

журнал

«Энергетическая Стратегия» – ЛУЧШИЙ В СНГ

По итогам конкурса ЭЭС СНГ

5 апреля 2012 года в Москве состоялось подведение итогов конкурса на лучшее печатное издание, посвященного 20-летию Электроэнергетического Совета СНГ. В конкурсе приняли участие газеты, журналы, книги, корпоративные СМИ, зарегистрированные на территории государств – участников СНГ, освещающие вопросы электроэнергетики. Компетентное жюри в составе представителей Исполнительного комитета ЭЭС СНГ, рассмотрев представленные на конкурс издания и руководствуясь Положением о конкурсе, присудило первое место журналу Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия». Среди призеров также книга «100 лет энергетике Армении» ЗАО «Научно-исследовательский институт энергетики» (второе место) и корпоративная газета «Вестник РусГидро» ОАО «РусГидро» (третье место).

Почетными дипломами за участие в конкурсе награждены корпоративный журнал «Энергия без границ» (ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»), корпоративная газета «Единая сеть» (ОАО «ФСК ЕЭС»), журнал «Проблемы региональной энергетики» (Институт энергетики Академии наук Республики Молдова), книга «Рынки электрической энергии и мощности» (АНО «Учебный Центр НП «Совет рынка»).

Редакция благодарит организаторов конкурса и членов жюри за высокую оценку проделанной работы. В преддверии пятилетия нашего журнала эта победа стала значимым этапом становления и развития издания.

Мы также благодарны Министерству энергетики Республики Беларусь за организационную и информационную поддержку журнала на всех этапах его развития.

Редакция планирует и в дальнейшем широко освещать на страницах «Энергетической стратегии» деятельность ЭЭС СНГ и Министерства энергетики Республики Беларусь по решению стратегических задач энергетической отрасли Беларуси, стран – участниц СНГ, развитие сотрудничества энергосистем нашей республики и стран Содружества.

Редакция журнала

научно-практический журнал

Энергетическая Стратегия

009382

Подписной индекс

Продолжается подписка на 2012 год

Оформить подписку можно:

- в любом почтовом отделении (подписной индекс 009382)
- позвонив по тел./факсу: 017 286 08 28
- на сайте www.energystrategy.by

Наш адрес:
220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
Тел./факс: 017 286 08 28
E-mail: info@energystrategy.by

Учредитель
**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Рымашевский Ю.В.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Бобарико Ю.А.	заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго»
Герман М.Л.	к.ф.-м.н., директор РУП «БЕЛТЭИ»
Каранкевич В.М.	начальник Главного экономического управления Минэнерго
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Кундас С.П.	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Лиштван И.И.	академик НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Белтрансгаз»
Мулев Ю.В.	д.т.н., профессор
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»
Ширма А.Р.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Якубович П.В.	первый заместитель начальника Главного управления промышленности и ТЭК аппарата Совмина Беларуси

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ ТЭК

Обзор событий	4
---------------------	---

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Казарновская А.П.

Время перемен на Витебской ТЭЦ

Интервью с главным инженером Витебской ТЭЦ П.С. Соколовским	8
---	---

Ворса А.С., м.т.н., инженер отдела проектирования энергосистем
РУП «Белэнергопроект»

Особенности выбора сечения токоведущих жил и экранов кабельных линий номинальным напряжением 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена	12
---	-----------

Егорушкин С.В., к.т.н., главный технолог РУП «Белнипиэнергопром»

К вопросу об экономической эффективности мини-ТЭЦ, использующих местные виды топлива	16
---	-----------

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Кондрусев В.Ю., заместитель начальника управления энергоэффективности,
экологии и науки – начальник отдела энергоэффективности и экологии
Министерства энергетики Республики Беларусь

О работе по увеличению использования местных видов топлива в энергосистеме	20
---	-----------

Левченко С.А., к.т.н., ведущий научный сотрудник Института тепло-
и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси

Интеллектуальные энергетические сети – эффективная технология сбережения энергии Концепция Smart Grid в контексте устойчивого развития Белорусской энергосистемы	22
---	-----------

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического
надзора ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор
по энергетическому надзору Республики Беларусь

Внесены изменения в Правила расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.....	27
---	-----------

Подобед В.С., ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор»
РУП «Могилевэнерго»

Требования к оборудованию тепловых пунктов.....	29
--	-----------

Каменев Н.А., ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор»
РУП «Гродноэнерго»

Обследование энергоустановок энергосистемы – вклад государственного энергетического надзора в повышение надежности энергоснабжения потребителей	32
--	-----------

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Сулъжиц А.М., заведующая лабораторией РУП «БЕЛТЭИ»

АСКУЭ: приборы учета электрической энергии и состояние метрологического обеспечения.....	34
---	-----------

Готовко Г.В., главный специалист управления технического нормирования и
стандартизации Госстандарта

Стандарты – в поддержку энергосберегающей политики.....	36
--	-----------

Национальный фонд ТНПА – энергетике	38
--	-----------

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (май/июнь 2012 года).....39

Никитина А.В.

АЭС в Беларуси – целесообразность, эффективность и безопасность
По итогам 4-го Международного форума «Атомэкспо-Беларусь-2012»43**Белорусский промышленный форум-2012 должен стать импульсом**
для инновационного развития экономики страны46**НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ****Стеклопластиковые трубы.**
Инновационные технологии для энергетики.....48**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ**

Каракулько Г.А.

Мировая энергетика. Прогноз аналитиков50

Севрюк З.Б., к.т.н., старший научный сотрудник ЗАО «Техношанс»

Энергетика Польши. Краткий обзор состояния
и тенденций развития52Батуев С.П., к.т.н., генеральный директор ООО СПКФ «Валер»
(г. Санкт-Петербург)**Опыт эксплуатации инерционно-гравитационных фильтров-грязевиков**
ГИГ на котельных с водогрейными котлами большой мощности58**ОХРАНА ТРУДА**Лебедев А.В., главный специалист отдела энергоинспекции управления
государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго»**Анализ уровня электротравматизма среди персонала потребителей**
электроэнергии в 2011 году.....62Боровиков Д.А., главный государственный инспектор труда управления
организации надзора и контроля Департамента государственной инспекции труда
Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь**О производственном травматизме при выполнении**
шиномонтажных работ.....64**ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА**Камлюк Г.Г., заместитель начальника службы
гидрометеорологического мониторинга и фондов данных
ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр»**Ветроэнергетика в Республике Беларусь:**
состояние и перспективы развития66**БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА****Республиканская научно-техническая библиотека предлагает**69**ЭНЕРГОПАНОРАМА****Обзор событий в мире**.....70**Энергетическая безопасность****Традиционная и ядерная энергетика****Транспорт газа и газоснабжение****Альтернативная и малая энергетика****Энергоэффективность и экология****Редакция:**

Главный редактор Федосеев Н.В.

Начальник редакционно-
издательского отдела Гончар О.В.

Ведущий редактор Шенец А.В.

Верстка Павлова Е.В.

Корректор Сараева С.О.

Уважаемые рекламодатели!**По вопросам размещения рекламы**
обращайтесь по тел.: (017) 286 08 28,
(029) 399 11 04**Адрес редакции:**

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19

Тел./факс: (017) 286 08 28

Тел.: (017) 293 46 82

e-mail: info@energystrategy.by

www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.Публикуемые материалы отражают мнение их авторов.
Редакция не несет ответственности за содержание
рекламных материалов. Перепечатка информации
допускается только с разрешения редакции.Отпечатано в типографии: РУП «Минсктиппроект»,
220123, г. Минск, ул. В. Хоружей, 13/61
ЛП №02330/0494102 от 11.03.2009.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 26.04.2012 г., формат 60x90%,
тираж 1350 экз., заказ № 959.

© Информационно-издательский центр, 2012

ВСТУПИЛА В СИЛУ ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ НА ПЕРИОД ДО 2016 ГОДА

20 марта вступила в силу Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 194 от 29 февраля 2012 года. Ее важнейшей задачей является значительное повышение эффективности производства электрической энергии и надежности энергоснабжения потребителей. В течение 2011–2015 годов планируется обеспечить ввод в эксплуатацию 2489,2 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей с одновременным выводом из эксплуатации 1820 МВт неэффективных, что позволит снизить износ основных производственных фондов в целом по энергосистеме до 40 %.

Среди основных проектов, которые планируется реализовать за эти годы, – строительство энергоблоков по 400 МВт на Березовской и Лукомльской ГРЭС за счет льготных китайских кредитов, модернизация Гродненской ТЭЦ-2, Минской ТЭЦ-3, Минской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2, Могилевской ТЭЦ-1 и ряда других станций, установка генерирующего оборудования на котельных, в том числе на РК-3 в г. Борисове и РК-3 в г. Могилеве с привлечением кредитных ресурсов Всемирного банка.

Кроме того, организациями, не входящими в состав Минэнерго, будет введено в эксплуатацию еще около 250 МВт мощностей.

Реализация программы позволит снизить удельный расход условного топлива на производство электрической энергии на 25–30 г/кВт·ч (на 10 %). К 2016 году величина этого показателя составит порядка 240,4 г/кВт·ч, что значительно ниже аналогичного показателя в России, Украине и других государствах СНГ.

С учетом экономической целесообразности предусматривается развитие источников на местных и возобновляемых видах топлива. Это сооружение четырех гидроэлектростанций (суммарной электрической мощностью 98 МВт) с вводом в эксплуатацию в период реализации программы Гродненской ГЭС (17 МВт)

и Полоцкой ГЭС (21 МВт), трех мини-ТЭЦ на местных видах топлива в городах Лунинец, Барань и Витебск и котла производительностью 200 т пара в час на Мозырской ТЭЦ. Ввод еще двух ГЭС – Витебской (40 МВт) и Немновской (20 МВт) – планируется в 2016 году.

В целом по стране в 2011–2015 годах планируется ввести 160 источников на местных видах топлива, построить и реконструировать 29 мини-ГЭС. В целях обеспечения торфяным топливом энергоисточников и населения реализуется Государственная программа «Торф», в соответствии с которой планируется довести производство торфобрикетов с 1,2 до 2 млн т в год и удвоить добычу торфа.

За период реализации Государственной программы развития Белорусской энергетической системы объем использования природного газа в ГПО «Белэнерго» снизится на 1,26 млрд м³, или 1,43 млн т у.т. В целом по республике ожидается снижение потребления природного газа на 2,26 млрд м³ в сопоставимых с 2010 годом условиях.

За счет технической модернизации электрических и тепловых сетей планируется снижение технологического расхода (потерь) электрической и тепловой энергии на ее передачу на два процентных пункта в сравнении с 2010 годом в сопоставимых условиях.

Экономический эффект от выполнения мероприятий программы только по ГПО «Белэнерго» оценивается более чем в \$ 300 млн в год в действующих ценах на природный газ, а при выходе на равнодоходные с Российской Федерацией цены (предположительно с 2015 года) он еще больше возрастет.

На осуществление программы предполагается направить \$ 5,4 млрд, в том числе \$ 3,93 млрд составят капитальные вложения, из которых порядка \$ 1 млрд пойдет на инженерную инфраструктуру к вводу жилья и \$ 1,47 млрд – на возврат инвестиционных кредитов.

В результате реализации мероприятий Государственной энергетической безопасности достигнет нормального уровня, за исключением доли доминирующего энергоресурса (газа) в производстве тепловой и электрической энергии в энергосистеме, которая находится на критическом уровне. Данный индикатор достигнет нормального уровня после ввода АЭС.

Планируемое в рамках Государственной программы совершенствование структуры управления отраслью направлено на переход к работе в рыночных условиях и предусматривает реструктуризацию энергосистемы по видам деятельности с созданием оптового и розничного рынков.

Комментарии к Государственной программе развития Белорусской энергосистемы на период до 2016 года читайте в следующем номере журнала.

Подготовлено по материалам Минэнерго

Ожидаемые результаты выполнения Государственной программы в период до 2016 года

Показатели	Ожидаемый результат
Ввод в эксплуатацию высокоэффективных мощностей в 2011–2015 годах, МВт	2489
Вывод из эксплуатации неэффективных мощностей в 2011–2015 годах, МВт	1820
Экономия ТЭР (за период реализации программы), млн т у.т.	1,265
Использование местных ТЭР в 2015 году, тыс. т у.т.	482
Замещение природного газа в топливно-энергетическом балансе энергосистемы за счет экономии и других видов топлива в 2016 году, млрд м ³ в год	до 1,26
Снижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии, г у.т./кВт·ч	25–30
Снижение потерь в электрических и тепловых сетях, процентных пунктов	на 2
Снижение износа основных фондов, %	до 40

Рассмотрен проект концепции закона об электроэнергетике

3 апреля на заседании Президиума Совета Министров Республики Беларусь рассмотрен проект концепции закона об электроэнергетике, который представлял Министр энергетики А.В. Озерец. Он проинформировал, что предполагается реформирование электроэнергетической отрасли, разделение видов экономической деятельности в электроэнергетике на производство электроэнергии, ее передачу и распределение, формирование рыночных структур, а также гармонизация законодательства в указанной сфере.

Принятие проекта концепции закона об электроэнергетике позволит создать базу для правового регулирования отношений в отрасли, закрепить основу государственной политики в области этих отношений и будет способствовать модернизации структуры управления электроэнергетикой, повышению ее эффективности, укреплению энергобезопасности страны, надежности электроснабжения, привлечению инвестиций в отрасль, а также модернизации законодательства в ЕЭП и ЕврАзЭС.

Премьер-министр Беларуси М.В. Мясникович обратил особое внимание на необходимость учесть при подготовке концепции вопрос повышения энергобезопасности Беларуси. «Речь идет о нормативно-правовом акте, который должен установить определенные экономические и общественные отношения в стране, в том числе с учетом решений, принятых в рамках ЕЭП», – подчеркнул Премьер-министр. Руководитель правительства выделил и экономический блок вопросов, предполагающий установление оптимальных и обоснованных тарифов в отрасли. В этой связи Премьер-министр потребовал от Минэнерго внести варианты решения обозначенных вопросов, в том числе по совершенствованию тарифной политики, снижению собственных издержек, децентрализации и других мер.

Беларусь приняла участие в 24-м заседании КОТК стран СНГ и Балтии

29–30 марта 2012 года в Москве состоялось очередное заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), в котором приняли участие члены КОТК от Азербайджанской Республики, Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Республики Молдова, Российской Федерации, Украины и КДЦ «Энергия» ОЭС Центральной Азии. От Беларуси в заседании КОТК участвовали и.о. генерального директора РУП «ОДУ» Д.В. Ковалев и начальник сектора электрических режимов К.И. Бортницкий.

На заседании были рассмотрены технические вопросы эксплуатации и развития энергосистем общей синхронной зоны стран СНГ и Балтии, принят ряд решений. Комиссия утвердила на 2012 год значение крутизны статической частотной характеристики стран СНГ и Балтии, значения коэффициентов коррекции по частоте и величины необходимых вторичных резервов для каждой из энергосистем стран Содружества и Балтии, согласовала проект «Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС».

Реализация новых проектов с участием МБРР позволит увеличить генерирующую мощность энергосистемы

Предприятия Белорусской энергосистемы – РУП «Могилевэнерго» и РУП «Минскэнерго» реализуют два новых инвестиционных проекта с участием Международного банка реконструкции и развития (МБРР) – реконструкцию со строительством парогазовой установки РК-3 в г. Могилеве и РК-3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове.

Осуществление проектов уже началось. Котельные, оснащенные современной парогазовой установкой, будут вырабатывать из природного газа не только тепловую, но и электрическую энергию для последующей передачи в энергетическую систему. Это позволит увеличить генерирующую мощность Белорусской энергосистемы.

Всего с участием МБРР будет реализовано шесть новых инвестиционных проектов в энергетике Беларуси. Постановлением Совета Министров от 19 марта 2012 года № 240 они дополнительно внесены в перечень проектов, финансируемых за счет внешних государственных займов, привлеченных под гарантии правительства Беларуси.

Реконструкция осуществляется в рамках проекта «Повышение энергоэффективности в Республике Беларусь», реализация которого началась в сентябре 2009 года и завершится в 2014 году. Соглашение о займе между Беларусью и МБРР предусматривает выделение республике на эти цели \$ 125 млн кредитных средств.

Подписан контракт на выполнение первоочередных работ подготовительного периода строительства белорусской АЭС

29 марта подписан контракт на выполнение первоочередных работ подготовительного периода до «первого бетона» белорусской АЭС. С белорусской стороны документ подписал заказчик – Государственное учреждение «Дирекция строительства атомной электростанции», с российской – генеральный подрядчик – ЗАО «Атомстройэкспорт».

