенный и регенерированный абсорбент (раствор диэтиленгликоля – ДЭГ)

Расчетные процедуры модуля позволяют разработать энерготехнологический баланс процессов, протекающих в аппаратах установки, и определить расход топливного газа на регенерацию абсорбента в зависимости от расхода и состава осушаемого газа. Результирующие данные представлены материальным и тепловым балансами абсорбции и десорбции, характеристиками процесса горения, составом и расходом газовой смеси, поступающей на горение с учетом генерируемых газов дегазации.

Анализ данных имитационного моделирования режимов эксплуатации ряда действующих блоков осушки установок комплексной подготовки и переработки газа и газового конденсата показал, что их модернизация с целью повышения эффективности использования собственных горючих ВЭР позволит снизить потребление топливного газа из сети ПНГП на 30–36%. Удельное потребление топливного газа (на 1000 м³ газа, подаваемого на осушку) составит 0,317 м³, что на 0,178 м³ меньше, чем в установках без утилизации газов дегазации.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (госконтракт № 14.740.11.0107) в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009–2013 годы (мероприятие 1.1 XIV очередь, лот № 6, шифр лота 2010-1.1-230-094).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ларин Е. А., Долотовский И. В., Долотовская Н. В. Энергетический комплекс газоперерабатывающих предприятий. Системный анализ, моделирование, нормирование. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 440 с.
2. Ларин Е. А., Долотовский И. В., Долотовская Н. В. Система «Энергоресурс»: программа для ЭВМ № 2010615353. № 2010613798; заявл. 29.06.10; зарегистр. 20.08.10.

УДК 658.264

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ АНАЛИЗА РИСКА ПЕРЕРЫВОВ В ТЕПЛОСНАБЖЕНИИ

В. В. Лесных, Т. Б. Тимофеева¹

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва

¹Государственный университет управления, Москва

Проблема обеспечения качества жизни и надежности функционирования систем жизнеобеспечения является весьма важной с точки зрения устойчивого социально-экономического развития страны. Анализ современного состояния таких систем показывает, что проблемы их функционирования и развития в настоящее время не всегда решаются с учетом новых условий и современных тенденций в научно-технической сфере. В определенной степени это относится и к жилищно-коммунальному комплексу России, включая системы теплоснабжения.

Проблемы систем теплоснабжения в значительной степени определяются технической политикой предыдущих лет и особенностями современного этапа развития страны. К ним, в частности, относятся:

- техническая отсталость и высокая степень изношенности основных фондов;
- низкая надежность и неудовлетворительное качество предоставляемых услуг;
- низкая эффективность использования энергии на всех стадиях ее производства, распределения и потребления;
- высокая затратность, финансовая несбалансированность и бюджетная зависимость;

- высокий уровень коррумпированности отрасли;
- недостаточное правовое регулирование в данной сфере;
- низкая инвестиционная привлекательность;
- неконтролируемое негативное воздействие на окружающую среду мелких теплоисточников.

Жилищно-коммунальный комплекс страны (ЖКХ) является сложной распределенной технической системой, в состав которой в числе прочего входят системы теплоснабжения коммунальных потребителей. В настоящее время только централизованное теплоснабжение включает 700 теплоэлектроцентралей, более 40 тыс. котельных, 19 тыс. центральных тепловых пунктов, 183 тыс. км тепловых сетей. В структуру ЖКХ также входят 375 тыс. км водопроводных сетей и 162 тыс. км газопроводов. Техническое состояние объектов комплекса оценивается как неудовлетворительное, основные фонды теплоснабжения изношены на 60%, электроснабжения – на 70%, водопроводные сети – на 55%. Незамедлительной замены требуют около 20% от общей протяженности сетей теплоснабжения. По данным Ростехнадзора России, более 32% котлов и 23% трубопроводов уже отработали нормативный срок службы. По данным Министерства регионального развития РФ, в 2009 г. доля тепловых сетей, выслуживших установленные сроки, увеличилась до 32,7%. По разным оценкам в сетях теряется от 30 до 50% тепла. Все это является причиной высокой аварийности.

Современное состояние систем теплоснабжения можно оценить как глубокий системный кризис, выход из которого связан с преобразованиями институционального и технологического характера. Реализация таких преобразований должна обеспечить коренное повышение эффективности и инвестиционной привлекательности коммунальной энергетики и в конечном счете переход ее на путь устойчивого развития за счет самоорганизации и самофинансирования. Указанные преобразования должны учитывать новую парадигму в постановке задач развития и повышения эффективности эксплуатации существующих систем теплоснабжения и, прежде всего, необходимость всестороннего учета факторов риска, включая риски перерывов в теплоснабжении.

Отключение потребителей от теплоснабжения является достаточно частым событием, имеющим широкий спектр последствий. К наиболее частым причинам перерыва в теплоснабжении относятся изношенность оборудования, нарушение правил эксплуатации тепловых систем и стихийные бедствия.

Последствия отключений от теплоснабжения потребителей наиболее подробно изучены в случаях массовых отключений, вызванных системными авариями. Краткое описание наиболее крупных аварий в системах теплоснабжения за период 2007–2010 годы приведено в табл. 1.

Таблица 1

Краткая характеристика наиболее крупных аварий в системах теплоснабжения России

<p>23 февраля 2007 г. г. Электросталь, Московская обл.</p>	<p>В результате кратковременного отключения электроэнергии, произошел технологический сбой в работе котельной «Южная». Из-за гидравлического удара произошел прорыв трубы теплотрассы. При наружной температуре –25°С более 38 тыс. человек остались без тепла (371 жилое помещение, 7 детсадов, 7 учебных заведений, детдом, больница). Перерыв в теплоснабжении длился 4 суток. Часть пострадавших была эвакуирована.</p>
<p>Февраль 2008 г., г. Улан-Удэ</p>	<p>Наиболее крупная авария 2008 г. в тепловых сетях произошла на Улан-Удэнской ТЭЦ. Вызвана коротким замыканием в турбинном цехе ТЭЦ № 1, пожаром, последовавшим за ним взрывом водорода. Для ликвидации ЧС было образовано сразу три штаба: республиканский, штаб МЧС и штаб, созданный в РАО ЕЭС. Были отключены все шесть котлов (ТЭЦ-1), без теплоснабжения остались 524 дома города (это свыше 170 тыс. жителей). Вторая городская централь (ТЭЦ-2), на которую заведено 40% объектов города, от аварии на ТЭЦ-1 тоже пострадала – изношенные тепловые сети не выдержали нагрузки, и после гидравлического удара было зафиксировано кратковременное нарушение в работе оборудования.</p>
<p>Март 2008 г., г. Хабаровск</p>	<p>Прорыв на теплотрассе. Без отопления остались 65 жилых домов и 7 объектов социального значения. Во время ремонтных работ выяснилось, что прорыв произошел на трубе в зоне ответственности муниципального предприятия тепловых сетей, в 20 сантиметрах от тепловой камеры, принадлежащей Хабаровской теплосетевой компании.</p>
<p>Февраль 2010 г., г. Владимир</p>	<p>В результате прорыва теплотрассы в центре города без теплоснабжения остались 145 многоквартирных домов, ряд социально значимых объектов. На следующий день прорвало теплотрассу в юго-западном районе города. После окончания восстановительных работ на магистральном трубопроводе и возобновления теплоснабжения начался каскадный процесс разгерметизации распределительных систем, включая внутримдомовые трубы и промерзание батарей в квартирах. Не выдержала нагрузок городская энергосистема, что привело к перерывам поставок электроэнергии. Аварийные работы продолжались девять дней.</p>

Как и следовало ожидать, наиболее серьезные последствия от аварий в тепловых сетях наблюдаются в зимний период при низких температурах наружного воздуха.

Выполненный анализ показывает, что 10% аварий приводит к длительным перерывам в теплоснабжении (свыше 20 суток). Данный факт отражает изношенность основных фондов систем теплоснабжения и недостаточную оперативность в работе аварийных служб. Приведенные выше данные позволяют, прежде всего, оценить частоту негативных со-

бытий на тепловых сетях, но их недостаточно для оценки ущерба. Это в определенной степени связано с предельной укрупненностью данных, когда фиксируется только суммарный недоотпуск по всем отказам и авариям. Кроме того, по мнению экспертов [1], сама технология подсчета недоотпуска и отсутствие достаточных технических и организационных средств для его обнаружения и измерения не позволяют использовать непосредственно данный показатель. В данной ситуации может оказаться полезным анализ длительности восстановления тепловых сетей после аварий. В ряде случаев этот параметр для конкретной тепловой сети можно связать с величиной ущерба потребителя.

В последние годы все более популярным становится использование методологии анализа и управления рисками для исследования проблем безопасности и выбора эффективных схем и стратегий развития. Наибольшего развития концепция рисков получила в области природных и техногенных чрезвычайных ситуаций, финансовых рисков компаний и корпораций. Представляется целесообразным применение данной концепции при выборе эффективной схемы теплоснабжения коммунальных потребителей. Такой вывод основывается на том, что объекты ЖКХ сами являются источниками опасности и подвергаются многочисленным внешним воздействиям, которые оказывают влияние на работоспособность и эффективность систем жизнеобеспечения.