Первоочередной контракт на проведение изыскательских работ, разработку проектной документации и первоочередной рабочей документации по белорусской АЭС был подписан 31 января 2012 года. В настоящее время ведется работа по подготовке генерального контракта на строительство АЭС в Беларуси.

Сейчас на строительной площадке АЭС ведутся подготовительные работы, идет сооружение автомобильной и железной дорог, создается производственная база.

Финансирование строительства АЭС будет осуществляться преимущественно за счет государственного экспортного кредита России. При этом использование российского госкредита может быть начато уже в апреле-мае 2012 года. В соответствии с межправительственным соглашением кредит предоставляется на общую сумму до \$ 10 млрд сроком на 25 лет для финансирования 90 % стоимости каждого договора между российским ЗАО «Атомстройэкспорт» и белорусским ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции». Использование кредитных средств будет производиться по мере подписания этих договоров.

Перспективы сотрудничества Беларуси и МАГАТЭ

В начале апреля в ходе рабочего визита в Беларусь генерального директора Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) Юкиа Аmano были обсуждены перспективы и динамика дальнейшего сотрудничества Беларуси и МАГАТЭ.

Генеральный директор Международного агентства отметил, что Беларусь является очень важным партнером для МАГАТЭ, и подчеркнул, что белорусский опыт крайне важен для ликвидаторов аварии на «Фукусиме-1». Беларусь является давним и очень важным партнером МАГАТЭ в вопросах радиоактивной безопасности, имеет большое количество разработок и оборудования, которые направляются на экспорт, в том числе в Японию. Это свидетельствует о том, что те уроки, которые вынесла страна после трагедии в Чернобыле, пошли впрок, — подчеркнул Юкиа Аmano.

Также было отмечено, что Беларусь в полном объеме обеспечивает выполнение обязательств Договора о нераспространении ядерного оружия и обязательств по международным конвенциям. Ежемесячно проводится инспектирование ядерных материалов и установок на территории Беларуси. Обеспечиваются подготовка и представление национальных докладов о выполнении Конвенции о ядерной безопасности и Объединенной конвенции о безопасности обращения с отработавшим топливом и радиоактивными отходами.

В июне миссия экспертов МАГАТЭ комплексно оценит готовность Беларуси к строительству АЭС по 19 основным направлениям.

В Минске состоялось пятое заседание белорусско-чешской рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики

18–23 апреля состоялось пятое заседание белорусско-чешской рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики (РГЭ), созданной в рамках деятельности Межправительственной белорусско-чешской смешанной комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству. Белорусскую делегацию возглавлял генеральный директор ГПО «Белтопгаз» Леонид Рудинский, чешскую — директор департамента газовой промышленности и жидкого топлива Министерства промышленности и торговли Чехии Ян Заплатилек.

Участники заседания рассмотрели широкий спектр вопросов двухстороннего сотрудничества в области энергетики и газовой промышленности, включая строительство гидроэлектростанций и топливно-энергетических станций в Беларуси при участии чешских компаний, совместное производство высокотехнологичного современного оборудования для строительства мини-ТЭЦ на местных видах топлива, расширение сотрудничества в области энергетики, в том числе ядерной, в торфяной отрасли, по транспортировке сжатого природного газа.

Стороны позитивно оценили успешное развитие сотрудничества с чешской компанией АО «MAVEL» при строительстве Гродненской и Полоцкой ГЭС и возможности ее дальнейшего участия в реализации проектов в Республике Беларусь в области гидроэнергетики; достигнутую компанией АО «MAVEL» и белорусской

стороной договоренность о продолжении работ по созданию сервисного центра по обслуживанию гидротехнического оборудования, а также ход реализации других белорусско-чешских проектов.

19 апреля в рамках программы работы предпринимательской миссии, организованной чешской Палатой экономического сотрудничества со странами СНГ, чешская делегация посетила Гродненскую область, и в частности РУП «Гродноэнерго».

Участники заседания РГЭ договорились уделять особое внимание созданию благоприятного экономического пространства в рамках трансформации Таможенного союза, организовать семинар финансовых структур и предпринимательских субъектов обеих стран для обсуждения вопросов финансирования совместных инвестиционных проектов. Также в связи с намерением чешской стороны участвовать в проекте строительства АЭС в Беларуси запланировано создание российско-чешско-белорусской экспертно-консультативной группы по данному вопросу и принят еще ряд решений, направленных на дальнейшее развитие взаимовыгодного сотрудничества в сфере энергетики.

Изменены Правила расследования и учета несчастных случаев и профессиональных заболеваний на производстве

Постановлением Совета Министров от 1 марта 2012 г. № 200 внесены изменения и дополнения в Правила расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний. В частности, устанавливается обязанность нанимателя ознакомить лиц, допустивших нарушения актов законодательства о труде и охране труда, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, приведших к несчастному случаю на производстве или профессиональному заболеванию, с результатами их расследования, а также предусматривается право этих лиц на обжалование результатов расследования несчастного случая на производстве или профзаболевания в течение трех лет.

Поскольку практика проведения расследования несчастного случая на объекте, поднадзорном специализированному государственному контролирующему органу, одновременно государственным инспектором труда и государственным инспектором такого специализированного органа себя не оправдала, постановлением установлено, что спецрасследования будут проводиться государственным инспектором труда Департамента государственной инспекции труда Минтруда и соцзащиты с участием представителя специально уполномоченного контролирующего (надзорного) органа, если несчастный случай произошел на подконтрольном ему объекте.

В правила внесены и другие корректировки, учитывающие изменения в законодательстве, а также основанные на анализе правоприменительной практики и обусловленные гармонизацией национального законодательства с законодательством Российской Федерации.

Подробнее об этом читайте на стр. 36.

Открыта новая залежь нефти в Могилевской области

5 апреля в Глусском районе Могилевской области во время бурения поисковой скважины «Шумятичская № 1» на глубине 4300 м открыта новая залежь нефти, сообщает БЕЛТА. Приток углеводородов предварительно оценивается более чем в 20 м³ в сутки. Как отметили специалисты, полученная нефть отличается хорошим качеством, она легкая, подвижная, имеет высокое содержание попутного газа. Все перечисленное доказывает перспективность этого и других глубокопогруженных участков с точки зрения продолжения геологоразведочных работ.

Сверхглубокая скважина «Шумятичская № 1» находится на территории Припятского прогиба. Она бурится с применением новых технологий и оборудования. Ее проектная глубина составляет 5100 м. Белорусские геологи планируют увеличить глубину поиска нефтяных месторождений. В этих целях запланированы работы по бурению сверхглубоких скважин в других регионах Беларуси. В нынешнем году предполагается начать бурение сверхглубокой скважины в Гомельской области на глубину примерно 6 тыс. м.

В соответствии с программой освоения месторождений полезных ископаемых и развития минерально-сырьевой базы Беларуси на 2011–2015 годы и на период до 2020 года прирост промышленных запасов нефти в стране к концу текущей пятилетки должен составить 5,7 млн т.

ОАО «Газпром» планирует перераспределять объемы транзита газа в пользу Беларуси

Как сообщает БЕЛТА, ОАО «Газпром» планирует перераспределять объемы транзита газа с территории Украины в пользу Беларуси. Официальный представитель «Газпрома» Сергей Куприянов отметил: «Мы в начале большого пути по перераспределению объемов транзита газа с территории Украины в пользу нашей дочерней компании «Белтрансгаз» и новых морских газопроводов».

Гендиректор ОАО «Белтрансгаз» Владимир Майоров считает, что, став единственным владельцем предприятия, «Газпром» получил гарантии надежного транзита своего газа, поэтому нет ничего удивительного в том, что объем транспортировки газа по территории Беларуси в текущем году стал увеличиваться.

Беларусь продолжит развитие геотермальной энергетики

29 марта на заседании Государственного совета по вопросам комплексного использования минерально-сырьевых ресурсов под председательством Премьер-министра М.В. Мясникова были рассмотрены перспективы использования геотермальной энергии.

Геотермальная энергия широко применяется в мире. Планируется, что до 2014 года страны Евросоюза доведут долю геотермальной энергии в топливно-энергетическом балансе до 10–12 %.

Беларусь также имеет некоторый опыт в данной сфере – под Брестом построена и действует современная геотермальная станция. Предполагается применять тепловые насосы, которые используют не только геотермальную энергию, но и энергию поверхностных вод. В Европе такая энергия направлена на обогрев домов и различных учреждений.

Белорусские геологи совместно с сейсмологами и учеными составили геотермальную карту Беларуси. Наиболее изучены в этом плане Брестская и Гомельская области. В отдельных районах Беларуси температура воды в недрах составляет 80 °С и выше. Однако с увеличением глубины ее залегания возрастает и соленость рассолов, которая затрудняет извлечение воды. Для решения этой проблемы необходимы специальные технологические подходы. Пока в Беларуси выгоднее использовать энергию воды из скважин меньшей глубины с низкой минерализацией. Тем не менее специалисты считают развитие геотермальной энергетики перспективным направлением, которое может дать значительный эффект.

Подготовлено по материалам Минэнерго, информагентств, собственных корреспондентов

РУП «Белэнергострой» – победитель Конкурса «На лучшее достижение в строительной отрасли Республики Беларусь за 2011 год»

По итогам Конкурса «На лучшее достижение в строительной отрасли Республики Беларусь за 2011 год», организованного Министерством строительства и архитектуры Республики Беларусь, Союзом Строителей Беларуси и Республиканским комитетом Белорусского профсоюза работников строительства и промстройматериалов, Республиканское унитарное предприятие «Белэнергострой» награждено Почетным дипломом и призом как победитель в номинации «Объект года» в категории «Реконструкция» (Реконструкция Минской ТЭЦ-2). РУП «Белэнергострой» являлось генеральным подрядчиком реконструкции Минской ТЭЦ-2.

От души поздравляем коллектив РУП «Белэнергострой» с этой значительной победой!



ВРЕМЯ ПЕРЕМЕН НА ВИТЕБСКОЙ ТЭЦ

Масштабные работы по обновлению Витебской ТЭЦ в рамках Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы начались в августе прошлого года. В декабре были завершены комплексные испытания новой турбоустановки и состоялся ее торжественный пуск. Три месяца работы модернизированной станции позволяют говорить о первых результатах воплощения в жизнь проекта, в реализации которого приняло участие более десятка строительно-монтажных организаций и наравне с ними персонал ведущих технических служб РУП «Витебскэнерго».



П.С. СОКОЛОВСКИЙ,
главный инженер Витебской ТЭЦ

Витебская ТЭЦ была пущена в эксплуатацию в декабре 1954 года. Тогда она стала пятым значимым энергообъектом в послевоенной Белоруссии и на протяжении долгих лет оставалась единственным источником тепловой и электрической энергии областного центра. До сих пор ветераны вспоминают, как по тесовым мосткам в резиновых сапогах добирались к строящейся на окраине города станции, как в лютый мороз приходилось вручную разгружать из товарных вагонов смерзшийся торф...

До неузнаваемости изменился Витебск – сегодня это красивый, ухоженный, современный город, который по праву называют северной столицей нашей республики. Изменилась и Витебская теплоэлектроцентраль. Свой нынешний облик она

стала обретать еще в конце прошлого века, когда началось планомерное обновление ее оборудования. Еще одним штрихом к ее современному портрету стала установка нового турбоагрегата взамен отработавшей ресурс турбины № 2.

О том, как шла модернизация станции и какой она стала, рассказал главный инженер Витебской ТЭЦ П.С. Соколовский, который работает здесь с 1990 года.

– Павел Степанович, расскажите, пожалуйста, что было сделано на Витебской ТЭЦ для повышения эффективности работы станции и надежности энергоснабжения потребителей в прошлом?

– Когда я работал начальником котлотурбинного цеха Витебской

ТЭЦ, я получал удовлетворение, находясь в непосредственной близости к производственному процессу. Здесь я утвердился во мнении, что энергетика – это настоящее мужское дело, которое заставляет всегда быть собранным и подтянутым, пристально следить за развитием технологий, быть в курсе всех прогрессивных технических новшеств.

На всех должностях, которые я занимал здесь, мне приходилось быть в гуще событий, происходящих в жизни станции, и непосредственно принимать участие в ее техническом перевооружении. Надо сказать, что износ основного оборудования Витебской ТЭЦ к концу прошлого столетия составлял более 70 %, поэтому уже тогда было принято решение по ее модернизации с заменой турбоагрегатов.

В те годы нашим персоналом многое делалось для технического обновления станции параллельно с решением основных задач. Это реконструкция котлов с переводом их на сжигание газа со строительством и включением в работу газорегуляторного пункта, замена главных паропроводов и вспомогательного оборудования, внедрение в производственный процесс привычных сегодня компьютеров.

К сведению

Установленная мощность Витебской ТЭЦ на 1 января 2012 года:

- электрическая – 80 МВт
- тепловая – на турбоагрегатах – 189,87 Гкал/ч

Оборудование:

- 2 котла «Штейн-Мюллер» ст. № 1, 2 по 50 т/ч
- 3 котла БКЗ-160-100 ст. № 3–5 по 160 т/ч
- 4 котла ПТВМ по 100 Гкал/ч
- турбина № 2 ПТ-40/50-8,8/1,0 с генератором ТТК-40-2УЗ-П
- турбина № 3 ПТ-35/40-8,8 с генератором ТФП-40-2 МУЗ

Контроль и управление электротехническим оборудованием станции стали осуществляться с главного щита управления, тепломеханическим оборудованием котлотурбинного цеха – с центрального теплового щита управления.

В 1999 году на Витебской ТЭЦ началась и успешно была проведена планомерная замена установленных масляных выключателей ВМГ-133 на вакуумные VD-4 с одновременной модернизацией релейной защиты и автоматики, полностью заменено устаревшее оборудование РУСН-3 кВ, секции КРУ 6 кВ.

В 2000 году мы приступили к внедрению частотных регулируемых электроприводов в целях снижения потребления электрической энергии механизмами собственных нужд. Теперь, когда эта работа завершена, можно констатировать, что внедрение этой новой технологии было своевременным.

В новом тысячелетии предполагалось начать долгожданное основательное техническое перевооружение с заменой устаревшего оборудования. Самым значительным этапом стал вывод из эксплуатации выработавшей свой ресурс турбины № 3 и замена ее на новую турбоустановку, которая была введена в строй в декабре 2005 года. Выполнение целого комплекса подготовительных мероприятий позволило персоналу станции подойти к этому этапу реконструкции в полной боевой готовности. Несмотря на то, что такие работы, как демонтаж старой турбины, строительство нового фундамента и т.д., предстояло выполнять впервые и в стесненных условиях, персонал прошел проверку на про-

фессионализм, смекалку, четкость и дисциплину. Монтажники, наладчики нашей подрядной организации, инженерный персонал технических служб РУП «Витебскэнерго» и работники станции трудились плечом к плечу, увлеченно, продуктивно, с высокой отдачей, не считаясь с личным временем. В намеченный срок новая турбоустановка № 3 ПТ-35/40-8,8 с генератором ТФП-40-2 МУЗ была введена в эксплуатацию, что позволило увеличить установленную электрическую мощность станции на 5 МВт и в дальнейшем экономить ежегодно до 1000 т у.т.

В 2007 году был сделан еще один важный шаг к обновлению станции – проведена реконструкция открытого распределительного устройства 110 кВ с заменой масляных выключателей МКП-110М на современные элегазовые выключатели ВЭБ-110 производства «Уралэлектромаш». В этом же году введен в работу паропровод давлением 1,0 МПа, по которому осуществляется снабжение тепловой энергией трех предприятий областного центра – ОАО «Витебские ковры», ОАО «Витебский комбинат шелковых тканей» и ОАО «КИМ».

Два года назад на станции внедрена система АСКУЭ межгосударственных, межсистемных перетоков и генерации электроэнергии, что позволило повысить точность учета выработки, передачи и потребления электрической энергии. Система способна оперативно обнаруживать неисправность приборов и оборудования и даже устранять возникшие отклонения.

В 2010 году завершилась модернизация выводов тепловых сетей со строительством гидрозатвора и но-

вой тепломагистральной «Лучеса». Это тоже было важно и необходимо для станции, ведь установка гидрозатвора не только повышает надежность теплоснабжения, но практически полностью исключает возможность повреждения сетевых трубопроводов ТЭЦ при авариях в тепловых сетях города, подключенных к ТЭЦ.

То есть реконструкция станции велась практически постоянно, ведь чтобы обеспечивать основную производственную задачу – живучесть энергетического объекта и надежность его работы, – необходимо содержать оборудование в постоянном режиме готовности и безотказности. Это закон жизни энергетиков, в том числе и всего коллектива станции.

– Все, о чем Вы, Павел Степанович, рассказали, наглядно подтверждает, как уверенно шагнула навстречу новейшим разработкам и технологиям Витебская ТЭЦ. В минувшем году удалось в максимально сжатые сроки и в соответствии с графиком ввести в строй еще одну турбину. Был ли при этом использован опыт аналогичной замены турбоагрегата, проведенной в 2005 году?

– Этот опыт был использован в полном объеме. Турбина ст. № 2 Витебской ТЭЦ типа ПТ-35-90/10 (модернизированная ВПТ-25-4) производства Уральского турбомоторного завода (1960 года выпуска) так же, как когда-то турбина ст. № 3, требовала срочной замены. За время эксплуатации детали турбины и электрогенератора подверглись предельному износу. В 2006 году на выходных кромках лопаток 23-й ступени были обнаружены трещины, на основании чего лопатки



Осмотр нового оборудования ТЭЦ участниками совещания главных инженеров электростанций и тепловых сетей РУП «Витебскэнерго»



Демонтаж турбины ст. № 2 Витебской ТЭЦ



Установка ротора турбоустановки ПТ-40/50-8,8/1,0



Общий вид монтажной площадки т/а № 2

данной ступени были удалены (срезаны) без последующего восстановления. Из-за неудовлетворительного состояния металла корпуса турбины решением экспертно-технической комиссии ГПО «Белэнерго» эксплуатация турбоагрегата была ограничена на 353 000 ч.

Замена турбоагрегата № 2 Витебской ТЭЦ проходила в рамках Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергетической системы энергосбережения и увеличения доли использования в республике собственных топливно-энергетических ресурсов на период до 2011 года, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь от 15 ноября 2007 года № 575.

16 июня 2010 года РУП «Витебскэнерго» был заключен контракт с ОАО «Калужский турбинный завод» (ОАО «КТЗ») на изготовление и поставку комплекта паротурбинной установки в составе паровой турбины ПТ-40/50-8,8/1,0, генератора ТТК-40-2УЗ-П.

Этому предшествовала длительная напряженная работа по выбору наиболее эффективного оборудования по приемлемой цене. Его закупка и заключение контракта проходили под строгим надзором контролирующих органов. Руководству предприятия приходилось отстаивать правильность принимаемых по данному вопросу решений. Хочется отметить, что именно за счет уменьшения общей стоимости закупки оборудования и обслуживания кредитных ресурсов удалось достичь значительного снижения в целом стоимости модернизации Витебской ТЭЦ. Так, общая сумма по контракту, заключенному с ОАО «КТЗ», с учетом стоимости обслу-

живания кредитных ресурсов меньше по сравнению с альтернативным предложением на € 1,998 млн, или на 16,85 %, а при приведении к одинаковым сопоставимым условиям кредитования – на € 3,648 млн, или на 35,74 %.

Работы по замене т/а ст. № 2 проходили очень напряженно, особенно на стадии закупки оборудования и заключения контракта. Каждому этапу модернизации станции уделялось значительное внимание со стороны руководства РУП «Витебскэнерго» в лице генерального директора П.И. Харитонова, заместителей генерального директора В.Н. Питаленко, С.В. Худоерко, И.П. Шершеня, главного инженера В.В. Михайловского, заместителя главного инженера В.А. Тананко, руководителей и специалистов служб и отделов. Благодаря этому в период сложной финансово-экономической ситуации в стране было организовано своевременное финансирование закупок и жесткий контроль за выполнением работ, что в свою очередь обеспечило строгое соблюдение графиков реализации проекта в целом.

Договор на выполнение проектно-сметной документации был заключен с генеральным проектировщиком Витебской ТЭЦ РУП «Белнипиэнергопром».

Проект предусматривал установку турбины на существующий фундамент с размещением вспомогательного оборудования на площадках машинного зала. Это позволило максимально использовать существующие трубопроводы, коммуникации, а следовательно, снизить расходы и сократить сроки строительства. Руководителям и специалистам РУП «Белнипиэнергопром» пришлось немало потрудиться, за что хочется

поблагодарить директора предприятия А.Н. Рыкова, главного инженера С.В. Перцева, заместителя директора В.В. Боброва, главного конструктора ОСК О.А. Крота, а также А.Я. Трофимова, который осуществлял авторский надзор на строительной площадке. Как и на т/а № 3, на турбоагрегате № 2 на высоком уровне была выполнена полномасштабная АСУ ТП, реализацию которой обеспечили специалисты проектного института Д.Н. Белов, Е.В. Панкевич, А.В. Васильев.

Генеральным подрядчиком комплекса строительно-монтажных работ по замене турбины было выбрано ОАО «Центроэнергоремонт» (ОАО «ЦЭМ»), имеющее большой опыт проведения аналогичных работ и, кстати, выполнявшее такие же работы в 2005 году на турбине № 3. В апреле – мае 2011 года его специалистами была демонтирована старая турбоустановка. Нарботка турбины на момент демонтажа составила 352 508 ч.

В соответствии с проектом был выполнен большой объем работ по реконструкции старого фундамента. При демонтаже фундамента турбоагрегата была применена современная технология разрезания железобетона методом канатной резки. Не подвел нас и завод – изготовитель оборудования: в предусмотренные контрактом с ОАО «КТЗ» сроки все новое оборудование было поставлено на производственную площадку Витебской ТЭЦ, и в августе начался его монтаж. Это достаточно сложный и ответственный процесс. При выполнении строительно-монтажных работ субподрядчиками ОАО «ЦЭМ» являлось более десятка организаций, среди которых ОАО «Электроцентрремонт», ООО

«Витторгпром», ООО «Теплоэнергозащита», ООО «ЭВА-групп», ОАО «Витавтоматика» и др.

В непростой финансово-экономической ситуации строительным организациям удалось в кратчайшие сроки смонтировать поступившее оборудование, обеспечив стройку всеми необходимыми материалами и людскими ресурсами, за что хочется поблагодарить руководство ОАО «ЦЭМ» в лице генерального директора И.М. Дисмана, заместителя генерального директора Г.М. Василькова, заместителя главного инженера А.А. Куля, возглавлявшего монтаж турбины опытного и высококвалифицированного прораба Д.В. Луконина, а также директора ОАО «Электроцентрмонтаж» Г.Н. Велитченко.

Пусконаладочные работы на теплотехническом, электротехническом оборудовании, оборудовании КИПиА проводились персоналом ОАО «Белэнергоремналадка». Благодаря руководству предприятия в лице генерального директора В.Н. Хоменко, главного инженера Ю.В. Гайдака, заместителя генерального директора В.П. Багровца и специалистов А.И. Кузнечика, С.В. Савина, П.В. Жилина, В.С. Полищука и других работы были выполнены своевременно и качественно.

Выбор таких мощных проектной и строительной-монтажных организаций, как РУП «Белнипиэнергопром», ОАО «Центроэнергопромонтаж», ОАО «Электроцентрмонтаж», ОАО «Белэнергоремналадка», сыграл решающую роль в эффективной и своевременной реализации намеченных задач. При нормативном сроке строительства 11,5 мес. фактически строительные-монтажные работы были выполнены за 9 мес.

Нельзя не отметить, что поставленную грандиозную задачу по модернизации станции удалось успешно решить благодаря команде единомышленников, которую нам удалось создать. Каждодневный и ежечасный контроль за процессами проектирования, закупки оборудования и материалов, демонтажа и монтажа оборудования, пусконаладочных работ, оперативное решение возникающих проблем обеспечивали специалисты станции – заместитель главного инженера В.И. Зинovieв, начальник КТЦ Е.В. Михайловский, начальник ЦТАИ А.Л. Данюшин, начальник ЭЦ А.Р. Касович и др.

Персонал станции отработал четко и грамотно, без нарушений правил эксплуатации и охраны труда. За значительный личный вклад и профессиональное мастерство большая группа работников станции была награждена Почетными грамотами Министерства энергетики Республики Беларусь, ГПО «Белэнерго», РУП «Витебскэнерго» и городской администрации. Директор А.А. Василевский за вклад в развитие и усовершенствование Белорусской энергосистемы в 2011 году удостоен почетного звания «Человек года Витебщины».

Модернизация Витебской ТЭЦ велась под строгим контролем Министра энергетики А.В. Озерца, который определял основные наши шаги, сроки выполнения главных этапов и оказывал неоценимую поддержку. Большую помощь в организации процессов реконструкции станции на всех этапах мы получили и со стороны первого заместителя генерального директора – главного инженера ГПО «Белэнерго» А.В. Сивака.

Замена т/а ст. № 3 была первым пробным камнем, и полученный тогда опыт мы, конечно же, трансформировали и использовали при монтаже т/а ст. № 2. Мы постарались еще тщательнее предусмотреть возможные действия в случае нестандартных ситуаций. Специалисты служб и отделов РУП «Витебскэнерго», Витебской ТЭЦ заранее прорабатывали разные варианты решения своих задач и к моменту начала замены оборудования были готовы к любому изменению обстоятельств. Именно это и позволило избежать ошибок и не допустить ни одного срыва и сбоя, ни малейшего отклонения от намеченного плана. Без ложной скромности могу отметить, что в прошедшем году мы сделали большую и важную работу и теперь имеем в эксплуатации еще одну новую турбину.

– Какие преимущества даст станции и энергосистеме проведенная модернизация оборудования и каковы перспективы дальнейшего развития Витебской ТЭЦ?

– Установленная мощность станции теперь составляет 80 МВт. Монтаж нового турбоагрегата вместо выведенной из эксплуатации турби-

ны увеличил установленную мощность Витебской ТЭЦ на 5 МВт.

Повысилась надежность и экономичность работы Витебской ТЭЦ и энергосистемы в целом. Заметно снизился такой важный показатель, как удельный расход пара. Если у демонтированной турбины он превышал 6,85 кг/кВт, то у нового турбоагрегата по технической документации завода-изготовителя составляет 4,94 кг/кВт.

При существующих нагрузках работа новой турбины обеспечит в этом году экономию более 720 т у.т. В дальнейшем по мере строительства жилищного фонда в г. Витебске и с увеличением тепловых нагрузок, как коммунальных, так и промышленных, экономия топлива будет возрастать.

Параллельно с монтажом новой турбины выполнена замена силового трансформатора связи с системой 31,5 МВА на трансформатор ТДН-40000 У1 мощностью 40 МВА.

Что касается дальнейшего развития станции, отмечу, что архитектурным проектом «Витебская ТЭЦ. Замена турбоагрегата ст. № 2» предусмотрены две очереди строительства и реконструкции Витебской ТЭЦ. Первая очередь – замена паровой турбины ст. № 2 с установкой на существующем фундаменте новой турбины мощностью 40/50 МВт – нами выполнена. Впереди еще более заманчивая перспектива – в рамках второй очереди реконструкции на Витебской ТЭЦ планируется выполнить монтаж газовой турбины мощностью 70 МВт, вертикального одноконтурного котла-утилизатора, вспомогательного оборудования, трансформатора связи с мощностью 40 МВА, а также сооружение оборотной системы технического водоснабжения.

Реализация проекта в полном объеме увеличит установленную электрическую мощность Витебской ТЭЦ до 150 МВт, то есть практически вдвое, что позволит вырабатывать до 914,9 млн кВт·ч электроэнергии. Годовой ее отпуск при этом возрастет до 834 млн кВт·ч. Сегодня в этом просматривается реальная необходимость – растет город, появляются новые предприятия и жилые микрорайоны, соответственно, повышается потребность в электрической и тепловой энергии.

Алина КАЗАРНОВСКАЯ

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА СЕЧЕНИЯ ТОКОВЕДУЩИХ ЖИЛ И ЭКРАНОВ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НОМИНАЛЬНЫМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В последнее время при сооружении электрических сетей напряжением 110 кВ как в Беларуси, так и за рубежом широкое распространение получили кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена (КЛ СПЭ), что объясняется их превосходными диэлектрическими и механическими качествами, а также высокой температурной стабильностью [1]. К сожалению, в Республике Беларусь в настоящий момент не существует нормативного документа, полностью описывающего методику выбора сечения токоведущих жил и экранов КЛ, рассматриваемых в настоящей статье. Имеется множество методик, составленных различными производителями, однако ни одна из них в полной мере не учитывает факторы, которые в обязательном порядке следует принимать в расчет при проектировании.

Методика, приведенная в данной статье, в некоторой степени является попыткой систематизировать существующие подходы к выбору сечений токоведущих жил и экранов КЛ применительно к напряжению 110 кВ и к изоляции из СПЭ.

Выбор КЛ 110 кВ по экономической плотности тока

В соответствии с [2] сечения токоведущих жил КЛ 110 кВ должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение в мм² определяется из соотношения

$$F_{ЭК} = \frac{I_p}{j_{ЭК}}, \quad (1)$$

где I_p – ток, протекающий по КЛ в час максимума энергосистемы, А (расчетный ток принимается с учетом перспективной электрической нагрузки КЛ в нормальном режиме, то есть послеаварийные и ремонтные режимы сети не учитываются); $j_{ЭК}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм² (выбирается по [2] в зависимости от материала токоведущих жил (алюминий или медь), а также числа часов использования максимума электрической нагрузки в год).

Значение, полученное по выражению (1), округляется до ближайшего стандартного из ряда сечений, предлагаемых конкретным производителем КЛ. Следует отметить, что по критерию экономической плотности тока проверке не подлежат токоведущие жилы КЛ 110 кВ, сооружаемые временно (с предполагаемым сроком службы менее пяти лет).

Выбор КЛ 110 кВ по условию предельно допустимого нагрева

Сечения токоведущих жил КЛ 110 кВ должны удовлетворять требованию в отношении предельно допустимого нагрева [2]. Проверка выполнения данного требования осуществляется путем расчета значений токов проекти-



А.С. ВОРСА, м.т.н., инженер
отдела проектирования
энергосистем
РУП «Белэнергосетьпроект»

руемой КЛ в наиболее тяжелых послеаварийных режимах ($I_{n.ав.}$). Совмещение ремонта одного элемента сети и аварийное отключение другого рекомендуется принимать в качестве наиболее тяжелого послеаварийного режима, влияющего на увеличение нагрузки проектируемой КЛ, только тогда, когда проектирование ведется в условиях неопределенности перспективной электрической нагрузки КЛ. В противном случае послеаварийным режимом, достаточным для определения максимальной нагрузки КЛ, можно считать отключение одного элемента сети рассматриваемого энергорайона.

Максимальный ток $I_{n.ав.}$ по проектируемой КЛ 110 кВ, полученный в результате моделирования наиболее тяжелого послеаварийного режима, должен быть скорректирован поправочными коэффициентами, учитывающими условия прокладки КЛ:

$$I'_{n.ав.} = \frac{I_{n.ав.}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3 \cdot k_4 \cdot k_5 \cdot k_6 \cdot k_7}, \quad (2)$$

где k_1-k_7 – коэффициенты по данным производителя КЛ, учитывающие следующие условия прокладки КЛ 110 кВ: k_1 – глубину прокладки; k_2 – удельное тепловое сопротивление грунта; k_3 – расположение рядом групп кабелей; k_4 – расположение кабелей в трубах или каналах; k_5 – температуру окружающей среды; k_6 – возможную перегрузку по току; k_7 – способ заземления экранов КЛ и наличие их транспозиции.

Выбранное сечение $F_{НАГР}$ КЛ 110 кВ удовлетворяет критерию допустимой длительной нагрузки по нагреву, если выполняется условие

$$I'_{n.ав.} \leq I_{дон.}, \quad (3)$$

Длительно допустимые токи для КЛ 110 кВ СПЭ

Сечение, мм ²	Медные жилы				Алюминиевые жилы			
	в земле		на воздухе		в земле		на воздухе	
								
240	520	544	670	744	404	422	520	578
300	587	615	766	853	456	478	595	663
350	621	651	817	911	487	510	640	714
400	669	703	888	922	524	549	694	775
500	760	802	1026	1152	599	630	808	905
630	858	912	1178	1336	683	721	935	1057
800	959	1028	1340	1535	773	821	1079	1226

где $I_{доп}$ – длительно допустимый ток для рассматриваемого сечения кабеля по данным производителя. В свою очередь длительно допустимый ток для рассматриваемого сечения КЛ выбирается в зависимости от материала токоведущей жилы, окружающей среды (земля или воздух), способа расположения жил (треугольником или в плоскости), как показано в таблице по данным [3].