В современной трактовке под риском понимается потенциальная возможность случайных событий с негативными (нежелательными) для человека, общества и качества природной среды последствиями. Следует различать риск как сложный онтологический феномен и количественные меры его оценки. Наиболее популярными измерителями риска являются вероятность и последствия, а также различная комбинация этих характеристик.

Существование субъективной составляющей риска требует привлечения новых измерителей, к которым можно отнести лингвистические переменные и субъективную вероятность. В зависимости от вида риска его свойства могут быть описаны и измерены различными характеристиками. Например, в работе [2] предлагается следующий перечень измеримых показателей:

- вероятность или частота проявления;
- величина потерь;
- надежность оценки;
- пространственный масштаб проявления;
- временная форма реализации, отдаленные эффекты;
- обратимость последствий (компенсируемость);
- социальные эффекты (культурные и психологические реакции).

В настоящей работе под количественными показателями риска понимаются частота (вероятность) случайных событий, негативные последствия (длительность перерыва в теплоснабжении, число пострадавших

жителей, материальные потери, экономический ущерб), а также их суперпозиция.

Задача повышения эффективности или выбора эффективной схемы теплоснабжения в определенной степени может быть развита на случай, когда учитываются различные варианты возмещения ущерба (страхование, коллективные финансовые резервы, кредитные линии, новые финансовые продукты и пр. [3]). В идеале можно подобрать такой состав механизмов возмещения ущерба, при котором случайная величина ущерба в критерии эффективности будет заменена на детерминированную плату за риск. Составляющая критерия эффективности, связанная с величиной ущерба от перерывов в теплоснабжении, может быть записана в виде [4]

$$\Phi_{\text{ущерб}} = \sum_j Y_j - \sum_j [Y_i^{(c)} - C_i Y_i^{(c)}], \quad (1)$$

где Y_j – составляющие полного ущерба от перерыва в теплоснабжении;

$Y_i^{(c)}$ – величина ущерба, возмещаемого i -м способом;

C_i – плата за использование i -го механизма возмещения ущерба.

Последствия аварии в системе теплоснабжения представляют собой цепь последовательных взаимосвязанных событий, распределенных в пространстве и во времени. По месту и времени наступления ущерба различают прямой, косвенный, полный и общий ущерб.

В общем случае структура ущерба включает ущерб у теплоснабжающей компании и ущерб у потребителей. Первая составляющая достаточно подробно рассмотрена в работе [5] и не является предметом настоящего исследования. Вторая составляющая может включать ущерб у различных категорий потребителей (коммунальных, промышленных, потребителей сферы услуг и государственного управления).

Рассмотрим подробнее структуру суммарного ущерба, вызванного перерывами в теплоснабжении коммунальных потребителей, поскольку именно данная категория несет основные потери. По аналогии с другими типами ущерба выделим прежде всего прямой и косвенный. Если последствия от перерывов в теплоснабжении носят масштабный и долговременный характер, возможно также проявление вторичных последствий (вторичный ущерб).

Прямой ущерб определяется материальными, экономическими и социальными потерями у населения, которое непосредственно находится в зданиях, отключенных от теплоснабжения. На формирование прямого ущерба у коммунальных потребителей оказывает влияние целый ряд факторов, и прежде всего длительность отключения, температура наружного воздуха, тип жилых зданий, число пострадавших и пр. Кроме того, необходимо учитывать дополнительные затраты на использование альтернативных источников теплоснабжения (электроэнергия, газ, уголь).

Прямой ущерб, вызванный перерывами в теплоснабжении коммунальных потребителей, включает:

- ущерб жизни и здоровью населения непосредственно в зоне энергоаварии;
- ущерб, связанный с потерей материальных ценностей;
- моральный ущерб;
- дополнительные затраты на использование альтернативных источников теплоснабжения.

Соответственно структура прямого ущерба должна включать следующие составляющие [6]:

$$Y_{\text{прям}} = Y_{\text{здor}} + Y_{\text{имущ}} + Y_{\text{морал}} + Z_{\text{альт}} - Z_{\text{тепл}}, \quad (2)$$

где $Y_{\text{здor}}$ – ущерб жизни и здоровью коммунальных потребителей, непосредственно пострадавших от перерывов в теплоснабжении;

$Y_{\text{имущ}}$ – ущерб, связанный с потерей материальных ценностей у коммунальных потребителей (имущество, продукты и пр.);

$Y_{\text{морал}}$ – моральный ущерб у населения, подвергшегося воздействию негативных факторов аварии в системах теплоснабжения;

$Z_{\text{альт}}$ – затраты населения, связанные с использованием альтернативных источников теплоснабжения;

$Z_{\text{тепл}}$ – снижение платежей за услуги теплоснабжающих компаний на период перерыва в теплоснабжении.

Рассмотрим методы расчета вышеперечисленных данных более подробно.

Ущерб жизни и здоровью коммунальных потребителей, непосредственно пострадавших от перерывов в теплоснабжении, определяется числом погибших и пострадавших. Оценка данной составляющей прямого ущерба основана на определении ожидаемого числа погибших и пострадавших среди коммунальных потребителей.

Прямой ущерб жизни и здоровью оценивается исходя из размеров компенсации пострадавшим и семьям погибших, и включает разовые и длительные выплаты. Разовые выплаты оцениваются исходя из числа погибших и пострадавших по каждому классу отключения теплоснабжения и размерам компенсации:

$$Y_{\text{здor}}^{\text{раз}} = C_{\text{постр}} N^{\text{постр}} + C_{\text{пог}} N^{\text{пог}}, \quad (3)$$

где $N^{\text{постр}}$, $N^{\text{пог}}$ – число пострадавших и погибших в результате перерыва в теплоснабжении потребителей, чел.;

$C_{\text{постр}}$, $C_{\text{пог}}$ – размер разовых компенсаций пострадавшим и родственникам погибших соответственно, руб./чел.

Размер разовых компенсаций устанавливается органами исполнительной власти муниципального образования, субъекта Российской Федерации или правительством РФ.

Выплаты связаны с компенсацией затрат на длительное лечение пострадавших, а также регулярной выплатой пенсии родственникам погибших. Они определяются по следующему выражению:

$$Y_{\text{здор}}^{\text{длит}} = N^{\text{постр}} \gamma \sum_{t=1}^{T_{\text{леч}}} \frac{C_{\text{леч}}}{(1+E)^t} + N^{\text{пог}} \sum_{t=1}^{T_{\text{пенс}}} \frac{C_{\text{пенс}}}{(1+E)^t}, \quad (4)$$

где $C_{\text{леч}}$, $C_{\text{пенс}}$ – средние выплаты на лечение пострадавшим и средний размер пенсии родственникам погибших соответственно; руб./чел;

$T_{\text{леч}}$, $T_{\text{пенс}}$ – средняя длительность лечения и выплаты пенсии соответственно; год;

γ – доля пострадавших, требующих длительного лечения;

E – коэффициент дисконтирования.

Анализ статистических данных по авариям в системах теплоснабжения показывает, что ущерб жизни при перерывах в теплоснабжении – достаточно редкое событие, а основной вклад в данную составляющую прямого ущерба вносит негативное воздействие на здоровье населения, причем данный показатель имеет ярко выраженную стохастическую природу.

Ущерб, связанный с потерей материальных ценностей у коммунальных потребителей (имущество, продукты и пр.), возникает в ситуации, когда при длительном отключении теплоснабжения происходит повреждение или уничтожение личного имущества. Ущерб, связанный с повреждением коммуникаций или конструктивных элементов жилых зданий и сооружений, не является прямым ущербом населения (за исключением случаев, когда жилые здания являются личной собственностью) и рассматривается ниже в составе косвенного ущерба. Имущественный ущерб определяется зоной воздействия перерывов в теплоснабжении (число объектов коммунального теплоснабжения, число квартир в зданиях различного типа и пр.):

$$Y_{\text{имущ}} = \sum_{r=1}^R \alpha_r C_r N_r, \quad (5)$$

где α_r – доля личного имущества, пострадавшего в результате перерыва в теплоснабжении населения, проживающего в r -м типе зданий;

C_r – средняя стоимость личного имущества жителей одной квартиры в r -м типе зданий;

N_r – среднее число квартир r -го типа зданий, пострадавших от перерыва в теплоснабжении.

При оценке морального ущерба у населения, подвергшегося воздействию негативных факторов аварии в системах теплоснабжения, необходимо учитывать, что в силу ряда причин (объективных и субъективных) не все пострадавшие будут инициировать судебные иски по возмещению

морального вреда. Кроме того, необходимо различать моральный ущерб, связанный с потерей имущества, потерей здоровья или гибелью людей. С учетом этого размер морального вреда может быть оценен по формуле

$$Y_{\text{мор}} = \rho M_{\text{постр}} N^{\text{постр}} + \omega M_{\text{пог}} N^{\text{пог}} + \sigma M_{\text{пог}} N^{\text{имущ}}, \quad (6)$$

где ρ , ω , σ – доля пострадавших потребителей тепла, подавших иск на возмещение морального ущерба, связанного с нанесением вреда здоровью, гибелью родственников и потерей личного имущества соответственно;

$M_{\text{постр}}$, $M_{\text{пог}}$, $M_{\text{пог}}$ – размер возмещения морального ущерба на одного пострадавшего, связанного с нанесением вреда здоровью, гибелью родственников и потерей личного имущества, соответственно;

$N^{\text{имущ}}$ – число потребителей тепла, личному имуществу которых в результате перерыва в теплоснабжении был нанесен вред.

Затраты населения, связанные с использованием альтернативных источников теплоснабжения, можно определить по формуле

$$Z_{\text{альт}} = T_{\text{откл}} N^{\text{постр}} \sum_{l=1}^L \omega_l c_l g_l, \quad (7)$$

где $T_{\text{откл}}$ – длительность перерыва в теплоснабжении, ч;

ω_l – доля населения, пострадавшего от перерыва в теплоснабжении, которая использует для отопления l -й вид энергоносителя (электроэнергия, газ, уголь и пр.);

c_l – цена альтернативного вида энергоносителя (руб./кВт · ч, руб./куб. м · ч и пр.);

g_l – часовой расход альтернативного энергоносителя, используемого для теплоснабжения.

Возможность снижения платежей теплоснабжающим компаниям на период восстановления теплоснабжения установлена федеральным законодательством. Размер снижения платежей определяется выражением

$$Z_{\text{тепл}} = (T_{\text{откл}} - T_0) S^{\text{постр}} c_{\text{тепл}} g_{\text{тепл}}, \quad (8)$$

где T_0 – минимальная длительность перерыва, после которого возможно снижение (отказ) от платежей теплоснабжающей компании (в соответствии с постановлением* рекомендуемое значение составляет 8 ч);

$S^{\text{постр}}$ – суммарная жилая площадь в зданиях, пострадавших от перерыва в теплоснабжении (кв. м);

$c_{\text{тепл}}$ – тариф на отопление (руб./Гкал);

$g_{\text{тепл}}$ – средний расход тепла для различных зданий (Гкал/кв.м · ч).

Косвенный ущерб, вызванный перерывами в теплоснабжении потребителей, включает:

* Правила предоставления коммунальных услуг потребителям. Утверждены Постановлением Правительства РФ от 25 сентября 1994 г. № 1099.

- ущерб, связанный с потерей потребителями тепла дохода и упущенной выгоды (для промышленных и коммерческих потребителей);
- снижение налоговых поступлений в бюджеты соответствующих уровней с территории, находящейся в зоне энергоаварии (для всех категорий потребителей).

В ряде работ к числу составляющих косвенного ущерба относят затраты на эвакуацию населения и ликвидацию последствий перерывов в теплоснабжении, что связано с тем фактом, что данные затраты несет не население, а соответствующие органы государственного управления муниципального, регионального или федерального уровня. К данному типу ущерба следует также отнести снижение налоговых поступлений в бюджеты различных уровней.

Косвенный ущерб, связанный с перерывами в теплоснабжении коммунальных потребителей, включает затраты на эвакуацию населения и на восстановление поврежденных жилых зданий. Данные затраты несет не потребитель, а органы государственного управления или теплоснабжающая компания.

Затраты на эвакуацию (временное отселение) оцениваются исходя из числа эвакуируемых (временно отселяемых), длительности мероприятия и соответствующих удельных затрат. Число эвакуируемых (временно отселяемых) в этом случае принимается равным числу пострадавших при отключении теплоснабжения потребителей. Соответственно затраты на эвакуацию (временное отселение) равны:

$$Y_{\text{эвак}} = N_{\text{эвак}} T C^{\text{эв}}, \quad (9)$$

где T – длительность эвакуации, дней;

$N_{\text{эвак}}$ – число эвакуируемых, чел.;

$C^{\text{эв}}$ – удельные затраты на эвакуацию, руб./день/чел.

Затраты на восстановление оцениваются исходя из величины восстановительной стоимости поврежденного имущества, зданий и сооружений. Величина затрат на восстановление равна:

$$Y^{\text{вост}} = S \sum_{n=1}^N C_n^{\text{вост}} d_n, \quad (10)$$

где d_n – доля площади, занимаемой n -м типом объектов, требующих восстановления;

$C_n^{\text{вост}}$ – удельные восстановительные затраты для n -го типа пострадавших объектов, руб./кв.км;

S – площадь территории, на которую оказало негативное воздействие отключение теплоснабжения, кв. км.

Размер территории, на которую оказали негативное воздействие последствия перерывов в теплоснабжении, оценивается на основании статистических методов или экспертно. Удельные показатели восстано-

вительной стоимости по каждой группе объектов устанавливаются нормативно, на основании статистических данных или экспертно.

Ущерб от потери ожидаемого дохода зависит от длительности восстановления и оценивается исходя из удельного среднего годового дохода различных групп физических и юридических лиц. Величина ущерба от потери ожидаемого дохода в результате перерыва в теплоснабжении равна:

$$Y_{\text{косв}}^{\text{дох}} = S \sum_{m=1}^5 P_m^{\text{дох}} d_m \frac{T_{\text{восст.}m}}{12}, \quad (11)$$

где $P_m^{\text{дох}}$ – удельная величина годового дохода m -го типа объектов, руб/кв. м;

d_m – доля площади, занимаемая m -м типом объектов, попавших в зону перерыва в теплоснабжении;

$T_{\text{восст.}m}$ – длительность восстановления m -го типа объектов, мес.

К типам объектов целесообразно отнести физических лиц, объекты промышленности, инфраструктуры, сферы услуг, сельское хозяйство. Удельные показатели дохода по каждой группе объектов устанавливаются нормативно, на основании статистических данных или экспертно. Длительность восстановления задается в месяцах.

Ущерб от снижения налоговых поступлений в бюджеты соответствующих уровней оценивается в предположении, что величина отчислений пропорциональна величине годового дохода и зависит от длительности восстановления:

$$Y_{\text{косв}}^{\text{нал}} = N \sum_{m=1}^5 P_m^{\text{дох}} d_m \frac{T_{\text{восст.}m}}{12} \alpha_m, \quad (12)$$

где α_m – средняя ставка налога для m -го типа объекта.

Вторичный ущерб перерывов в теплоснабжении потребителей включает:

- ущерб, связанный с оттоком населения;
- ущерб от снижения инвестиционной привлекательности муниципального образования или субъекта Российской Федерации;
- снижение налоговых поступлений в бюджеты соответствующих уровней из-за нарушения или прекращения поставок с территорий, находящихся в зоне энергоаварии.

Ущерб от вторичных последствий имеет более сложную природу, чем прямой и косвенный ущерб. Он является результатом реагирования всей системы социально-экономических отношений в регионе или стране на произошедшую энергоаварию. Данная составляющая не является простой суммой прямого и косвенного ущерба. Ущерб от вторичных последствий перерывов в теплоснабжении можно определить как алгебраическую разность между стоимостной оценкой потерь во всех секторах экономики и дополнительным доходом в отдельных сферах деятельно-

сти. Величина вторичного ущерба от перерывов в теплоснабжении может оцениваться в долях от суммарного значения прямого и косвенного ущерба. Значение долей вторичного ущерба задается на основании статистических данных или экспертно.

Анализ вклада различных составляющих в суммарный прямой ущерб выполнен на примере перерывов в теплоснабжении коммунальных потребителей г. Архангельска. Результаты данного анализа приведены в табл. 2.

Таблица 2

Структура прямого ущерба коммунальных потребителей от перерывов в теплоснабжении

Вид ущерба	Доля, %
Ущерб личному имуществу	44,8
Ущерб здоровью	22,4
Моральный ущерб	18,5
Затраты на использование альтернативных источников теплоснабжения	0,8
Снижение платежей за теплоснабжение	13,5

Анализ структуры показывает, что основной вклад в суммарный прямой ущерб вносят ущерб личному имуществу, здоровью и моральный ущерб. Следует отметить, что оценка морального ущерба проводилась для относительно низкой доли населения, готового подать соответствующий иск.

Проведенный анализ влияния длительности перерыва в теплоснабжении на величину прямого и косвенного ущерба в диапазоне от 3 до 9 суток показывает, что для принятых исходных данных изменение указанного показателя приводит к снижению суммарного прямого ущерба. Это вызвано существенным увеличением влияния снижения платежей при большой длительности отключения теплоснабжения.

Выводы

Одна из центральных проблем при организации эффективного механизма снижения рисков перерывов в теплоснабжении потребителей состоит в оценке ущерба, вызванного отключением теплоснабжения коммунальных потребителей.