Как видно из таблицы, токоведущие жилы КЛ, расположенные в плоскости, обладают большей пропускной способностью, чем жилы, расположенные треугольником, благодаря лучшим условиям охлаждения. Несмотря на данное преимущество, первые находятся в неравных условиях со вторыми с точки зрения индуктивного сопротивления. Это связано с различным влиянием суммарного магнитного поля системы токоведущих жил на каждую из них в занимаемом ими пространстве. Таким образом, средняя жила обладает меньшим индуктивным сопротивлением, что ведет к ее большему нагреву, окислению и снижению срока эксплуатации. Следовательно, при проектировании КЛ 110 кВ предпочтительнее предусматривать прокладку ее токоведущих жил треугольником.

Длительно допустимые токи, а также поправочные коэффициенты, приводимые в методиках выбора сечений КЛ 110 кВ различных производителей, рассчитаны для определенных начальных условий с учетом некоторых допущений, на которые следует обращать внимание. При несовпадении расчетных условий и допущений, принятых в методиках производителей, с реальными необходимо производить расчет длительно допустимых токов и поправочных коэффициентов для КЛ по методикам, описанным в [4] и [5] соответственно.

Учет условий прокладки КЛ 110 кВ

Остановимся подробнее на особенностях учета отдельных условий прокладки КЛ 110 кВ, связанных с некоторой неопределенностью выбора исходных данных.

1. Для КЛ 110 кВ, прокладываемых по трассам с различными условиями охлаждения, сечения КЛ должны выбираться по участку трассы с худшими условиями охлаждения, если его длина составляет более 10 м [2].

В зависимости от среды, окружающей КЛ, изменяется интенсивность теплоотдачи токоведущих жил, а значит,

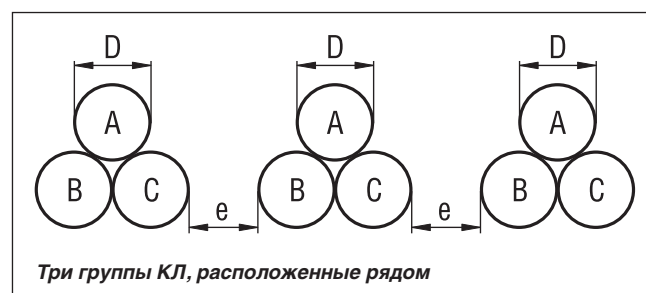
изменяется и максимально допустимый длительный ток для конкретной КЛ, обусловленный допустимой температурой ее нагрева. Указанную зависимость следует учитывать путем корректировки значения коэффициента k_2 в выражении (2) по данным производителя в соответствии с удельным термическим сопротивлением окружающей среды. Значения удельных термических сопротивлений различных сред приведены в [2] и [6].

2. Необходимость учета расположения рядом групп КЛ также связана с ухудшением условий охлаждения токоведущих жил. В методиках выбора сечений токоведущих жил КЛ приводятся соответствующие коэффициенты (k_3 в выражении (2)), учитывающие условия пролегания нескольких групп КЛ в близости друг от друга, а также расстояния между ними, при которых допускается рассматриваемыми условиями пренебречь. Так, в [3] отмечается, что при выполнении условия (4) для трех групп кабелей (см. рисунок), расположенных треугольником в одной горизонтальной плоскости в окружении воздуха, тепловым влиянием их близкого расположения можно пренебречь:

$$e / D \leq 1,5, \tag{4}$$

где e – расстояние между крайними точками соседних кабельных групп, мм; D – диаметр кабеля, мм.

Предельное отношение e и D , при котором допускается не учитывать близость соседних групп КЛ, может быть уменьшено при определенном послеаварийном режиме. Рассмотрим две группы КЛ, взаиморезервирующие друг друга, для которых наиболее тяжелым послеаварийным режимом является отключение одной из КЛ. В такой ситуации одна из КЛ максимально нагружена, а вторая не имеет токовой загрузки, вследствие чего



температура токоведущих жил последней уменьшается после ее отключения. Таким образом, температурный режим оставшейся в работе КЛ легче, чем при их одновременной работе с той же нагрузкой, что ставит вопрос о целесообразности учета их группового расположения в данном случае.

Используя уравнение Фурье (уравнение теплопроводности) [7], можно определить время, которое понадобится для снижения температуры отключенной КЛ до некоторой установившейся величины.

Далее необходимо определить допустимость пренебрежения описанным режимом. С одной стороны, в случае пренебрежения будет иметь место увеличение износа КЛ с учетом расчетного времени. С другой стороны, пренебречь данным режимом желательно в целях снижения стоимости КЛ за счет уменьшения сечения ее токоведущих жил. Расчеты для определения допустимости пренебрежения рассматриваемым режимом с учетом описанных выше критериев рекомендуется выполнять путем вычисления чистого дисконтированного дохода [8].

Результаты расчета по описанному методу позволяют оценить целесообразность учета рассматриваемого режима при выборе сечения токоведущих жил КЛ по критерию длительно допустимого нагрева в наиболее тяжелом послеаварийном режиме.

3. Температура окружающей среды для КЛ учитывается с помощью коэффициента k_5 в выражении (2). При этом следует производить расчет режимов работы рассматриваемой КЛ как в зимний, так и в летний максимумы с учетом средней сезонной температуры. Несмотря на то, что в летний период нагрузка КЛ может оказаться меньше, чем в зимний, высокая температура окружающей среды летом способна создать наихудший температурный режим для токоведущих жил КЛ с точки зрения охлаждения.

В случае отсутствия точной информации о значениях температуры окружающей среды проектируемой КЛ рекомендуется использовать сезонные расчетные температуры воздуха по данным местной метеорологической службы и грунта – по данным [9].

4. В методиках выбора токоведущих жил КЛ 110 кВ некоторых производителей фигурирует поправочный коэффициент k_6 , учитывающий перегрузочную способность КЛ в процессе эксплуатации. Применение данного коэффициента значением больше единицы фактически уже на стадии проектирования обрекает КЛ на перегрузочные режимы, что, несомненно, приведет к повышенному износу изоляции и сокращению срока ее службы. В [10] показана зависимость срока службы КЛ от ее температурного режима: при систематическом превышении допустимой температуры кабелей на 10 % срок службы КЛ сокращается вдвое. Таким образом, использование коэффициента k_6 в выражении (2) не рекомендуется.

5. Длительно допустимый ток токоведущих жил КЛ зависит также от способа заземления экранов кабелей. Существует три способа заземления экранов КЛ: с одной стороны, с двух сторон, а также заземление с двух сторон с транспозицией.

При заземлении экрана КЛ с одной стороны по нему не протекает ток в нормальном режиме (не учитывая емкостную проводимость) ввиду отсутствия электрически

замкнутого контура, что не ухудшает условий охлаждения токоведущих жил КЛ. В данном случае поправочный коэффициент k_7 в выражении (2) должен быть принят равным единице.

При заземлении экрана КЛ с двух сторон по нему протекает ток в нормальном режиме, обусловленный наличием электрически замкнутого контура и наведенной магнитным полем токопроводящей жилы ЭДС, ухудшая температурный режим КЛ. В данном случае в выражении (2) должен быть принят коэффициент k_7 в соответствии с данными производителя.

При правильной транспозиции заземленных с двух сторон экранов КЛ температурный режим токопроводящих жил практически идентичен температурному режиму КЛ в случае заземления экранов с одной стороны, так как наведенные ЭДС в экранах компенсируют друг друга. Следовательно, коэффициент k_7 должен быть принят равным единице.

Исходя из сказанного выше, для повышения пропускной способности КЛ следовало бы выбирать первый и третий способы заземления их экранов. Однако в данных случаях вследствие отсутствия возможности протекания токов по экранам КЛ не выполняется их основное назначение – экранирование. Кроме того, при заземлении экрана с одной стороны на другом его конце возможно возникновение значительного электрического потенциала, при увеличении которого до определенного значения вероятен пробой изоляции, что в конечном итоге приводит к необходимости установки ограничителя перенапряжений на незаземленном конце экрана КЛ. Следовательно, несмотря на ухудшение условий охлаждения КЛ рекомендуется заземление экрана КЛ с двух сторон без транспозиции для осуществления его основной функции – экранирования.

Выбор КЛ 110 кВ по условию нагрева при коротком замыкании

Кабельные линии подлежат проверке на термическую стойкость при токах короткого замыкания (КЗ) [2]. В качестве расчетного вида КЗ следует принимать трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, какое из них приводит к большему нагреву; при этом необходимо комплексно учитывать максимальное значение тока $I_{КЗ}$ и время его действия t . Время действия КЗ должно учитывать собственное время действия основных защит, устройств АПВ и УРОВ, а также время отключения выключателей, коммутирующих КЛ.

Таким образом, проверяемый максимальный ток КЗ ($I_{КЗ}$) с учетом поправочного временного коэффициента t на его действие определяется как

$$I'_{КЗ} = I_{КЗ} \cdot \sqrt{t}. \quad (5)$$

Выбранное сечение $F_{КЗ}$ КЛ 110 кВ удовлетворяет критерию термической стойкости при КЗ, если выполняется условие

$$I'_{КЗ} \leq I_{КЗ}^{don}, \quad (6)$$

где $I_{КЗ}^{don}$ – односекундный допустимый ток короткого

замыкания для КЛ 110 кВ по данным производителя. Допустимые токи КЗ, приведенные в методиках выбора токоведущих жил КЛ различных производителей, рассчитаны для определенных условий, которые могут отличаться от реальных, например начальной и максимально допустимой температурой проводника. В данном случае проверку токоведущих жил КЛ 110 кВ на термическую стойкость при КЗ рекомендуется выполнять по методике, описанной в [11].

Выбор сечения экранов КЛ 110 кВ осуществляется по критерию термической стойкости при КЗ аналогично выбору сечений токоведущих жил КЛ по данному критерию. В качестве расчетного вида КЗ для экрана следует принимать однофазное короткое замыкание.

Заключение

После осуществления необходимых расчетов для проверки токоведущих жил КЛ 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена по описанным выше критериям следует выбрать наибольшее из полученных значений. Таким образом, выбранное сечение будет удовлетворять всем требованиям [2], предъявляемым к проектируемым кабельным линиям 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

В настоящее время существует немало технической литературы, описывающей методики выбора КЛ 110 кВ, однако использованные в них подходы не всегда учитывают реальные условия прокладки КЛ. С другой стороны, некоторые из них затрагивают довольно глубокие физические процессы, происходящие в КЛ в различных режимах, учет которых при проектировании часто невозможен в силу минимального количества исходных данных. Таким образом, для повышения квалификационного уровня проектирования КЛ 110 кВ из сшитого полиэтилена необходимо создание соответствующего нормативного документа, действующего на территории Республики Беларусь.

Автор выражает благодарность заведующему группой техники высоких напряжений отдела учета качества электроэнергии РУП «Белэнергопроект» Н.В. Бохану за помощь в разработке данной темы.

Список литературы

1. Бутерос, Р. Изоляция из сшитого полиэтилена. Требование времени для силовых кабелей / Р. Бутерос, В. Япрынец // Новости электротехники. – 2003. – № 3(21). – С. 69.
2. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Минэнерго СССР: Энергоатомиздат, 1986 – 648 с.
3. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 64/110 кВ: РД К-28-002:2006. – ЗАО «Завод Южкабель».
4. Национальный стандарт Российской Федерации. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой загрузки. Часть 1-1. Уравнение для расчета номинальной токовой загрузки (100 %-ный коэффициент загрузки) и расчет потерь. Общие положения: ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009.
5. Национальный стандарт Российской Федерации. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой загрузки. Часть 2-2. Тепловое сопротивление. Метод расчета коэффициентов снижения максимально допустимой токовой нагрузки для групп кабелей, проложенных на воздухе и защищенных от прямого солнечного излучения: ГОСТ Р МЭК 60287-2-2-2009.
6. Кабели электрические. Расчет номинального тока. Часть 3. Разделы, касающиеся условий эксплуатации. Раздел 1. Нормированные условия эксплуатации и выбор типа кабеля: IEC 60287-3-1:1995.
7. Уонг, Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров: справочник / Х. Уонг; пер. с англ. – М.: Атомиздат, 1979. – 216 с.
8. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
9. Методические рекомендации по монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6,10 кВ: СТП 09110.47.202-06. – ГПО «Белэнерго».
10. Электрические кабели, провода и шнуры: справочник / под общ. ред. Н.И. Белоруссова; изд. 3-е, перераб. – М.: Энергия, 1971. – 700 с.
11. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

НОВЫЕ НПА

ИНСТРУКЦИЯ О ПОРЯДКЕ И УСЛОВИЯХ ОСНАЩЕНИЯ ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИБОРАМИ УЧЕТА ЕЕ РАСХОДА

Нормативное производственно-практическое издание

Утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 14 декабря 2011 года № 69.
Введена в действие со 2 февраля 2012 года.

ЗАКАЗАТЬ документ можно:

- в редакции по тел. / факсу: (017) 286 08 28 (опт);
- на сайте www.energystrategy.by (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)

К ВОПРОСУ ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МИНИ-ТЭЦ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ МЕСТНЫЕ ВИДЫ ТОПЛИВА

В соответствии с Директивой № 3 Президента Республики Беларусь [1], предусматривающей обеспечение к 2012 году не менее 25 % объема производства электрической и тепловой энергии за счет использования местных видов топлива, вторичных энергетических ресурсов и альтернативных источников энергии, Правительством Республики Беларусь были разработаны соответствующие целевые программы, которые ставят целью широкое вовлечение местных видов топлива в энергобаланс за счет строительства как котлов на местных видах топлива на действующих генерирующих источниках, так и новых мини-ТЭЦ. Кроме того, данными программами предусмотрено развитие соответствующей топливной базы для обеспечения вновь вводимых и реконструируемых мощностей и соответствующих заготовительных мощностей.

С.В. ЕГОРУШКИН, к.т.н.,
главный технолог
РУП «Белнипиэнергопром»

В результате реализации программ в республике предполагается ввести в эксплуатацию 161 энергоисточник, использующий местные виды топлива, суммарной электрической мощностью 39,45–47,45 МВт, суммарной тепловой – 1025,7 МВт. Это позволит обеспечить замещение импортируемых топливно-энергетических ресурсов более 486 тыс. т у.т. Значительная часть проектов создания электрогенерирующих мощностей, использующих местные виды топлива, будет реализована на предприятиях Министерства энергетики РБ.

Белорусскими специалистами накоплен значительный опыт по проектированию строительства таких энергоисточников. В частности, по этим проектам установлены энергетические котлы на Бобруйской ТЭЦ-1 (30 т/ч, топливо – лигнин); БелГРЭС (30 т/ч, торф, щепа); Жодинской ТЭЦ (60 т/ч, торфобрикеты, щепа); разработаны проекты строительства мини-ТЭЦ: Осиповичской (1,2 МВт (эл), торф, щепа); Вилейской (2,4 МВт (эл), торф, щепа); Пинской (2,7 МВт (эл), торф, щепа); Лунинецкой (4 МВт (эл), торф, щепа). Большая часть из перечисленных проектов реализована и успешно эксплуатируется.

Между тем при проведении оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов для ре-

ализации подобных проектов возникает ряд трудностей. В основу предложенной оценки эффективности проектов положены действующие методические указания, нормативные документы [2, 3, 4], а также концепция дисконтирования разновременных денежных потоков по проекту, согласно которой основным критерием при принятии решения по финансированию проекта является положительное значение чистого дисконтированного дохода за прогнозируемый период.

Оценка эффективности строительства энергоисточников на местных видах топлива имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при выполнении прогнозных исследований [5].

Для оценки показателей эффективности использования инвестиционных ресурсов, необходимых для реализации проектов на действующих энергетических объектах, в соответствии с действующими методическими рекомендациями требуется расчет технико-экономических показателей работы объекта без учета реализации разрабатываемого проекта и с учетом.

Основной эффект достигается за счет вытеснения дорогого импортируемого газо-мазутного топлива более дешевыми местными видами топлива. При этом его расход увеличивается ввиду меньшего КПД

котлов, работающих на местных видах топлива. В случае строительства мини-ТЭЦ необходимо учитывать и дополнительную продажу продукции (главным образом электрической энергии). Несмотря на то, что в результате установки котлов, работающих на МВТ, тепловая мощность возрастает, увеличения отпуска тепловой энергии не происходит, поскольку присоединенная нагрузка потребителей не увеличивается, а тепловой мощности на объектах реконструкции, как правило, достаточно для покрытия существующих и перспективных тепловых нагрузок.