Анализ структуры прямого и косвенного ущерба показывает, что косвенный ущерб в несколько раз может превосходить прямой ущерб от перерыва в теплоснабжении. В свою очередь, в структуре прямого ущерба значимое место занимают ущерб личному имуществу и моральный ущерб.

Часть составляющих прямого ущерба может быть компенсирована за счет страхования с использованием существующих страховых продуктов (страхование личного имущества, страхование морального вреда и др.)

При оценочных расчетах для целого ряда составляющих прямого и косвенного ущерба были использованы экспертные оценки (доля заболевших, доля квартир с размороженной системой отопления и т.д.), что снижает обоснованность полученных данных. Этот факт говорит о необходимости создания системы мониторинга расширенного перечня характеристик последствий перерывов в теплоснабжении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Лесных В. В.* Анализ риска и механизмов возмещения ущерба от аварий на объектах энергетики. – Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние РАН, 1999. – 251 с.
2. *Ortwin R., Andreas K.* Theory and Modeling: Risk Concepts and Risk Classification // Proceedings of Society for Risk Analysis-Europe. – Paris, 1998.
3. *Чернова Г. В., Кудрявцев А. А.* Управление рисками. – М. : Проспект, 2003.
4. *Лесных В. В., Лесных А. В., Филиппов С. П.* Учет технологических и природных рисков в задачах развития систем теплоснабжения. Региональные риски чрезвычайных ситуаций. – М., 2004. – С. 254–261.
5. Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы / под ред. Н. И. Воропая. – Новосибирск : Наука, Сиб. отд-ние РАН, 1999. – 434 с.
6. *Быков, А. Ю., Тимофеева, Т. Б.* Методика оценки ущерба от перерывов в теплоснабжении коммунальных потребителей // Управление риском. – 2008. – № 3. – С. 46–50.

УДК 621.039.58

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ НА ОСНОВЕ КОМБИНИРОВАНИЯ СХЕМ АЭС И ГТУ*

З. Ю. Новикова, А. С. Наумов¹, В. А. Хрусталева

Отдел энергетических проблем Саратовского научного центра РАН,
¹ Саратовский государственный технический университет

Вопросы обеспечения переменных графиков нагрузок с помощью атомных электростанций при сохранении высокого КИУМ и тепловой мощности реакторной установки обсуждались несколько лет назад. В настоящее время эта тема вновь становится актуальной в связи с намечаемыми высокими темпами ввода АЭС в России в рамках проекта «АЭС-2006».

В качестве одного из эффективных решений названной проблемы предполагается создание систем аккумулирования тепловой энергии (САТЭ), которые обеспечат возможность участия АЭС в регулировании графиков электрической нагрузки (на действующих АЭС в пределах до-

* *Статья выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант № 09-08-00496 а).*

пустимого перегрузочного резерва турбогенератора) в широком диапазоне изменения мощности на вновь проектируемых АЭС с ВВЭР [1].

Принципиальные схемы аккумулирования на АЭС предлагались в России и за рубежом сравнительно давно [2, 3]. Условно можно назвать два основных направления развития аккумуляторов теплоты: аккумуляторы питательной воды (АПВ) и аккумуляторы фазового перехода (АФП). АПВ относительно просты в исполнении и малозатратны, их применение связано с необходимостью хранения больших запасов рабочего тела под высоким давлением. Это не может быть признано допустимым по современной концепции безопасности водо-водяных реакторов. Дело в том, что в течение кампании частичной топливной загрузки существенно растет значение (отрицательное) температурного коэффициента реактивности, которое равно $\Delta\rho/\Delta t$.

Это связано со снижением средней концентрации борной кислоты в теплоносителе (воде первого контура) для плавной компенсации запаса реактивности, уменьшающегося в связи с выгоранием топлива. Одновременно с этим растет значение т.к.р., что может приводить к нейтронно-физической дестабилизации реакторной установки со стороны второго контура (аварийные разрывы, крупные течи в системе тепловых аккумуляторов).

Второе направление – АФП –, вопреки очевидному преимуществу состоящему в возможности аккумулирования рабочего тела при небольших (вплоть до атмосферного) давлениях, также трудно реализуемо, но уже по другой причине – отсутствие теплоаккумулирующих веществ (ТАВ), сочетающих необходимые свойства. Главное из них это относительно невысокая температура плавления ($t_{пл}$) и, напротив, высокая теплота фазового перехода ($\Delta h_{ф}$), а также удельная объемная теплоемкость (энергоемкость) – $\rho_{мин} \cdot \Delta h_{ф}$, кВт · ч/м³. Именно эти величины определяют применимость данного ТАВ, во-первых, по температурным условиям в типовых влажнопаровых циклах АЭС с ВВЭР, во-вторых, по требованию относительно невысоких капиталовложений в АФП и приемлемых габаритов. Указанные характеристики для ряда чистых веществ, бинарных и трехкомпонентных смесей приведены в таблице [4].

Как видно из таблицы, единственным подходящим веществом с позиций, приведенных выше, является LiNO_3 с температурой плавления 252°C.

Рассмотрим работу схемы аккумулирования теплоты на АЭС с АФП, теплоаккумулирующим веществом которого является LiNO_3 (рис. 1). В период уменьшения электрической нагрузки паровая турбина 2 работает на пониженной мощности. Избыток пара, вырабатываемого парогенератором 1, подается в АФП 4. Конденсат греющего пара поступает в аккумулирующую емкость 9, которая для стабилизации давления соединена паропроводом 16 с парогенератором 1. Из бака холодной воды 11 в основной контур направляется конденсат, расход которого эквивалентен расходу рабочего тела в емкости 9.

В период максимума электрической нагрузки турбина 2 работает с номинальной мощностью. Горячая вода из емкости 9 при постоянном давлении поступает в АФП 4, где за счет аккумулированной теплоты генерируется пар, направляемый в пиковую турбину 10. Конденсат из конденсатора 6 сливается в бак 11.

Недостатком данной схемы (см. рис. 1) является невозможность использования ТАВ с более высокой теплотой фазового перехода, так как предельная температура в цикле АЭС с ВВЭР – 275–278°С.

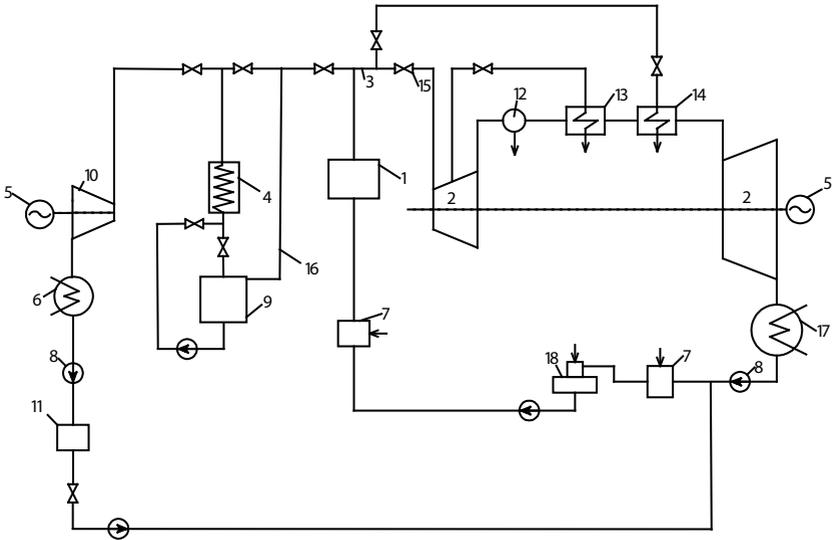


Рис. 1. Схема АЭС с АФП и пиковой турбиной без регенерации [5]: 1 – парогенератор; 2 – паровая турбина; 3 – линия острого пара; 4 – аккумулятор фазового перехода; 5 – генератор; 6 – конденсатор пиковой турбины; 7 – регенеративный теплообменник; 8 – конденсатный насос; 9 – аккумулятор дренажа греющего пара; 10 – пиковая турбина; 11 – аккумулятор конденсата пиковой турбины; 12 – сепаратор; 13 – предвключенная ступень; 14 – промежуточный пароперегреватель; 15 – запорная арматура; 16 – соединительный паропровод; 17 – конденсатор основной турбины; 18 – деаэрактор

Вторым способом обеспечения с помощью АЭС переменных графиков нагрузки являются комбинированные схемы. Давно известны идеи и схемы реализации внедрения парогазовых технологий на АЭС [6–8]. Ряд схем, защищенных авторскими свидетельствами, были предложены в СГТУ.

Теплотехнические характеристики веществ, пригодных для аккумулялирования теплоты фазового перехода

Среда/массовый состав	Температура плавления, °С	Плотность ¹⁾ , кг/м ³		Теплота фазового перехода, кДж/кг	Объемная теплоемкость		Удельная теплоемкость ²⁾ , кДж/(кг·К)		Теплопроводность, кВт/мм	Материал сосуда или обшивки ³⁾
		ρ _{тв}	ρ _ж		МДж/м ³	кВт·ч/м ³	с _{тв}	с _ж		
Чистые вещества:										
H ₂ O	0	917	1000	335	307	85	2,1	4,2	2,2	П
LiNO ₃	252	2310	1776	530	941	261	2,025	2,04	1,35	АС
NaOH	318	2130	1780	160	285	78	2,01	2,09	0,92	НЛС**
LiOH	471	1425	1385	1080	1500	416	3,3	3,9	1,3	НЛС**
Бинарные смеси:										
48% NaCl/52% MgCl ₂	450	2225*	1610	431	694	193	0,92	1,0	–	АС
33% NaCl/67% CaCl ₂	500	2160*	1900	282	536	149	0,84	1,0	–	АС
33% Li ₂ CO ₃ /65% K ₂ CO ₃	505	2265*	1960	345	676	188	1,34	1,76	–	АС
88% Al/12% Si	579	2553	2445	515	1259	350	1,49	1,27	Высокая	АС
в) Трехкомпонентные смеси:										
24,5% NaCl/20,5% KCl/55% MgCl ₂	385–393	–	1800	410	738	205	–	–	1,0	–
32% LiCO ₃ /35% K ₂ CO ₃ /33% Na ₂ CO ₃	397	2300	2140	277	593	165	1,68	1,63	–	АС

Примечание. 1) вблизи точки плавления; 2) ρ = min (ρ_{тв}, ρ_ж); 3) П – пластик; НЛС – низколегированная сталь; АС – аустенитная сталь; * при комнатной температуре; ** если используются подходящие ингибиторы коррозии.

Парогазовая установка, где промежуточный пароперегреватель подсоединен к трубопроводу выхлопных газов газовой турбины после основного пароперегревателя, а последний снабжен байпасными трубопроводами с запорной арматурой, один из которых включен в линию острого пара, а второй – в газопровод выхлопных газов, изображена на рис. 2. К трубопроводу выхлопных газов после промежуточного пароперегревателя подключен по меньшей мере один регенеративный теплообменник.

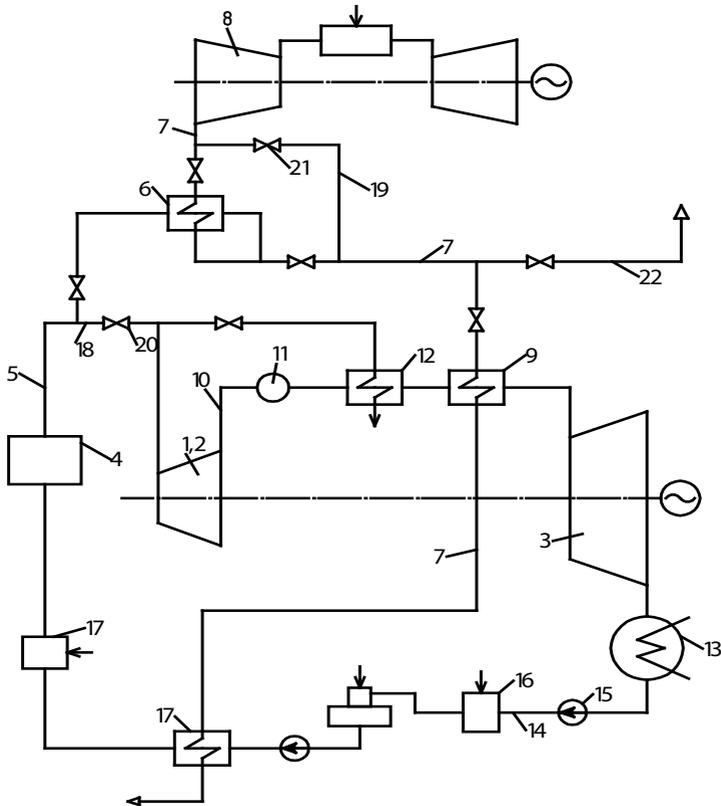


Рис. 2. Схема комбинирования энергоблока АЭС с ГТУ [6]: 1 – паровая турбина; 2 – ЦВД; 3 – ЦНД; 4 – парогенератор; 5 – линия свежего пара; 6 – основной газовый пароперегреватель; 7 – трубопровод выхлопных газов; 8 – газовая турбина; 9 – промежуточный паропаровой перегреватель; 10 – паропровод; 11 – сепаратор; 12 – предвключенная ступень; 13 – конденсатор; 14 – конденсатопровод; 15 – насос; 16, 17 – регенеративный теплообменник; 18, 19 – байпасный трубопровод; 20, 21 – запорная арматура; 22 – трубопровод выброса выхлопных газов

Парогазовая установка, содержащая паровую турбину с цилиндрами высокого и низкого давления, соединенными между собой паропроводом с включенными в него сепаратором, имеющим линию отвода воды, и промежуточным паропаровым пароперегревателем, и парогазовый промежуточный пароперегреватель, подключенный к тракту отработавших газов газовой турбины, изображена на рис. 3. При этом установка снабжена дополнительным теплообменником, включенным по нагреваемой стороне между линией отвода воды и паропроводом перед цилиндром низкого давления, по греющей – к тракту отработавших газов газовой турбины, а парогазовый промежуточный пароперегреватель подключен к паропроводу между цилиндрами высокого и низкого давления параллельно паропаровому пароперегревателю.

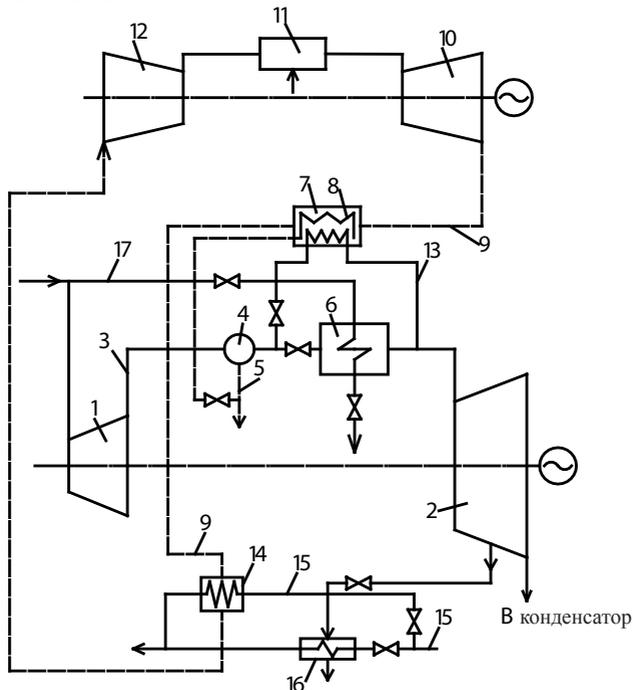


Рис. 3. Схема энергоблока АЭС с ГТУ ЗЦ [7]: 1 – ЦВД; 2 – ЦНД; 3 – паропровод; 4 – сепаратор; 5 – линия отвода воды из сепаратора; 6 – паропаровой промежуточный перегреватель; 7 – газопаровой промежуточный перегреватель; 8 – теплообменник; 9 – тракт отработавших газов; 10 – газовая турбина; 11 – камера сгорания; 12 – компрессор; 13 – соединительный трубопровод; 14 – теплообменник; 15 – питательная вода; 16 – регенеративный подогреватель; 17 – свежий пар

Эти идеи получили новое освещение в инновационных обзорах концерна «Росэнергоатом» [9]. Установки с комбинированием АЭС и ГТУ представляются перспективными в свете энергетической стратегии Российской Федерации, направленной на дальнейшее развитие АЭС с реакторами на тепловых нейтронах, с одной стороны, и решение проблемы достаточной маневренности энергосистем с высокой долей АЭС – с другой.

В этом плане предложим несколько иную концепцию аккумуляции теплоты для АЭС с использованием тепла уходящих газов ГТ, работающей по одной из возможных схем комбинирования с тепловой схемой АЭС (рис. 4).