Общей чертой для всех разработанных проектов строительства установок на местных видах топлива является достаточно низкая их экономическая эффективность. Более подробно вопрос об эффективности использования местных видов топлива для выработки тепловой и электрической энергии можно рассмотреть на примере проекта строительства мини-ТЭЦ в г. Лунинец Брестской области, разработанного в 2011 году РУП «Белнипиэнергопром». Проектом предусматривается установка на действующей котельной двух паровых котлов 1xE-20-3,9-440 ДФ производительностью 20 т/ч и 1xE-10-3,9-440 ДФ 10 т/ч и паровой турбины мощностью 4 МВт.

Задача определения показателей экономической и финансово-

экономической эффективности реализации проектов решалась в динамической постановке с учетом прогнозируемого роста стоимости топлива и, соответственно, тепла и электроэнергии. При проведении расчетов использован прогноз роста стоимости органического топлива, приведенный на рис. 1. В его основу положены данные Министерства энергетики Республики Беларусь. Основные исходные данные, использованные при расчетах, приведены в табл. 1 по состоянию на 1 сентября 2011 года.

Стоимость строительства в текущих ценах определена на основании данных сводного сметного расчета, выполненного в базисных ценах 2006 года с использованием утверж-

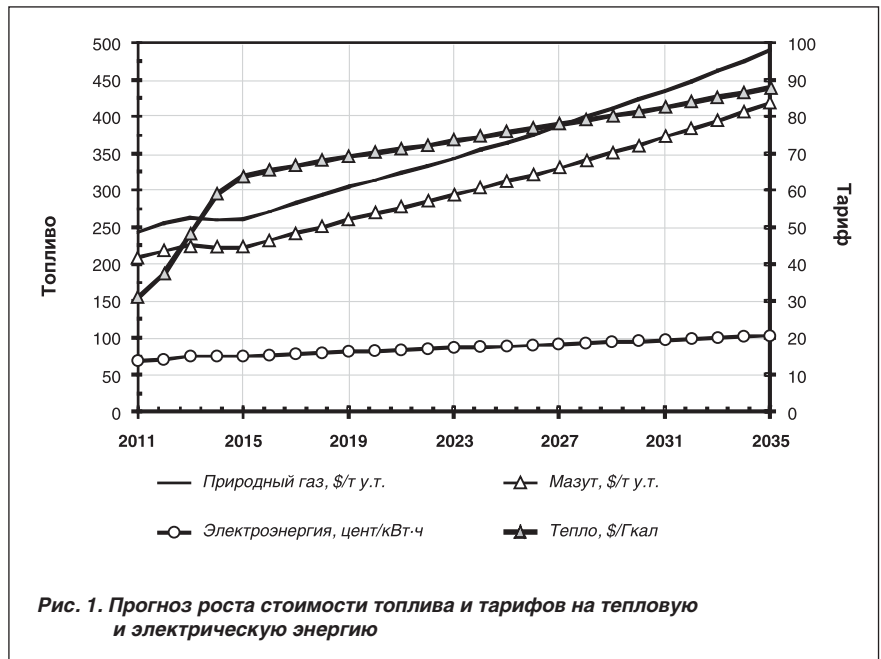


Рис. 1. Прогноз роста стоимости топлива и тарифов на тепловую и электрическую энергию

Таблица 1. Исходные данные

Показатель	Без проекта	С проектом
Установленная мощность: электрическая, МВт тепловая, Гкал/ч	– 244,4	4 262,4
Число часов использования установленной мощности, ч/год: электрической тепловой	– 434	5908 394,4
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал	103,5	
Численность персонала, чел.	74	129
Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	–	23,63
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, млн кВт·ч	4,19	4,63
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч	–	19,0
Удельный расход условного топлива: на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч на отпуск тепла, кг/Гкал: мини-ТЭЦ существующая котельная	– – 159,1	177,9 179,9 165,0
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т., в том числе:	16,47	21,78
газ	15,6	2,44
мазут	0,8	0,12
щепа	–	11,53
торф	–	7,69
Стоимость строительства: в ценах 2006 года, млн рублей (по состоянию на 01.09.2011), \$ тыс.	– –	70 193,4 37 812
Средняя заработная плата, \$/чел.	355	
Цена природного газа, \$ / т у.т.	244,4	
Цена мазута, \$/т у.т.	208	
Цена щепы, \$/пл. м ³ \$/ т у.т.	20,8 76,8	
Цена торфа с доставкой, \$/т \$/т у.т.	23,93 86,42	
Тариф на электроэнергию (среднесистемный), \$/кВт·ч	0,138	
Тариф на тепловую энергию (среднесистемный), рублей/Гкал	30,83	
Налоговое окружение	По состоянию на 01.09.2011	

денных Министерством строительства и архитектуры коэффициентов. При этом валютная составляющая определялась с использованием официального курса, установленного Национальным банком Беларуси на дату выполнения расчета (\$ 1 = 5 107 рублей, € 1 = 7 373,49 рублей).

Расчет себестоимости производства продукции, отпускаемой от мини-ТЭЦ, выполнен на основании действующих методических рекомендаций и нормативных актов. В составе затрат на производство и реализацию продукции, включаемых в себестоимость, учитываются:

- материальные затраты (топливо, услуги производственного характера, покупная электроэнергия, вода на производственные и хозяйственно-бытовые нужды);
- затраты на оплату труда;
- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных производственных фондов;
- прочие расходы (в том числе налоги и др.).

В состав прочих расходов включены отчисления в инновационный фонд. Затраты на амортизацию принимались на основе действующих нормативов по группам основных производственных фондов.

Величина себестоимости отпускаемой продукции по рассматриваемым вариантам (рис. 2) свидетельствует, что в ее структуре затраты на топливо составляют в варианте «без проекта» 74 %, в варианте «с про-

ектом» – 39 %. Увеличение доли постоянной составляющей в структуре себестоимости (с 14 % в варианте «без проекта» до 57 % в варианте «с проектом») обусловлено достаточно высокой стоимостью строительства мини-ТЭЦ (\$ 37,8 млн).

Как видно из приведенных данных, при переходе на местные виды топлива суммарная себестоимость продукции снизилась незначительно. При этом необходимо учитывать, что после реализации проекта возрос объем реализации продукции за счет отпуска электрической энергии.

Результаты расчета показателей финансовой эффективности инвестиционного проекта приведены в табл. 2 и на рис. 3. Результаты расчета свидетельствуют, что рассматриваемый проект не удовлетворяет основным требованиям, предъявляемым к проектам при отборе их для финансирования и практической реализации.

Низкая эффективность использования инвестиционных ресурсов на реализацию рассматриваемого проекта объясняется высокой стоимостью строительства и достаточно высокой стоимостью местных видов топлива. Удельные капиталовложения составляют около 9 450 \$/кВт. В такой ситуации проект окупается при снижении стоимости строительства на 13 % и более либо при снижении стоимости местных видов топлива на 41,2 %.

Полученные результаты несколько отличаются от данных, приведенных в ранее упомянутой статье [5], посвященной данной тематике. Различие объясняется тем, что при оценке эффективности проектов строительства генерирующих источников на местных видах топлива авторами статьи принята стоимость строительства на уровне 500 \$/кВт, в результате получен срок окупаемости инвестиционных ресурсов – 1,5–4 года. Кроме того, при оценке эффективности проекта принималась стоимость местных видов топлива около 50 \$/т у.т., что также привело к завышению эффекта от использования местных видов топлива для выработки электрической энергии.

Приведенные выше результаты расчетов справедливы и для большинства других проектов строительства мини-ТЭЦ, использующих

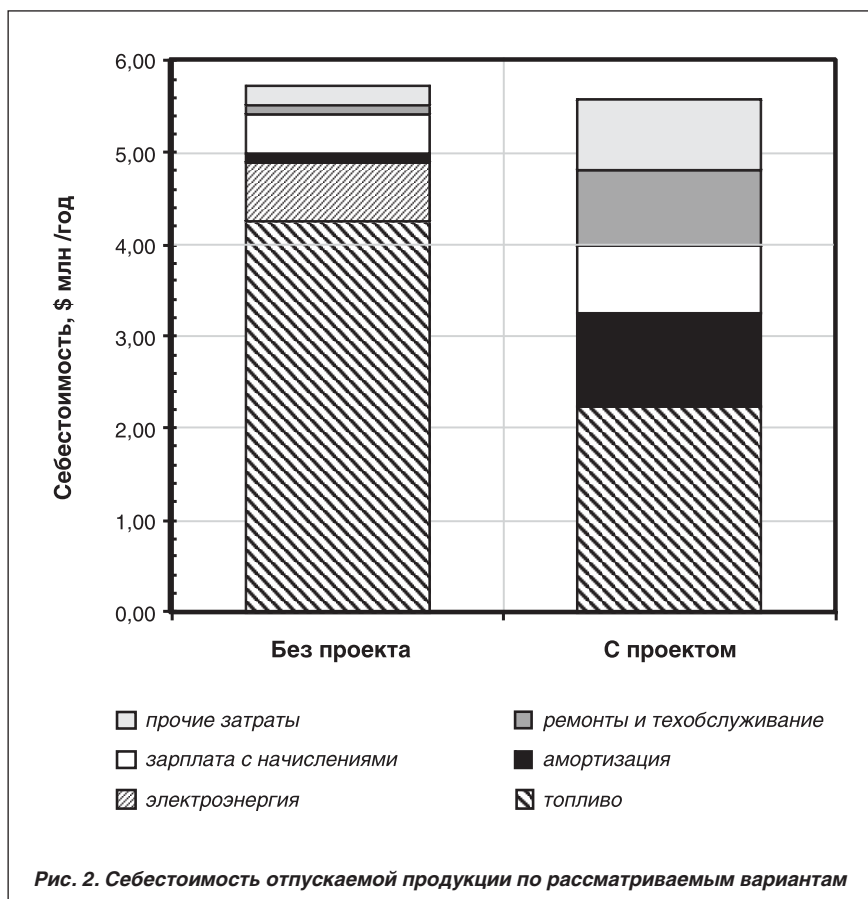


Рис. 2. Себестоимость отпускаемой продукции по рассматриваемым вариантам

местные виды топлива, реализуемых в системе Министерства энергетики Республики Беларусь. Разработанный правительством комплекс мер по стимулированию вовлечения в энергобаланс республики местных

видов топлива, а также нетрадиционных и возобновляемых источников энергии в данном случае не работает, поскольку мероприятия направлены главным образом на независимых производителей [6, 7].

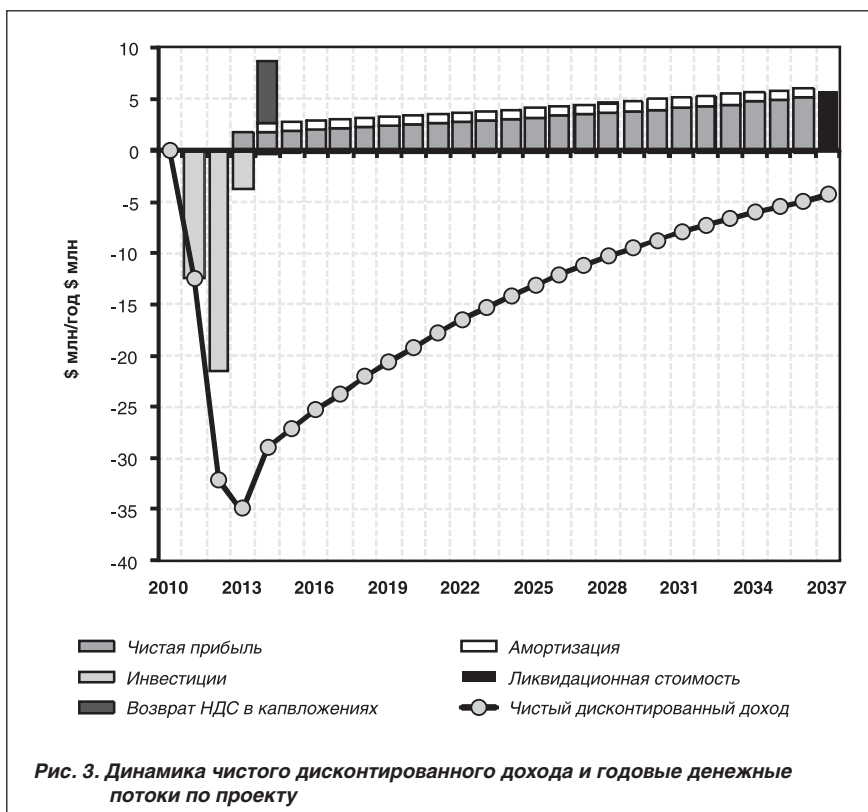


Рис. 3. Динамика чистого дисконтированного дохода и годовые денежные потоки по проекту

Таблица 2. Техничко-экономические показатели*

Показатель	Без проекта	С проектом
Установленная мощность: электрическая, МВт тепловая, Гкал/ч	– 244,4	4 262,4
Число часов использования установленной мощности, ч/год: электрической тепловой	– 434	5908 394,4
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал тыс. \$		103,5 6 110
Численность персонала, чел.	74	129
Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	–	23,63
Годовой расход электроэнергии на собственные нужды, млн кВт·ч	4,19	4,63
Годовой отпуск электроэнергии, млн кВт·ч \$ тыс.	–	19,0 2 280
Всего годовой отпуск продукции, млн рублей	31 203	42 847,1
Удельный расход условного топлива: на отпуск электроэнергии, г у.т./кВт·ч на отпуск тепла, кг/Гкал: мини-ТЭЦ существующая котельная	– – 159,1	177,9 179,9 165,0
Годовой расход условного топлива, тыс. т у.т., в том числе:	16,47	21,78
газ	15,6	2,44
мазут	0,8	0,12
щепа	–	11,53
торф	–	7,69
Стоимость строительства: в ценах 2006 года, млн рублей по состоянию на 01.09.2011, \$ тыс.	– –	70 193,4 37 812
Увеличение балансовой стоимости, \$ тыс.	–	31 694
Себестоимость отпускаемой продукции, \$ тыс./год	5 727	5 712
Себестоимость: электроэнергии, \$/кВт·ч, тепловой энергии, \$/Гкал	– 55,33	0,467 46,63
Годовая прибыль от реализации продукции, \$ тыс.	382,96	2 677,5
Годовая чистая прибыль, \$ тыс.	291,05	2 034,9
Показатели эффективности проекта		
Дополнительный годовой отпуск производимой продукции, млн кВт·ч \$ тыс.	– –	19,0 2 280,1
Дополнительная годовая прибыль, \$ тыс.	–	2 294,5
Дополнительная годовая чистая прибыль, \$ тыс.	–	1 743,85
Простой срок окупаемости проекта, лет	–	13,8
Чистый дисконтированный доход (NPV), \$ тыс.	–	–21 968
Внутренняя норма рентабельности (IRR), %	–	8,8
Динамический срок окупаемости проекта, лет	–	>30

* Годовые показатели приведены на 2014 год (4-й год рассматриваемого периода).

Повысить привлекательность использования местных видов топлива на мини-ТЭЦ, принадлежащих государственным энергетическим организациям, для производства тепловой и электрической энергии возможно за счет установления льгот и преференций на стадии производства энергии и на стадии заготовки и подготовки топлива, а также за счет привлечения льготных и дешевых целевых кредитных ресурсов, максимальной локализации производства энергетического и топливозаготовительного оборудования.

Учитывая двухцелевое назначение источников на местных видах топлива (снижение себестоимости энергии и повышение энергобезопасности), необходимо разработать методы учета эффекта от повышения энергобезопасности при оценке эффективности таких проектов и предусмотреть меры компенсации потерь инвесторам от использования местных видов топлива, возобновляемых и нетрадиционных источников энергии.

Список литературы

1. Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства: Директива Президента РБ № 3 от 14 июня 2007 г.
2. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: утв. Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Госкомитетом по строительной, архитектурной и жилищной политике РФ 21.06.1999 № ВК 477.
3. Беренс, В. Руководство по оценке эффективности инвестиций / В. Беренс, П. Хаврванек. – М.: АОЗТ «Интер-эксперт», ИНФРА-М, 1995.
4. Состав, порядок разработки и согласования проектной документации в строительстве: СНБ 1.03.02-96 с учетом изменений, утв. приказом Минстройархитектуры от 13.03.2006 № 93.
5. Падалко, Л.П. Источники генерации энергии на базе местного топлива / Л.П. Падалко, Л.И. Филянович // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 2. – С. 16–19.
6. О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии: Постановление Министерства экономики Республики Беларусь 30 июня 2011 г. № 100 // Республика (приложение «Республика дзелявая»). – № 150.
7. О возобновляемых источниках энергии: Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 года №2/1756. – Народная газета. – № 4.

О РАБОТЕ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Максимально целесообразное использование собственных энергоресурсов – один из приоритетов стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь. Увеличение в топливном балансе республики доли местных ТЭР, вторичных энергоресурсов, возобновляемых источников энергии является не только одним из важнейших условий снижения энергоемкости ВВП республики и успешного решения задач в области энергосбережения, но и значимым фактором обеспечения энергетической безопасности страны.

Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников предусматривает, что доля местных видов топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива республики к 2015 году должна составить **не менее 30 %**. По энергосистеме их доля должна увеличиться к этому времени **более чем в два раза**.

Ныне в малых и средних городах республики на энергоисточниках Белорусской энергосистемы реализовано восемь проектов, предусматривающих использование местных видов топлива (щепа, торф, лигнин). В том числе в 2011 году введена в эксплуатацию мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Речица с использованием современных зарубежных технологий, а также первая в республике промышленная ветроустановка в н.п. Грабники мощностью

1,5 МВт (табл. 1). Объем использования местных видов топлива по энергосистеме **в 2011 году составил 368,3 тыс. т у.т.** Общее замещение импортируемого топлива собственными энергоресурсами с момента ввода в эксплуатацию энергообъектов, использующих в качестве топлива МВТ, включая возобновляемые источники энергии и вторичные энергоресурсы, по энергосистеме составило **порядка 1,14 млн т у.т.**, что эквивалентно **1 млрд м³ природного газа**, или \$ 165,6 млн в текущих ценах.

Практика строительства и эксплуатации мини-ТЭЦ на местных видах топлива в малых и средних городах показала целесообразность сооружения таких объектов. Строительство мини-ТЭЦ позволило обеспечить:

- выработку электрической энергии по теплофикационному циклу



В.Ю. КОНДРУСЕВ,
заместитель
начальника управления
энергоэффективности,
экологии и науки –
начальник отдела
энергоэффективности и
экологии Министерства
энергетики Республики
Беларусь

в связи с их привязкой к тепловым нагрузкам городов;

- снижение потерь на передачу электрической энергии за счет их размещения в центре электрических нагрузок;
- повышение надежности электроснабжения потребителей городов;
- развитие производства электрической и тепловой энергии в населенных пунктах, создание дополнительных квалифицированных рабочих мест.

Главой государства поставлена задача по созданию отечественной мини-ТЭЦ с максимальной долей локализации производства оборудования, узлов и материалов на предприятиях республики.

Уже сегодня в рамках выполнения Государственной программы инновационного развития Республики Беларусь ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» **освоен выпуск котлоагрегатов с использованием местных видов топлива мощностью от 6,5 до 30 т пара в час.** Реализация пилотных проектов по внедрению указанного оборудования на БелГРЭС РУП «Витебскэнерго»

Таблица 1. Реализация ГПО «Белэнерго» проектов по увеличению использования местных видов топлива и возобновляемых источников энергии за период 2006–2011 годы

Объекты	Мощность	Год ввода
Пинская ТЭЦ	2,7 МВт	2007
Белорусская ГРЭС	1,5 МВт	2006
Мини-ТЭЦ в г. Осиповичи	1,2 МВт	2006
Мини-ТЭЦ в г. Вилейка	2,4 МВт	2007
Мини-ТЭЦ в г. Пружаны	3,7 МВт	2009
Бобруйская ТЭЦ-1 (паровой котел на лигнине)	30 т/ч	2006
Жодинская ТЭЦ (паровой котел)	60 т/ч	2009
Мини-ТЭЦ в г. Речица	4,2 МВт	2011
Зельвенская ГЭС	0,2 МВт	2006
Миничская ГЭС	0,11 МВт	2007
Ветроустановка в н.п. Грабники	1,5 МВт	2011
Турбодетандерные установки на Лукомльской ГРЭС и Гомельской ТЭЦ-2	2,5 МВт 4 МВт	2006 2008

Таблица 2. Проекты с использованием местных энергоресурсов, планируемые к реализации в ГПО «Белэнерго» до 2016 года

Объекты	Год ввода	Вводимая электрическая мощность, МВт	Экономический эффект (замещение импортируемого топлива), тыс. т у.т.
Мини-ТЭЦ «Барань»	2013	1,5	5,3
Мини-ТЭЦ «Северная», г. Витебск	2013	1,5	5,3
Мини-ТЭЦ, г. Лунинец	2013	3	10,5
Мозырская ТЭЦ, котел производительностью 200 т/ч	2014	–	140

Таблица 3. Планируемые объемы добычи торфа организациями ГПО «Белтопгаз» в 2006–2015 годах

	Годы									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Добыча торфа, млн т	2,3	2,8	2,7	2,5	2,6	3,2	3,6	4,1	4,7	5,6

Таблица 4. Проекты по строительству ГЭС, планируемые к реализации в ГПО «Белэнерго» в 2011–2015 годах

Объекты	Год ввода	Вводимая мощность, МВт	Экономический эффект от замещения топлива, тыс. т у.т.
Гродненская ГЭС	2012	17	21
Полоцкая ГЭС	2015	21	35
Немновская ГЭС (прямые инвестиции)	2015	20	24
Витебская ГЭС	2015	40	42,6

(30 т/ч) и ОАО «Дитва» (10 т/ч) будет завершена в текущем году.

Проектными организациями Минэнерго выполнены типовые проекты мини-ТЭЦ на местных видах топлива с учетом применения отечественного оборудования, узлов и материалов.

В 2011–2015 годах предусматривается строительство мини-ТЭЦ на торфе на РК «Лунинец» в г. Лунинец Брестской области (3 МВт), РК «Барань» в г. Барань Оршанского района Витебской области (1,5 МВт), РК «Северная» в г. Витебске (1,5 МВт) с доведением доли произведенных белорусскими предприятиями оборудования, узлов и материалов до 70 %. Технические задания на проектирование этих объектов уже разработаны.

В Государственную программу развития Белорусской энергетической системы до 2016 года включен проект по строительству на Мозырской ТЭЦ крупного энергетического котла паропроизводительностью до 200 т/ч с потреблением торфа до 140 тыс. т у.т. в год (табл. 2). Использование для сжигания на ТЭЦ торфяного топлива выбрано неслучайно.

На сегодняшний день его стоимость более чем в пять раз ниже стоимости природного газа.

Кроме этого, проведена большая работа по переводу котельных торфопредприятий с газа на торфяное топливо. Сегодня на торфе работает 40 котлов с суммарным потреблением 87 тыс. т у.т. в год. До 2015 года запланирован перевод на торф еще 5 котлов, а котлоагрегаты на природном газе предполагается использовать в качестве резервных и для покрытия пиковых отопительных нагрузок жилых поселков.

Для реализации этих задач мы планируем увеличить добычу торфа с 2,6 млн т в 2010 году до 5,6 млн т в 2015 году (табл. 3).

В 2011 году совместно с китайской компанией HEAG введена в эксплуатацию ветроэнергетическая установка мощностью 1,5 МВт, которая в течение 2011 года выработала более 2 млн кВт·ч; при этом ее эффективность составила 26,8 % при проектной – 24,2 %. С учетом этого до 2016 года в энергосистеме планируется строительство ветропарка мощностью до 50 МВт. В настоящее время ведется работа с инвесторами.

В энергосистеме эксплуатируется 22 мини-ГЭС суммарной мощностью 9,4 МВт. До 2016 года планируется строительство еще четырех ГЭС – Гродненской, Полоцкой, Витебской, Немновской – общей мощностью около 100 МВт (табл. 4).

В настоящее время завершаются работы по возведению Гродненской ГЭС мощностью 17 МВт. Заключен контракт с ОАО «ВО «Технопром-экспорт» (РФ) и начато строительство Полоцкой ГЭС мощностью 21 МВт. Также подписан контракт с китайской корпорацией CNEEC на комплексное строительство Витебской ГЭС (40 МВт) и заключено кредитное соглашение на финансирование данного проекта с Китайским банком развития. В стадии проработки находятся инвестиционные договоры с турецкой компанией SET Ltd. по строительству Бешенковичской (30 МВт) и Верхнедвинской ГЭС (20 МВт) на условиях прямых инвестиций.

В 2016–2019 годах предполагается поэтапно завершить реализацию проектов по сооружению на реках Днепр и Западная Двина крупных ГЭС:

- Оршанской ГЭС (5,7 МВт);
- Речицкой ГЭС (4,6 МВт);
- Шкловской ГЭС (4,9 МВт);
- Могилевской ГЭС (5,1 МВт).

С вводом их в эксплуатацию годовая выработка электроэнергии ГЭС в республике к 2020 году достигнет порядка 860 млн кВт·ч, что позволит заместить более 250 млн м³ природного газа.

Перспективным направлением увеличения использования местных видов топлива является вовлечение в топливно-энергетический баланс бурых углей Лельчицкого месторождения. В октябре 2012 года Минприроды (РУП «БЕЛГЕО») будет завершена детальная разведка северо-западной части Северного участка указанного месторождения. В случае подтверждения промышленных запасов ископаемого топлива в объеме не менее 150 млн т и физико-химических характеристик, позволяющих использовать его в качестве топлива на энергетических установках, будут начаты работы по строительству шахты и электростанции на бурых углях.

Реализация наших планов позволит довести объемы использования местных видов топлива энергосистемами Белорусской энергосистемы в 2015 году до 650 тыс. т у.т., в 2020-м – до 850 тыс. т у.т.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СЕТИ – ЭФФЕКТИВНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ СБЕРЕЖЕНИЯ ЭНЕРГИИ

Концепция Smart Grid в контексте устойчивого развития Белорусской энергосистемы

В последнее десятилетие наблюдается значительный интерес к интенсивно развивающемуся направлению инновационного преобразования энергетики на основе новой концепции Smart Energy Grid (интеллектуальные энергосети). В США, Китае, Японии, ряде стран Европы полным ходом идет процесс изучения и внедрения интеллектуальных сетей. Многие эксперты утверждают, что сегодня в области мировой электроэнергетики происходит настоящая революция [1].

Интеллектуальные энергосети и актуальность их внедрения

По различным прогнозам, мировое потребление электроэнергии в ближайшие 20 лет вырастет на 25–30 % [2]. Этот фактор формулирует проблему: как в условиях значительного износа энергетического оборудования, который наблюдается практически во всех странах мира, и ограниченного финансирования обеспечить все возрастающие потребности экономики и населения в электроэнергии? Технология Smart Grid и призвана ответить на этот вопрос. Идея заключается в том, что, если нельзя кардинально реконструировать сеть, необходимо сделать ее более «умной».

Практика и анализ деятельности западных электросетевых компаний показали, что обеспечить оптимальное развитие электрических сетей с одновременной их модернизацией возможно лишь в сочетании с оптимизацией системы управления сетью на основе интеллектуальной электрической сети, которая позволяет обеспечить минимальный уровень потерь электроэнергии, минимальные затраты на свое содержание и дает возможность потребителям оптимизировать издержки на пользование электрической энергией.

На сегодняшний день нет единого определения технологии Smart Grid – интеллектуальных энергетических сетей. Например, Минэнерго США трактует эту технологию как полностью автоматизированную систему, обеспечивающую двусто-

ронный поток электроэнергии и информации между энергообъектами. По определению Евросоюза Smart Grid – это электрические сети, удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования энергосистемы за счет скоординированного управления при помощи двусторонних коммуникаций между элементами электросети, электростанциями, аккумулирующими источниками и потребителями.

Несмотря на разницу в определениях, в основу концепции Smart Grid положена целостная и всесторонне согласованная система взглядов на роль и место электроэнергетики в настоящем и будущем, целей и требований к ее развитию, подходов к их реализации и созданию необходимого технологического базиса.

На настоящем этапе развития под Smart Grid понимается набор программно-аппаратных средств, которые способствуют повышению эффективности производства, распределения и передачи электроэнергии [3]. При этом под эффективностью подразумевается:

- децентрализация функций генерации и управления потоками электроэнергии и информации в энергетической системе;
- снижение затрат на генерацию, распределение и передачу электроэнергии;
- оперативное устранение неисправностей;
- возможность передачи электроэнергии и информации в двух направлениях, что является важным



**С.А. ЛЕВЧЕНКО, к.т.н.,
ведущий научный
сотрудник Института
тепло- и массообмена
имени А.В. Лыкова
НАН Беларуси**

условием для более интенсивного развития распределенной и возобновляемой энергетики.

Концепция Smart Grid предполагает активную роль потребителя энергии, когда он становится, с одной стороны, активным субъектом разработки и принятия решений по развитию и функционированию энергосистемы, а с другой – объектом управления, обеспечивающим реализацию ключевых требований. Появилось даже новое понятие «prosumer» (от англ. producer + consumer).

Более того, согласно концепции, интеллектуальная сеть должна быть результатом активного взаимодействия государства, энергокомпаний и потребителя, когда всем трем сторонам одинаково невыгодно нарушать общие правила работы внутри сети, и при этом каждый участник получает свою экономическую выгоду [4].

Кроме того, что очень важно, инновационная направленность концепции Smart Grid и ее реализация

дают толчок к переходу к новому технологическому укладу в электроэнергетике и в экономике в целом.

Интеллектуальные энергосети за рубежом

Разработка и внедрение концепции Smart Grid за рубежом выполняются на основе национальных инновационных программ по развитию электроэнергетики, инициацию и глобальную поддержку которых осуществляет государство.

На первом месте по капиталовложениям в Smart Grid находится Китай (\$ 7 323 млн), на втором – США (\$ 7 092 млн), на третьем – Япония (\$ 849 млн). В Европе предусмотрено финансирование программ по распространению «умных» сетей в размере \$ 750 млрд в течение 30 лет. Предполагается, что внедрение Smart Grid позволит в период до 2020 года предотвратить выброс более одного миллиарда тонн CO₂ [4].

По некоторым оценкам, использование технологии Smart Grid в США, где создание интеллектуальных сетей является одним из национальных приоритетов, позволит стране к 2020 году сэкономить около \$ 1,8 трлн за счет снижения потребления энергии и повышения надежности.

Во всех развитых странах мира технология Smart Grid рассматривается как концепция инновационного преобразования электроэнергетики в целом, а не отдельных ее функциональных или технологических сегментов, поскольку именно пересмотр ряда существующих базовых принципов, целей и задач развития электроэнергетики и вытекающие из этого масштабы и характер задач, а также прогнозируемые социальные, экономические, научно-технические, экологические и другие эффекты от их реализации обуславливают то значительное внимание, которое уделяется в мире этому направлению.

Создание высокоинтеллектуальных энергетических сетей стало чрезвычайно актуальной задачей для Японии, где после драматических событий 2011 года, когда мощнейшее цунами разрушило АЭС в Фукусиме, нередки внезапные перебои с подачей электроэнергии. В

центральном регионе, в том числе в Токио, испытывается нехватка электроэнергии даже сейчас [5].

Решением этой проблемы может стать реализация планов японского консорциума Digital Grid Consortium по строительству энергосистем, в которых потоки электроэнергии обрабатывались бы так же, как данные в Интернете. Такой подход подразумевает эффективное управление энергетическими потоками и их распределением с помощью маршрутизаторов по принципам, на которых построены информационные системы. Соответственно, в новых энергосистемах будут и свои провайдеры сервисов.

Создание такой экспериментальной энергосистемы в Японии планируется в 2012 году. Подобный механизм позволит подавать электроэнергию в любом требуемом направлении. Современные интеллектуальные энергосистемы не способны на такое, в них ведется только мониторинг расхода электроэнергии.

Технология Smart Grid в России

Несмотря на то, что энергокомпаниями США и стран ЕС уже несколько лет экспериментируют с «умными» сетями, в России элементы Smart Grid только начинают появляться. По данным ФСК России, внедрение в стране «умных» сетей позволит не только уменьшить потери электроэнергии на 25 %, но и сэкономить 34–35 млрд кВт·ч в год. При нынешних ценах на электричество (1,48 рублей за кВт·ч) ежегодная экономия в денежном выражении составит более 50 млрд рублей [6].