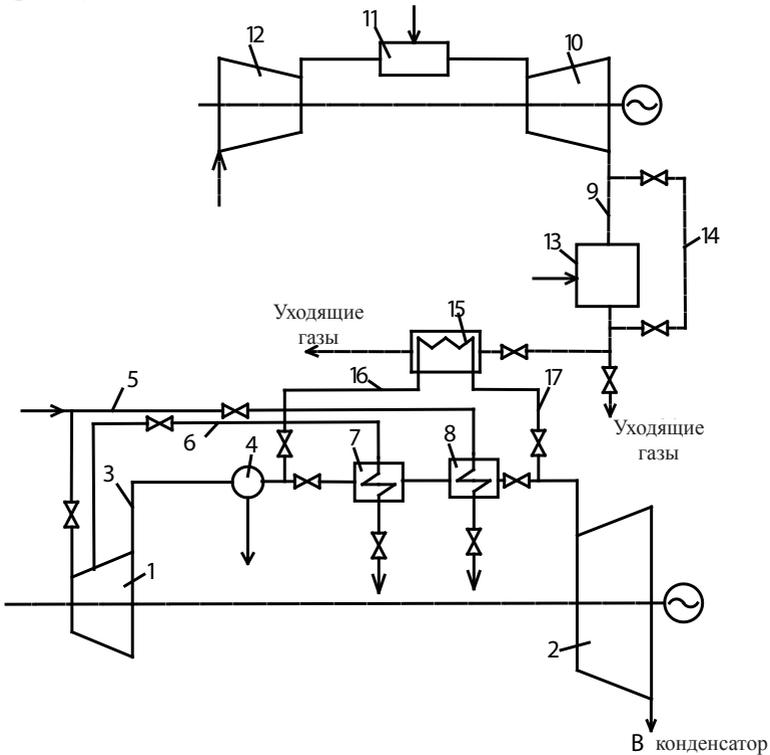


Рис. 4. Схема комбинированного энергоблока АЭС с ГТУ с АФП: 1 – ЦВД; 2 – ЦНД; 3 – паропровод; 4 – сепаратор; 5 – линия острого пара; 6 – паропровод; 7 – первая ступень паропарового промежуточного перегревателя; 8 – вторая ступень паропарового промежуточного перегревателя; 9 – тракт отработавших газов; 10 – газовая турбина; 11 – камера сгорания; 12 – компрессор; 13 – дожигающее устройство; 14 – байпасный газопровод; 15 – аккумулятор фазового перехода; 16, 17 – соединительный паропровод

Парогазовая установка, содержащая паровую турбину с цилиндрами высокого и низкого давления, соединенными между собой паропроводом с включенными в него сепаратором, имеющим линию отвода воды, и промежуточным паропаровым пароперегревателем, и парогазовый промежуточный пароперегреватель, подключенный к тракту отработавших газов газовой турбины, изображена на рис. 4. При этом аккумулятор фазового перехода подключен к паропроводу между цилиндрами высокого и низкого давления параллельно паропаровому пароперегревателю.

Для расширения температурного диапазона аккумуляирования предложена установка дожигающего устройства (ДУ). В дожигающем устройстве [10] происходит дожигание некоторого количества топлива (природного газа) в среде выхлопных газов ГТУ (с содержанием O_2 до 16–17%). Это дает возможность повысить их температуру. Наличие ДУ позволяет успешней регулировать температурные напоры на горячей стороне зарядки АФП с конкретным ТАВ с целью снижения потерь от необратимости теплообмена.

При установке АФП (в том числе модульного типа) можно добиться расширения регулировочного диапазона комплекса ГТУ+АФП+АЭС. Такой комплекс позволяет утилизировать теплоту газов в часы провала графика электрических нагрузок и использовать ее для выработки дополнительной электроэнергии в пиковый период. Учитывая, что в этот период тарифы существенно выше, чем в «провальной» части суток (в Западной Европе в 7–8 раз), такая схема генерации представляется перспективной. К недостаткам данного комплекса можно отнести отсутствие утилизации теплоты газов в период работы АФП, а также ограничение по времени использования АФП в пиковый период из-за его разрядки.

Комплекс ГТУ+ГПП+АЭС (ГПП – газопаровой пароперегреватель), в свою очередь, позволяет утилизировать теплоту газов в период работы газопарового пароперегревателя. К тому же данный комплекс не имеет ограничений по времени использования ГПП. К недостаткам можно отнести то, что в данном комплексе из-за глубокой разгрузки ГТУ в часы провала графика электрической нагрузки включение ГПП может оказаться неэффективным («раздельная» работа ГТУ и АЭС с сохранением питания собственных нужд 1-й категории АЭС).

Из сказанного выше можно сделать вывод, что наиболее перспективным является возможность совместного использования газопарового пароперегревателя и аккумулятора фазового перехода. Комплекс ГТУ+АФП+ГПП+АЭС позволяет:

- 1) постоянно утилизировать теплоту газов в часы пониженной и максимальной нагрузки электрического графика;
- 2) работать без ограничений в суточном разрезе с использованием тепловой мощности периода сниженных нагрузок для дополнительной генерации пиковой электроэнергии.

Преимуществом такой схемы может являться сочетанная (параллельная во времени) работа ГПП и АФП, например, с использованием газов в ГПП для вытеснения низкопотенциальных участков регенеративной схемы влажнопаровой турбоустановки, а АФП – для повышения температуры перегреваемого пара перед ЦНД. Это дополнительно повысит пиковую мощность энергокомплекса.

В свете последней аварии на энергоблоках АЭС с BWR в Японии из-за потери связи с энергосистемой и полного отказа дизель-генераторов, выведенных из строя волной (цунами), сопровождающей землетрясения около 4-х баллов (MSK-64), целесообразно иметь дополнительные электрические связи с отпаек генератора ГТУ секций надежного питания потребителей собственных нужд АЭС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Сопленков К. И., Чаховский В. М., Воронин А. Л.* Система аккумулирования тепловой энергии (САТЭ) повысит конкурентоспособность АЭС в условиях суточного регулирования электрических нагрузок // *Материалы инновационного форума Росатома. М., 2007. С. 14–19.*
2. *Онищенко В. Я.* Тепловое аккумулирование энергии на электростанциях. Основы аккумулирования: учебное пособие. Саратов, 1995. 84 с.
3. *Oplinger J., Anaud R. K.* Electric Utility Evaluation of Near Term Thermal Energy Storage Systems // *Peaking Power Generation (ASME Winter Annual Meeting, Chicago, 1980). N.Y., 1980. S. 43–52.*
4. *Бекман Г., Гилли П. Р.* Тепловое аккумулирование энергии. Краснодар, 1981. 91 с.
5. А. с. 1133428 СССР, МКИ³ F 01 K 17/00, F 01 K 13/00. Паротурбинная установка / Р. З. Аминов, М. С. Доронин (СССР). № 3650568/24–06 ; заявл. 09.08.83 ; опубл. 07.01.85, Бюл. № 1. 3 с. : ил.
6. А. с. 941641 СССР, МКИ³ F 01 K 23/06. Парогазовая установка / В. Я. Рыжкин, С. В. Цанев, И. М. Чухин (СССР). № 2920097/24–06 ; заявл. 08.05.80 ; опубл. 07.07.82, Бюл. № 25. 3 с. : ил.
7. А. с. 1060798 СССР, МКИ³ F 01 K 23/10. Парогазовая установка / В. А. Хрусталева, О. И. Демидов, М. С. Доронин (СССР). № 3479782/24–06 ; заявл. 05.08.82 ; опубл. 15.12.83 , Бюл. № 46. 3 с. : ил.
8. *Сурков, В. В.* Комбинированная установка АЭС – ГТУ // *Теплоэнергетика. 1981. № 10. С. 57–58.*
9. *Нуждин В. Н., Просвирнов А. А.* Союз атома и газа // *Материалы инновационного форума Росатома. М., 2007. С. 28–33.*
10. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / под ред. С. В. Цанева. М., 2002. С. 84–85.

ОСНОВЫ ТАРИФНОЙ ПОЛИТИКИ С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ НЕРАВНОМЕРНОСТИ СУТОЧНЫХ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Н. В. Гусева

Саратовский государственный технический университет

Для повышения экономичности работы энергосистем большое значение имеет установление многоставочных тарифов, дифференцированных по сезонам и зонам суточного времени. Такие тарифы должны стимулировать выравнивание суточных и сезонных графиков нагрузки энергосистемы и повышение использования их производственных мощностей.

В России тарифы на электроэнергию для потребителей устанавливают региональные энергетические комиссии (РЭК), формируемые органами власти.

Тариф на электрическую энергию формируется из стоимости её производства, услуг по передаче по сетям федеральной сетевой и межрегиональных распределительных компаний, инфраструктурных платежей и сбытовой надбавки.

При этом на федеральном уровне (ФСТ) определяется:

- тариф покупки электроэнергии с федерального оптового рынка электроэнергии, (двухставочный тариф);
- тарифы инфраструктурных организаций (НП «Совет Рынка», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»).

В компетенции регионального органа тарифного регулирования находятся такие составляющие конечной стоимости электроэнергии, как:

- тариф на услуги по передаче электрической энергии, оказываемые региональными сетевыми организациями (единый двухставочный или одноставочный тариф), утверждаемые УРТ в рамках установок ФСТ предельных уровней тарифов);
- тариф на услуги сбытовых организаций, являющихся гарантирующими поставщиками [1].

В России установлено три варианта тарифов на электрическую энергию:

- 1) одноставочный тариф, включающий в себя полную стоимость одного киловатт-часа поставляемой электрической энергии;
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за один киловатт-час электрической энергии и ставку за один киловатт электрической мощности;

3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

Потребители, оснащённые автоматизированной системой контроля и учёта электрической энергии, могут использовать тариф, дифференцированный по зонам суток. Порядок расчёта приведён в методических указаниях [2].