Российский г. Белгород уже вошел в число участников общемирового проекта «Умный город» – программы полной реконструкции и модернизации инфраструктуры города. В ряде распределительных сетей Белгорода установлены специальные устройства, помогающие с большой точностью определить, в каком месте произошел разрыв проводов, и отключить только небольшое количество потребителей электроэнергии. В городе уже действует «умное» освещение, позволяющее контролировать энергопотребление, состояние сетей, число

работающих ламп, а также поэтапно управлять уличным освещением в зависимости от условий видимости и количества людей на улице.

Сегодня в России при передаче потребителю теряется 13–14 % от общего объема электроэнергии, что в среднем составляет 133 577 ГВт·ч. Для сравнения: в Японии этот показатель равен 5 %, в Западной Европе – 4–9 %, в США – 7–9 %. Таким образом, перед российской энергетической отраслью все острее встают вопросы, как сократить потери электроэнергии и снизить государственные капиталовложения в энергетическую отрасль, а также уменьшить тарифы на коммунальные услуги.

Эксперты, исследующие рынок электроэнергетики России, прогнозируют, что к 2030 году потребность в электричестве удвоится. Внедрение «умных» сетей позволит российским энергетикам не только значительно сократить потери, но и более эффективно использовать имеющуюся энергию. Внедрение технологий Smart Grid рассматривается в стране как инструмент повышения экономической и энергетической эффективности экономики в целом и электроэнергетики в частности [6].

Информация как главное средство эффективного управления

Эксперты считают, что наиболее значимого вклада в повышение энергоэффективности следует ожидать от телекоммуникационных и информационных технологий – Information and Communication Technology (ICT).

Информация выступает как главное средство осуществления эффективного управления. Необходимо особенно отметить, что управленческие и информационные связи при этом превращаются в системообразующий фактор, обеспечивающий переход системы управления энергетикой в новое качество – от традиционной к энергоинформационной.

Наиболее активное внедрение интеллектуальных сетей в Европе предполагается в жилищно-коммунальном секторе экономики. В соответствии с директивой Европейского союза по энергетике зданий (EPBD 2002/91/EC), более

40 % энергетического потребления в Европе приходится на отопление, охлаждение и освещение зданий.

Строительные материалы (цемент, сталь, изоляция, оконные стекла и т.п.) и системы (освещение, отопление, вентиляция, кондиционирование) производятся разными компаниями, продукция которых испытывается и сертифицируется независимо друг от друга. Строительство и эксплуатация зданий, построенных из таких компонентов, вряд ли приведет к существенному снижению энергопотребления. Отсутствие стандартизованного подхода приводит к низкой энергоэффективности на системном уровне [2].

ICT-сектор может внести существенный вклад в решение проблемы энергоэффективности с помощью средств моделирования, анализа, мониторинга и визуализации, использование которых экономически целесообразно для обеспечения эффективного строительства и эксплуатации зданий.

В упомянутом документе ICT рассматривается как основное средство поддержки энергоэффективности в так называемых «умных» зданиях, включая их системы и оборудование, а также потенциальную возможность подключения к внешним интеллектуальным сетям.

Для того чтобы максимально реализовать возможности ICT для повышения энергетической эффективности, необходимо интенсифицировать исследования и разработки новых решений, основанных на информационных технологиях с использованием интеллектуальных компонентов оборудования и сервиса [7].

Применение ICT в строящихся и реконструируемых зданиях должно быть основано на следующих положениях:

- **повсеместном применении понятия «энергетически-позитивного «умного» дома» – «Energy-positive Smart Building».** Энергетически-позитивные здания преобразуются из чистых потребителей энергии в потребителя-производителя («prosumers») энергии. «Умные» дома – это дома, усиленные ICT-системами с доступом в Интернет. Такие здания оборудуются датчиками,

микрочипами, микро- и наносистемами, позволяющими локально собирать, фильтровать и обрабатывать потоки информации, чтобы затем глобально управлять системой в соответствии с определенными задачами;

- **новой и основной роли зданий в инновационном производстве энергии.** Иными словами, здания преобразуются из конечного пассивного потребителя в активный узел интеллектуальной сети;
- **разработке приложений и сервисов для диагностики строящихся и существующих зданий и инфраструктуры, а также для моделирования энергетики и экологии зданий в динамическом режиме,** что позволит оптимизировать энергопотоки на основе многомерного и многокритериального подхода;
- **обработке больших и сложных объемов информации,** генерируемой упомянутыми выше системами и объединенной с огромным количеством данных, получаемых из Интернета. Использование накопленных знаний о происходящих процессах приведет к необходимости разработок новых компьютерных приложений, что позволит получать максимальную выгоду от применения ICT-технологий;
- **информированности строительных и эксплуатирующих здания компаний о преимуществах ICT-технологий.** Осведомленность эксплуатирующих компаний является ключевым фактором перехода к энергоэффективному и экологическому поведению. К сожалению, очень немногие владельцы зданий знают, какое именно устройство потребляет в зданиях наибольшее количество энергии, и еще меньше их число регулярно смотрят на показания измерительных приборов. В связи с этим существует необходимость в разработке новых привлекательных интерфейсов и дисплеев, обеспечивающих визуализацию необходимой информации.

Для реализации этих положений должны разрабатываться компьютерные модели с учетом многодисциплинарного подхода, который обеспечит дальнейший прогресс компьютерных приложений на осно-

ве объединения ICT-технологий, энергетики и смежных секторов экономики [8–11].

Концепция Smart Grid в контексте устойчивого развития Белорусской энергосистемы

В Беларуси применение технологии Smart Grid находится на начальном уровне – проведение презентаций, обсуждение ее преимуществ и недостатков, а также перспектив внедрения [12].

Следует отметить, что перечисленные выше аспекты будущей интеллектуальной сети четко соответствуют модернизационному сценарию развития белорусской экономики, обозначенному руководством нашей страны. В проекте Концепции Программы развития промышленного комплекса Республики Беларусь на период до 2020 года, подготовленной Министерством экономики, среди приоритетов развития промышленного комплекса определены: создание высокотехнологичных наукоемких производств V и VI технологических укладов, ресурсосбережение (снижение материало- и энергоемкости), рациональное использование имеющихся в республике сырьевых ресурсов, углубление переработки сырья. Использование зарубежного опыта (не слепое копирование, а осознанное применение лучших практик в проекции на отечественную действительность) в этом случае не станет нарушением базовых принципов патриотизма, являясь образцом рационального использования общемирового опыта.

В качестве первой попытки освоения этой технологии можно упомянуть международный проект, представленный на конкурс Седьмой рамочной программы Европейского союза. Этот проект подготовлен консорциумом, состоящим из одиннадцати организаций-участниц шести европейских стран. Для выполнения теоретических исследований, связанных с компьютерным моделированием энергетических систем, использующих технологию «умных» сетей, приглашен исследовательский коллектив Национальной академии наук Беларуси, для

реализации пилотного проекта – РУП «Минскэнерго».

В случае положительного решения по реализации проекта ученые и специалисты Беларуси получают необходимые знания и полезный опыт внедрения технологии Smart Grid, который в перспективе будет востребован в энергосистеме страны как в практической плоскости, так и при разработке Комплексной национальной программы инновационного развития электроэнергетики Беларуси на базе концепции Smart Grid, необходимость создания которой возникнет в обозримом будущем.

Подводя итоги, можно сказать, что, вопреки мнению отдельных специалистов, применение интеллектуальных сетей в Беларуси перспективно и востребовано. «Умные» сети Smart Grids – не очередное модное слово, появившееся на Западе, малоприменимое для Беларуси и сулящее головную боль бывалым энергетикам-профессионалам. «Умные» сети – это закономерный этап развития социально-экономических отношений, воплощенный в технологическую концепцию [6]. И Беларусь, будучи полноправным членом мирового сообщества, ни в коем

случае не должна его игнорировать, целенаправленно двигаясь вперед совместно с ведущими мировыми державами.

Список литературы

1. Smart Power Grids – Talking about a Revolution [Electronic resource] / IEEE Emerging Technology Portal, 2009. IEEE Emerging Technology Portal. – Mode of access: <http://www.ieee.org/portal/site/emergingtech/techindex.jsp?techId=1220/>. – Date of access: 24.02.2012.
2. World Energy Outlook 2009 // International Energy Agency (IEA). – Paris, 2009. – 691 p.
3. ICT for a Low Carbon Economy. Smart Buildings // European Commission. – Brussels, 2009. – 48 p.
4. European Smart Grid Technology Platform Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future // European Commission. – Brussels, 2006. – 44 p.
5. A vision for the Modern Grid // The National Energy Technology Laboratory (NETL). – 2007. – 11 p.
6. Ледин, С. Интеллектуальные сети Smart Grid – будущее российской энергетики / С. Ледин // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 11 (16). – С. 4–8.
7. «Grids 2030» – A National Vision for Electricity's Second 100 years // Office of Electric Transmission and Distribution of USA Department of Energy. – 2003. – 44 p.
8. Modeling of Heat and Mass Transfer Processes in Buildings / S.A. Levchenko [et al.] [Electronic resource] / Energy Central. – August 2005. – Mode of access: <http://www.energycentral.com/centers/knowledge/whitepapers/new.cfm/>. – Date of access: 24.02.2012.
9. Левченко, С.А. Оценка влияния повышения эффективности использования энергии в зданиях и сооружениях на потребление первичных источников энергии / С.А. Левченко, А.П. Якушев, С.Н. Никитин // Энергия и менеджмент. – 2001. – № 2. – С. 34–37.
10. Левченко, С.А. Анализ мер по внедрению энергоэффективных технологий в жилищно-коммунальном секторе на основе системного подхода / С.А. Левченко, А.П. Якушев, С.Н. Никитин // Вести Национальной академии наук Беларуси, серия физико-технических наук. – 2005. – №3. – С. 78–83.
11. Левченко, С.А. Применение метода интегрированного ресурсного планирования для анализа внедрения энергоэффективных технологий в жилищно-коммунальном секторе / С.А. Левченко, А.П. Якушев, С.Н. Никитин // Вести Национальной академии наук Беларуси, серия физико-технических наук. – 2007. – № 1. – С. 75–80.
12. Короткевич, А.М. «Умные» распределительные электрические сети 0,4–10(6) кВ в Белорусской энергосистеме – первый шаг / А.М. Короткевич, В.Р. Колик, Е.В. Кулаковская // Энергетическая стратегия. – 2011. – № 5. – С. 27–29.

XVII БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ

17-я Международная специализированная выставка

ENERGY EXP

«Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро»

9-12 октября 2012

г. Минск, пр. Победителей 20/2 (футбольный манеж)

8 - я специализированная выставка светотехнического оборудования «ЭкспоСВЕТ»

exp-light

7 - я специализированная выставка «Водные и воздушные технологии»

Water & Air technologies



ЗАО «ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ»

тел.: (+375 17) 308 06 06, www.tb.by, energy@tc.by

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство энергетики Республики Беларусь, Департамент по энергоэффективности Госстандарта, Министерства промышленности, жилищно-коммунального хозяйства, природных ресурсов и охраны окружающей среды, Национальная академия наук Беларуси, Минский горисполком.

ОФОРМЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Издание подготовлено начальником управления госэнергонадзора ГПО «Белэнерго» – старшим государственным инспектором по энергонадзору Д.М. Лосенковым и сотрудником МСУ «Электроналадка» А.П. Крысенко; объем издания – порядка 200 страниц.

Авторы – составители издания сгруппировали все виды необходимой при эксплуатации электроустановок технической документации по определенным категориям.

В раздел 1 «Оформление технической документации при допуске электроустановок в эксплуатацию» включены главы:

- Общая документация
- Приемо-сдаточная документация по выполненным электромонтажным работам (формы актов, ведомостей, справок, протоколов, журналов прокладки, паспорта воздушной линии и т.д. с примерами заполнения).

В раздел 2 «Ведение документации при эксплуатации электроустановок» вошли главы:

- Общая техническая документация, регламентирующая эксплуатацию электроустановок
- Распорядительная документация по эксплуатации электроустановок (перечни приказов, распоряжений)
- Документация, ведение которой необходимо для обеспечения безопасной эксплуатации электроустановок (списки (перечни) лиц и обцорудования)
- Документация по эксплуатации электроустановок (журналы и паспорта)
- Документация, регламентирующая взаимоотношения потребителя с энергоснабжающей организацией (списки, инструкции, положения, приложения к договорам на электроснабжение, акты разграничения)
- Протоколы электрофизических измерений и испытаний (формы протоколов с примерами заполнения и отдельными указаниями).

В начале каждого раздела (главы) даны общие указания по соответствующим направлениям деятельности при эксплуатации электроустановок со ссылками на нормативные правовые акты. Каждая глава содержит формы документов с образцами заполнения. Необходимо особо отметить, что в основном это примерные формы документов (за исключением определенных нормативными правовыми актами). Они имеют рекомендательный характер и могут быть дополнены либо сокращены электротехническим персоналом организации.

Книга рассчитана на административно-технический персонал организаций – потребителей электрической энергии.

ЗАЯВКИ НА ПРАКТИЧЕСКОЕ ПОСОБИЕ
ПРИСЫЛАЙТЕ ПО ТЕЛ./ФАКСУ: (017) 293-46-82, 286-08-28

ВНЕСЕНЫ ИЗМЕНЕНИЯ В ПРАВИЛА РАССЛЕДОВАНИЯ И УЧЕТА НЕСЧАСТНЫХ СЛУЧАЕВ НА ПРОИЗВОДСТВЕ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ЗАБОЛЕВАНИЙ

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2012 года № 200 (зарегистрировано в Национальном реестре правовых актов Республики Беларусь 5 марта 2012 года № 5/35348) внесены изменения и дополнения в Правила расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 15 января 2004 года № 30 «О расследовании и учете несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний» (Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь, 2004 год, № 8, 5/13691; 2007 год, № 18, 5/24578; 2010 год, № 105, 5/31685; 2011 год, № 142, 5/34918) (далее – Правила). Рассмотрим данные изменения.



Д.М. ЛОСЕНКОВ,
начальник управления
государственного
энергетического надзора
ГПО «Белэнерго» – старший
государственный инспектор
по энергетическому надзору
Республики Беларусь

В части категорий лиц, на которых распространяется действие Правил, внесено одно изменение (подп. 2.4.3). Действие Правил распространяется на обучающихся учреждений образования, аспирантов, клинических ординаторов, докторантов, привлекаемых к работам в организациях в период прохождения производственной практики (стажировки) (в предыдущей редакции – «в том числе в период прохождения производственной практики (стажировки)»).

Уточнен порядок установления профессионального характера заболевания (п. 6). В случае острых профессиональных заболеваний (вызванных воздействием вредного производственного фактора в процессе трудовой деятельности в течение не более одного рабочего дня (смены)) профессиональный характер заболевания устанавливается врачебно-консультационными комиссиями (ВКК) амбулаторно-поликлинических и больничных организаций здравоохранения всех типов с участием врача-профпатолога, врача-гигиениста и представлением санитарно-гигиенической характеристики условий труда по форме, устанавливаемой Министерством здравоохранения. Из перечня организаций, медико-экспертные комиссии которых устанавливают профессиональный характер хронических профессиональных заболе-

ваний, исключены клиники научно-исследовательских институтов, занимающихся вопросами профессиональной патологии.

Из перечня органов и организаций, осуществляющих контроль за правильным и своевременным расследованием, оформлением и учетом несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также выполнением мероприятий по устранению их причин (п. 15), исключены «иные государственные органы (их структурные подразделения, территориальные органы, подчиненные организации) и организации, уполномоченные законодательными актами на осуществление надзора (контроля) в соответствующих сферах деятельности (далее – уполномоченные органы надзора)».

В подп. 24.1 устранена неточность предыдущей редакции – в перечень случаев умышленного причинения вреда своему здоровью добавлено самоубийство (ранее отсутствовало). Кроме того, установлено, что несчастный случай оформляется актом о непроизводственном несчастном случае формы НП, если повреждение здоровья потерпевшего произошло не при исполнении им трудовых обязанностей по трудовому договору (контракту) и не в других случаях, определенных в п. 243 Положения о страховой деятельности в Республике Беларусь,

если потерпевший является застрахованным по обязательному страхованию от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В соответствии с изменениями, внесенными в п. 25 Правил, акт формы Н-1 или акт формы НП регистрируется нанимателем в одном журнале. Добавлено новое требование – наниматель, страхователь в течение пяти рабочих дней ознакомляет с актом формы Н-1 или актом формы НП лиц, допустивших нарушения актов законодательства о труде и охране труда, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, приведшие к несчастному случаю (в том числе если они не являются работниками нанимателя, страхователя). Травма, не вызвавшая потери трудоспособности или необходимости перевода в соответствии с медицинским заключением на другую (более легкую) работу, учитывается организацией, нанимателем, страхователем в журнале регистрации несчастных случаев (ранее – в журнале микротравм).