Величина тарифной ставки в ночной зоне устанавливается на уровне, обеспечивающем возмещение условно-переменных затрат энергосистемы на производство электроэнергии (мощности) в ночной зоне графика нагрузки, к которым относятся затраты на топливо и покупную электроэнергию с высшего федерального оптового рынка электроэнергии и мощности.

Согласно «Методическим указаниям по расчёту регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке» по решению региональной энергетической комиссии допускается производить дифференциацию тарифов на электрическую энергию по двум зонам суток – «день», «ночь».

Открытым остаётся вопрос экономического обоснования зон посуточного графика нагрузки. В настоящее время интервалы тарифных зон суток определяются исходя из постановления федеральной энергетической комиссии. Экономическим обоснованием является фактический график нагрузки источников энергии, который определен в регламентные дни, что мало объективно.

Весьма важным при построении трёхставочных тарифов также является экономическое обоснование размера дифференцированных ставок. Соотношение между дифференцированными ставками должно быть таким, чтобы, с одной стороны, обеспечивалась заинтересованность предприятий в выравнивании режима электропотребления, а с другой – гарантировалась общая эффективность этих мероприятий.

Важными вопросами, подлежащими решению при совершенствовании тарифов на электроэнергию, являются объективное определение уровня рентабельности по отношению к производственным фондам электроэнергетики Российской Федерации и его дифференциация в зависимости от эффективности, структуры возраста этих фондов, так как себестоимость и фондёмкость энергетической продукции значительно различаются по отдельным районам страны [2].

Для дальнейшего совершенствования тарифообразования планируется перевести российские энергетические компании на систему Regulated asset base (RAB) (в переводе с английского означает «система возврата на вложенный капитал») при расчёте тарифов на электроэнергию.

Новая методика базируется не на затратах, а на введении экономически обоснованной нормы доходности на вложенный капитал, которая будет закладываться в тарифы. Это гарантия того, что вложенный в энергетическую отрасль капитал (как заёмный, так и акционерный) вернётся

инвестору через тарифную выручку с определённой прибылью, размер которой будет определяться государством.

Впервые методика RAB была применена в Великобритании. Накоплен опыт её использования. Методика RAB не простая, но эффективная, и заработав, она должна помочь привлечь инвестиции в сетевой комплекс.

В настоящее время ведутся переговоры и делаются расчёты по «пилотным» проектам по ряду регионов страны. Такие проекты планируется запустить с 2009 г., а до 2011 г. все распределительные сетевые компании (РСК) перевести на долгосрочное регулирование тарифов с применением методики RAB [3].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тарифы на электрическую энергию для населения Волгоградской области. 2009 г. URL: <http://www.new.tariffs.ru/print/tarify-na-elektricheskuyu-energiyu-dlya-naseleniya-volgogradskoi-oblasti-2009-god> (дата обращения : 27.12.2010).
2. Михайлов В. В. Тарифы и режимы электропотребления. М. : Энергоатомиздат, 1986. 216 с.
3. Российские власти внедряют новое тарифообразование. Газета. 2007. № 11(87). Октябрь. URL: <http://eprussia.ru/epr/87/6327.htm> (дата обращения : 27.12.2010).

УДК 621.311

О РОЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ПРАКТИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ В ВЫСШЕМ ТЕХНИЧЕСКОМ ОБРАЗОВАНИИ

В. И. Лубков

Поволжское межрегиональное отделение
Международной энергетической академии, Саратов

Вопрос, обозначенный в заглавии статьи, имеет непосредственное отношение к обсуждаемому теперь проекту закона «Об образовании». Переход со студенческой скамьи в сферу энергопроизводства во все времена не был простым. Но до 90-х гг. прошлого века существовала система «доводки» молодых специалистов в течение трех лет! Это позволяло молодым инженерам спокойно и постепенно адаптироваться в производственную среду. Опыт взаимоотношений энергетического факультета и саратовской энергосистемы в 70–80-е гг. позволяет отметить ряд факторов, которые и в сегодняшних условиях рыночной экономики заслуживают внимания.

Во-первых, многие из будущих преподавателей проходили дополнительное обучение (1–2 года) на энергопредприятиях.

Во-вторых, кафедры факультета вели постоянно (по договорам) научно-практическую работу по совершенствованию энергопроизводства.

В-третьих, и это главное, все группы студентов кафедр факультета проходили производственную практику на энергопредприятиях. Правда, справедливости ради необходимо отметить ряд недостатков: слишком общие программы, экскурсионный характер практики и отсутствие на энергопредприятиях проверки «усвоения» производственного обучения.

В этих условиях молодые специалисты по истечении трех лет в большинстве своем достигали уровня инженера-энергетика, способного трудиться без особой опеки. Любопытно, что в те же времена выпускники, например, Шатурского энергетического техникума оказывались более подготовленными (в практическом плане), чем молодые инженеры, и приступали к работе на уровне начальников смен, мастеров гораздо быстрее их. Следует учесть этот фактор при переходе образования втузов на двухуровневую систему.

К настоящему времени для будущих специалистов-энергетиков кадровые требования различные энергокомпании устанавливают произвольно. В число их входят: испытательный срок (по сути, срок адаптации в производство), собеседование и, возможно, тестирование по собственной программе. Совершенно очевидно, что производ в этом вопросе должен быть ограничен законом об образовании или подзаконным актом. Опыт производственной адаптации выпускников энергетического факультета СГТУ за последние 10–15 лет в саратовской энергосистеме указывает на замедленную адаптацию даже выпускников с высоким средним баллом оценок знаний. К сожалению, из-за утраты взаимодействия факультета и энергосистемы обратная связь по оценке качества подготовки инженеров ослабла, если не нарушилась.

Теперь в условиях модернизации экономики страны с инновационным акцентом подход к подготовке специалистов высшего технического образования требует инвентаризации системы производственной подготовки студентов. Как результат – создание новых программ обучения вопросам эксплуатации, ремонта и модернизации энергоустановок, а также программ эффективной производственной практики (действительно практического производственного обучения студентов).

Большинство вопросов, относящихся к обозначенной проблематике, требуют включения их в закон «Об образовании» и документы подзаконного характера. Представляется, что инициатива по лоббированию этих вопросов относится к обязанностям втузов.

Предлагается к рассмотрению следующий перечень основных вопросов и проблем.

1. Необходимо создать систему гарантированного предоставления работы по специальности сразу после окончания учебного заведения. При этом испытательный срок для молодых специалистов не должен быть ме-

нее одного года. В этот период энергопредприятие должно обеспечить эффективное наставничество со стороны опытных специалистов.

2. Обязательно (для энергокомпаний) проводить производственное обучение студентов на договорной основе с втузами.

3. В приложение к диплому наряду со сведениями (оценками) об усвоении изучаемых дисциплин включать справки (копии) о результатах производственных практик, подтвержденных руководством энергопредприятий.

4. Привлекать опытных специалистов энергокомпаний к рассмотрению программ обучения бакалавров и преподаванию дисциплин, связанных с обслуживанием, ремонтом и модернизацией энергоустановок.

5. Инициировать со стороны втузов создание (на договорной основе) системы обучения будущих специалистов-энергетиков на базовых энергопредприятиях (создание филиалов кафедр и т.д.).

6. Решить вопрос с энергокомпаниями о проведении на действующих энергопредприятиях семинаров, ознакомительных экскурсий, а также стажировок преподавательского состава втузов по вопросам современных методов проведения ремонтов, реконструкций и модернизаций энергоустановок.

В современных условиях свободного рынка труда неизбежно возникнет конкуренция между выпускниками-энергетиками различных втузов, а для будущих бакалавров – и с выпускниками энергоколледжей. Эти факторы необходимо учитывать при разработке и претворении программ и планов теоретического и производственного обучения во втузах.

В заключение хочется напомнить: «Образование – богатство, а применение его – совершенство». А совершенству надо начинать готовить в стенах втуза.

УДК 536.24

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ТЕПЛООБМЕНА В ТРУБАХ УТИЛИЗАЦИОННЫХ КОТЛОВ (эксперимент)

С. В. Виноградов

Астраханский государственный технический университет

В работе изложены результаты экспериментального исследования теплообмена в трубах газотрубных утилизационных котлов при закручивании потока с использованием ленточных спиральных вставок.

В литературе рассматриваются различные аспекты повышения эффективности низкотемпературных поверхностей теплообмена и интенсификации теплообмена в трубах [1–7]. При этом указывается [1, 2, 4]

необходимость дальнейших исследований в этой области, в частности касающихся процессов интенсификации теплообмена в трубах при помощи вставок различной формы.

Экспериментальные исследования выполнены на установке, описанной аспирантом Е. А. Колядиным [5]. В качестве греющей среды применялся горячий воздух, подаваемый вентилятором, для нагрева воды.

Установка работает следующим образом. Холодный воздух подается вентилятором, проходит через нагреватель и поступает в рабочий участок трубопровода. Температура воздуха измерялась ртутным термометром. Далее воздух поступает в расширительную камеру теплообменника и непосредственно в теплопередающую трубу. На выходе из рабочего участка установки измеряется температура воздуха и его расход. Охлаждающая вода из водопровода поступает к рабочему участку через регулирующий вентиль и счетчик расхода.

На экспериментальной установке проводились исследования теплообмена в трубе с винтовыми ленточными вставками толщиной 2 мм, шириной 50 мм с различным шагом закрутки, который выбирался таким образом, чтобы получить относительные шаги в интервале 6–12. Внутренний диаметр трубы 50 мм, длина – 1 м.

В опытах температура воздуха в трубе составляла 130–240°C, температура охлаждающей воды 10–12°C, скорость воздуха 4,7–9,5 м/с.

Для каждой винтовой вставки проводилось 4 опыта, различающихся расходом воздуха. Температура воздуха до и после экспериментального участка измерялась при помощи лабораторных ртутных термометров и одновременно хромель-копелевых термопар. Как показали опыты, оба метода измерения температуры приводили к одним и тем же результатам.

Данные серии опытов по влиянию числа Рейнольдса на теплообмен в трубе приведены на рис. 1. Опыты показали существенное влияние на теплообмен числа Рейнольдса и относительного шага ленточных вставок. Это отмечалось и для вставок другой формы [1, 2, 4].

Для сравнения на рис. 3 приведены зависимости для полый трубы: экспериментальная и построенная по общепринятой зависимости (прерывистая линия). Математическая обработка опытных данных показала, что они описываются зависимостью $Nu \sim Re^n$. Показатель степени при числе Рейнольдса для всех вставок равен 0,71, а постоянный коэффициент снижается с увеличением шага закрутки. Для вставок с S/d 6, 7, 8, 10, 12 теплоотдача увеличивается соответственно в 2,1; 1,9; 1,8; 1,7; 1,6 раза.

Зависимости интенсивности теплоотдачи от относительного шага труб, соответствующие функции $Nu \sim (S/d)^{-0,41}$, приведены на рис. 2.

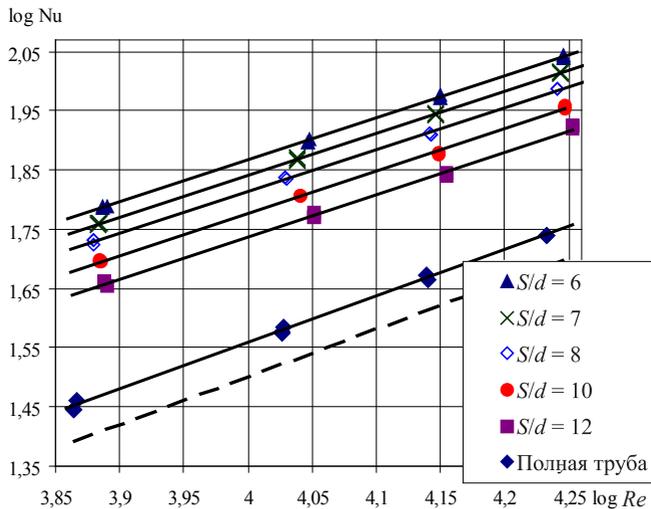


Рис. 1. Зависимость числа Нуссельта от числа Рейнольдса в опытах по теплоотдаче в трубах для вставок с различными относительными шагами

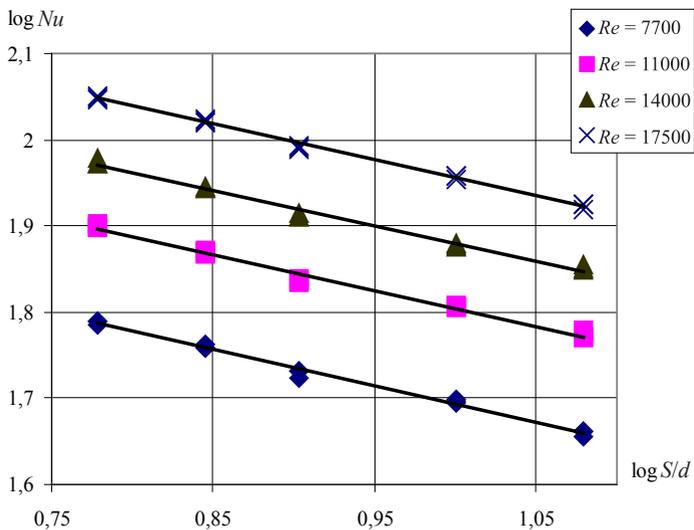


Рис. 2. Зависимость числа Нуссельта от относительного шага вставок при различных числах Рейнольдса

На основе обработки всех экспериментальных данных получены обобщенные аналитические зависимости в виде.

$$Nu = 0,221 \cdot Re^{0,71} \cdot (S/d)^{-0,41}. \quad (1)$$

Максимальное отклонение экспериментальных значений от обобщающей зависимости не превышает $\pm 4\%$ (рис. 3). Пунктирными линиями выделен доверительный интервал $\pm 3\%$, который описывает теплоотдачу в трубах с ленточными вставками в пределах изменения параметров: $S/d = 6-12$, $Re = 7\,700-17\,500$ с доверительным интервалом $\pm 3\%$ и вероятностью 97%.

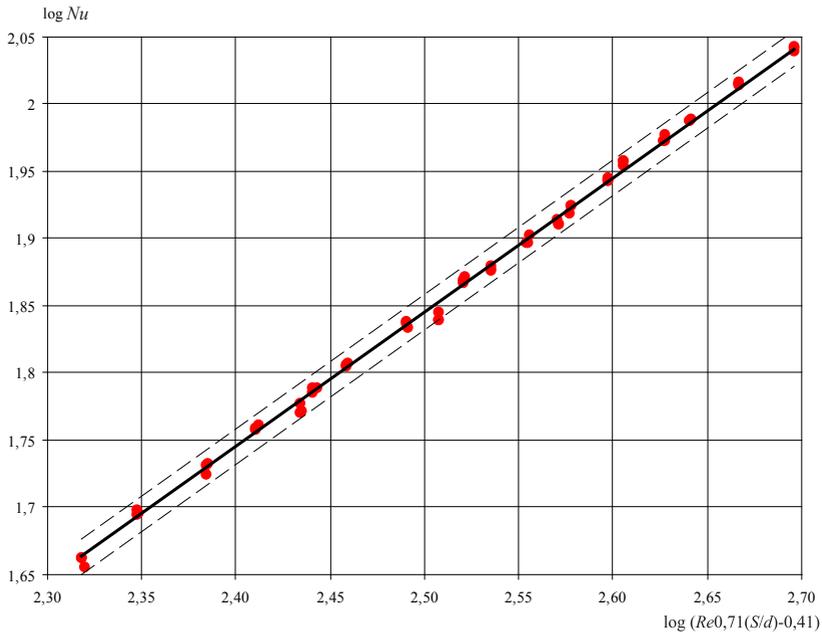


Рис. 3. Обобщающая зависимость экспериментальных данных по теплообмену в трубе с ленточными винтовыми вставками

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гортышев Ю. Ф., Олимбиев В. В. Теплообменные аппараты с интенсифицированным теплообменом. Казань : Изд-во Казан. гос. ун-та, 1999. 176 с.
2. Дрейцер Г. А. Эффективность использования закрутки потока для интенсификации теплообмена в трубчатых теплообменных аппаратах // Теплоэнергетика. 1997. № 11. С. 61–65.

3. *Ильин Р. А.* Оценка эффективности теплообменных аппаратов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. 2008. № 6. С. 12–14.
4. *Калинин Э. К., Дрейцер Г. А., Ярхо С. А.* Интенсификация теплообмена в каналах. М. : Машиностроение, 1990. 208 с.
5. *Колядин Е. А.* Влияние закрутки потока газов на конвективный теплообмен в утилизационных газотрубных котлах // Вестн. АГТУ. 2007. № 2(37). С. 159–162.
6. *Кутателадзе С. С.* Теплопередача и гидродинамическое сопротивление : справ. пособие. М. : Энергоатомиздат, 1990. 367 с.
7. *Уонг Х.* Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров : справочник : пер. с англ. М. : Энергоатомиздат, 1979. 216 с.

Научное издание

**ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА**

Сборник научных трудов

ВЫПУСК 6

*Материалы международной научной конференции
«Современные научно-технические проблемы
теплоэнергетики и пути их решения»*

Редактор *Е.А. Малютина*

Технический редактор *Л.В. Агальцова*

Корректор *Е.Б. Крылова*

Оригинал-макет подготовила *Н.И. Степанова*

Обложка художников *А.З. Юзбашева, О.С. Кузнецова*

Подписано в печать 05.09.2011. Формат 60x84¹/₁₆.
Бумага офсетная. Гарнитура Таймс. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 10,69 (11,25). Уч.-изд. л. 10,3.
Тираж 100 экз. Заказ 48.

Издательство Саратовского университета.
410012, Саратов, Астраханская, 83.
Типография Издательства Саратовского университета.
410012, Саратов, Астраханская, 83.