Существенно изменился порядок участия представителей уполномоченных органов надзора в специальных расследованиях несчастных случаев, произошедших на объектах, им поднадзорных. Специальное расследование несчастного случая, происшедшего на объекте, поднадзорном уполномоченному органу надзора, проводится государственным инспектором труда с участием представителей этого органа и лиц, указанных в п. 45 Правил (ранее было – представителем органа государственного специализированного надзора и контроля совместно с государственным инспектором труда с участием лиц, указанных в п. 45 Правил). Решение о продлении сроков специального расследования (приостановке проведения специального расследования) во всех случаях принимается Главным государственным инспектором труда Республики Беларусь (ранее было – в случае, когда специальное расследование проводят представитель уполномоченного органа надзора совместно с государственным инспектором труда, продление сроков расследования (приостановка проведения специального расследования) осуществляется руководителем соответствующего уполномоченного органа надзора). Представитель уполномоченного органа надзора лишен права в ходе специального расследования опрашивать без свидетелей потерпевшего, должностных лиц и других работников, обращаться за сведениями к иным лицам, получать документы, необходимые для установления обстоятельств и причин несчастного случая. Фактически представитель уполномоченного органа надзора в части прав приравнен к иным лицам, принимающим участие в специальном расследовании.

Заключение о несчастном случае составляется государственным инспектором труда. Представитель уполномоченного органа надзора наравне с иными лицами, участвующими в расследовании, удостоверяет свое участие в расследовании подписью на заключении.

Разногласия по вопросам расследования, оформления и учета несчастных случаев на производстве рассматриваются государ-

ственным инспектором труда единолично (ранее было – совместно с уполномоченным органом надзора, если несчастный случай произошел на объекте, поднадзорном этому органу). Перечень рассматриваемых разногласий (п. 78) расширен – в него добавлено несогласие лица, допустившего нарушения актов законодательства о труде и охране труда, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, приведшие к несчастному случаю. Разногласия рассматриваются государственным инспектором труда в течение трех лет с даты происшествия несчастного случая (ранее срок не ограничивался).

Государственный инспектор труда направляет заключение и документы специального расследования в организацию, нанимателю, страхователю. Добавлено новое требование (п. 53) о необходимости ознакомления с заключением лиц, допустивших нарушения актов законодательства о труде и охране труда, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, приведшие к несчастному случаю (в том числе если они не являются работниками нанимателя, страхователя). Данное ознакомление наниматель, страхователь должен осуществить в течение пяти рабочих дней.

О результатах рассмотрения представленных документов специального расследования орган уголовного преследования информирует только территориальное структурное подразделение Департамента государственной инспекции труда (ранее было – и уполномоченный орган надзора).

К перечню лиц, которые могут обжаловать заключение государственного инспектора труда о несчастном случае на производстве (п. 80), добавлены лица, допустившие нарушения актов законодательства о труде и охране труда, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, приведшие к несчастному случаю.

Определенные изменения внесены в требования к расследованию и учету профессиональных заболеваний (гл. 4 Правил). Изменился по-

рядок информирования нанимателя, страхователя. Организация здравоохранения о каждом предполагаемом случае острого профессионального заболевания в течение 12 часов извещает территориальный центр гигиены и эпидемиологии, которому подконтролен наниматель, страхователь, для составления санитарно-гигиенической характеристики условий труда заболевшего.

При установлении (подтверждении) острого профессионального заболевания организация здравоохранения направляет по установленной форме извещение об остром профессиональном заболевании (экстренное) нанимателю, страхователю по месту работы заболевшего, в территориальный центр гигиены и эпидемиологии, которому подконтролен наниматель, страхователь.

Внесены изменения в перечень документов, представляемых при направлении заболевшего на амбулаторное или стационарное обследование в соответствующую организацию здравоохранения (п. 60 Правил). Помимо ранее указанных представляются сведения о результатах предварительного (при поступлении на работу), периодических (в течение трудовой деятельности) и внеочередных медицинских осмотров.

По аналогии с несчастными случаями добавлено требование (п. 67) об обязанности нанимателя, страхователя ознакомить в течение пяти рабочих дней с актами формы ПЗ-1 лиц, допустивших нарушения актов законодательства о труде и охране труда, технических нормативных правовых актов, локальных нормативных правовых актов, приведшие к профессиональному заболеванию (в том числе если они не являются работниками нанимателя, страхователя).

В случае утери всех экземпляров акта формы ПЗ-1 организация здравоохранения, первоначально установившая заболевание, имеет право подтверждения (без проведения повторного расследования) только факта профессионального заболевания (ранее было – и острого профессионального заболевания).

Перечисленные изменения и дополнения вступили в силу с 13 апреля 2012 года.

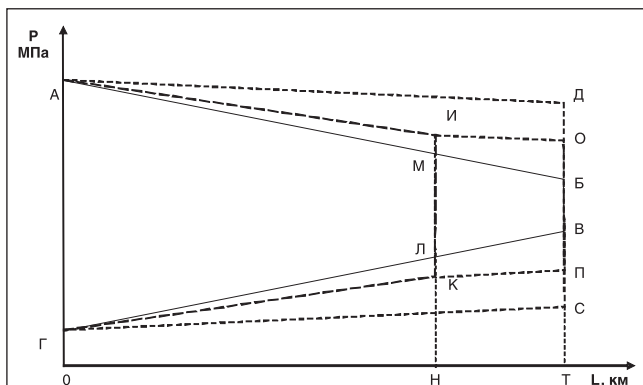
ТРЕБОВАНИЯ К ОБОРУДОВАНИЮ ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

В ряде номеров журнала «Энергетическая стратегия» за 2011 год (№№ 1 (19), 5 (23) и 6 (24)) опубликована серия статей по проблемам повышения надежности водяных тепловых сетей, в которых поднимались вопросы режимов работы теплоиспользующих систем, особенностей работы тепловых сетей при аккумулировании тепла в летнем режиме, в условиях отопительного периода и ряд других. Тему продолжает статья, освещающая требования к оборудованию тепловых пунктов.

Выработка электрической и тепловой энергии (ТЭ) с максимально возможным КПД, ровной загрузкой оборудования ТЭЦ при предлагаемой схеме аккумуляции в водяных тепловых сетях возможна в том случае, когда потребление ТЭ соответствует заявленным тепловым нагрузкам. Формирование таких заявок должно происходить в соответствии с принципами, изложенными в первой части статьи «Аккумуляция тепловой энергии в водяных тепловых сетях в условиях отопительного периода», опубликованной в журнале «Энергетическая стратегия» за 2011 год, № 5(23), а именно:

- среднечасовая нагрузка на системы горячего водоснабжения (ГВС) должна определяться на основе показаний тепловых счетчиков, установленных в центральных (ЦТП) или индивидуальных (ИТП) тепловых пунктах, с учетом дней недели и времен года;
- текущие среднесуточные нагрузки на системы отопления (СО) и приточной вентиляции (ПВ) должны определяться на основе проектных данных по среднесуточной температуре наружного воздуха с учетом режима протапливания для СО и режима предотвращения замораживания трубок калорифера для ПВ.

Потребление ТЭ по заявкам потребует такого режима работы систем автоматики, который позволит обеспечивать теплоиспользующие системы необходимым количеством теплоносителя без отклонений контролируемого параметра (для СО это температура в подающем трубо-



Условный пьезометрический график работы тепловой сети при аккумуляции тепловой энергии:

А-М-Б и Г-Л-В – давление в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети при максимальном расходе сетевой воды (максимальном потреблении тепловой энергии); А-Д и Г-С – давление в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети при минимальном расходе сетевой воды без установки узлов аккумуляции тепловой энергии; А-И-О и Г-К-П – давление в подающем и обратном трубопроводах тепловой сети при минимальном расходе сетевой воды с установкой узлов аккумуляции тепловой энергии.



В.С. ПОДОБЕД, ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»

проводе после узла смешения, или в обратном трубопроводе из СО, или температура воздуха в отапливаемом помещении; для системы ГВС – температура горячей воды; для системы ПВ – температура воздуха после калорифера). Для выполнения этой задачи при значительных колебаниях теплопотребления в течение суток (в СО это колебания между режимами протапливания и отопления; в системах ГВС – между режимом водоразбора и циркуляционным режимом; в системах ПВ – между режимом предотвращения замораживания трубок калорифера и режимом работы приточной вентиляционной установки) и колебаниях расходов сетевой воды в течение года необходимо, чтобы диапазон потерь регулирующего клапана не превышал 0,06 МПа. При таком перепаде давления клапаны работают устойчиво, но необходимо проверять, соответствуют ли этим условиям их технические характеристики. Такие условия могут быть созданы только для очень небольшой части теплоиспользующих систем, расположенных в конечных точках тепловой сети (ТС), и только при максимальном теплопотреблении. При минимальном режиме теплопотребления перепад давлений (ΔP) у теплоиспользующих систем между подающим и обратным трубопроводами ТС в этих точках резко возрастает, что делает работу клапана (поддержание необходимого параметра без отклонений) невозможной без применения дополнительных ограничительных устройств.

Колебание давлений в ТС присутствует и без аккумуляции ТЭ, но при аккумуляции тепла с устройством РПД на перемычке между подающим и обратным трубопроводами эти колебания должны уменьшиться. Разберем это на примере (рисунок).

На рисунке представлен условный пьезометрический график ТС с частотным регулированием производительности сетевых насосов по поддержанию необходимого перепада давлений, где: Н – место установки РПД на перемычке между подающим и обратным трубопроводами; Т – расчетный конечный потребитель.

Из графика видно, что колебания давлений в подающем трубопроводе ТС при отсутствии аккумуляции будут находиться в пределах линий А-М-Б-Д-А, в обратном – в пределах Г-Л-В-С-Г, а колебание ΔP у потребите-

ля Т – в диапазоне от Б-В до Д-С. При аккумулировании ТЭ с помощью РПД колебания давлений в подающем трубопроводе будут находиться в пределах линий А-М, Б-О-И-А, в обратном – Г-Л-В-П-К-Г, а колебание ΔP у потребителя Т – в диапазоне от Б-В до О-П.

Уменьшение колебаний ΔP вызвано тем, что на участке ТС О-Н расход теплоносителя при аккумуляции ТЭ будет колебаться от максимального g_{\max} (соответствует линиям потерь давления А-М и Г-Л) до среднечасового $g_{\text{ср}}$ (соответствует линиям потерь давления А-И и Г-К). А на участке ТС Н-Т расход теплоносителя будет колебаться от максимального g_{\max} (соответствует линиям потерь давления М-Б и Л-В) до минимального g_{\min} (соответствует линиям потерь давления И-О и К-П). Это позволяет сделать вывод о том, что чем ближе перемычки с РПД к конечным потребителям, тем меньше колебания ΔP на вводе в ЦТП и ИТП теплового района, и у конечных в частности. Так, в летний период колебания ΔP у диктующего потребителя в случае установки у него перемычки с РПД можно определить по формуле

$$\Delta P = S(g_{\max}^2 - g_{\text{ср}}^2),$$

где S – гидравлическая характеристика тепловой сети; g_{\max} – расход сетевой воды в летний период при максимальной потребности ТЭ системами ГВС (т/ч); $g_{\text{ср}}$ – расход сетевой воды в летний период при потреблении ТЭ системами ГВС в среднем за сутки (т/ч).

Согласно данным справочной литературы соотношение $g_{\text{ср}}/g_{\max}$ в зависимости от схемы системы ГВС (в системах ГВС, созданных по разным схемам, величина потерь тепла трубопроводами различна) и в случае, если число обслуживаемых горячим водоснабжением жителей превышает 10 тыс., может иметь значения от 0,397 до 0,439. Если принять среднее значение $g_{\text{ср}}/g_{\max}$ равным 0,417, тогда колебания перепада давлений примут вид:

$$\Delta P = 1,96 S g_{\text{ср}}^2.$$

Учитывая средний характер соотношения $g_{\text{ср}}/g_{\max}$, данное выражение ΔP можно принять в качестве общей оценки для большинства ЦТП и ИТП. Так, для района теплоснабжения от РК-3 г. Могилева при характеристике тепловой сети S , равной $22,28 \cdot 10^{-6}$ м вод. ст./ $(\text{т/ч})^2$, и среднем расходе сетевой воды $g_{\text{ср}}$, в летний период равном 440 т/ч, колебания давлений ΔP составят от 7,1 до 10 м вод. ст. Если перемычки между трубопроводами ТС с РПД будут установлены не у конечных потребителей, то ΔP у потребителей, присоединенных к ТС на участке Н-Т (см. рисунок), возрастут вследствие колебания расхода в нем сетевой воды от g_{\min} до g_{\max} . При таких значениях ΔP только ограничительные шайбы с регулирующим клапаном автоматики без РПД, установленного в ИТП и ЦТП, не смогут обеспечить без отклонений нормируемую температуру горячей воды в системах ГВС и создадут дополнительные колебания температуры сетевой воды у сетевого подогревателя ТЭЦ.

В последнее время по требованию Департамента по энергоэффективности температуру в подающем трубопроводе сетевой воды снижают на 2–3 °С по отношению к расчетной, а на участке нижней срезки – с 70 °С до 61–63 °С. Такому температурному режиму соответствуют не все площади поверхностей теплообмена водоподогревателей систем ГВС и отопительных приборов систем отопления при сохранении расчетных диаметров сопел элеваторов.

Не всегда схемы смешения, оборудование, применяемое для смешения, а также его состав соответствуют режимам ТС, характеристикам и необходимым режимам работы теплоиспользующих систем. Так, в конце 90-х годов в ЦТП и ИТП г. Могилева без должной проектной проработки устанавливались автоматика для водонагревателей ГВС и корректирующих насосов, сами насосы и элеваторы с регулируемым соплом. После установки частотных регуляторов на сетевых насосах в тепловых источниках и приведения гидравлических режимов работы ТС в соответствие с заявленными присоединенными нагрузками оказалось, что:

- у значительной части корректирующих насосов в ЦТП характеристики не соответствовали располагаемым перепадам давлений и тепловым нагрузкам присоединенных к ЦТП СО;
- применяемые регулирующие шаровые клапаны могли осуществлять свои функции только в узком диапазоне своего хода;
- диапазон коэффициентов смешения элеваторов с регулируемым соплом без дополнительной установки насоса оказался недостаточным для приготовления сетевой воды требуемой температуры, идущей в СО, на части нижней срезки температурного графика около +8 °С при сохранении необходимой циркуляции в СО.

Все вместе взятое привело к тому, что летом и на участке нижней срезки температурного графика очень часто температура горячей воды не соответствует нормам, не везде температура в отапливаемых помещениях (особенно в угловых) находится в допустимых пределах. Эксплуатирующие организации, стараясь не допустить письменных жалоб, рассверливают ограничительные шайбы и сопла элеваторов, сбивают настройки РПД. В этой ситуации регулирующие клапаны автоматики систем ГВС, СО и ПВ на пиках потребления полностью открываются, расход сетевой воды, проходящей через ближайшие к тепловому источнику системы теплотребления, превышает расчетные величины и в конечных точках ТС температура контролируемой среды падает ниже требуемой, несмотря на полностью открытые клапаны.

Такое развитие событий при аккумулировании ТЭ в ТС приводит к потере управляемости, значительным колебаниям температуры сетевой воды у сетевого подогревателя ТЭЦ и многочисленным жалобам от потребителей ТЭ. Из этого можно сделать вывод о том, что установленное оборудование на ИТП, ЦТП и его достаточность, схемы узлов смешения при аккумулировании ТЭ в ТС должны соответствовать режимам ТС, реальным характеристикам и возможным режимам работы теплоиспользующих систем.

Несоответствия между установленным оборудованием, с одной стороны, параметрами ТС и требуемыми режимами потребления теплоиспользующих систем – с другой, между заявленными и реальными тепловыми нагрузками, а также несоответствие площадей теплообмена параметрам ТС довольно значительны. Показателем этого является то, что только примерно через месяц после начала отопительного сезона удается сбалансировать гидравлические режимы с расчетным теплотреблением, когда среднесуточная температура наружного воздуха приближается к 0 °С (район точки излома).

Помочь найти эти несоответствия могли бы температурные графики для каждого ЦТП и ИТП, рассчитанные индивидуально в зависимости от схем и режимов работы подключенных к ним систем теплотребления. Необходи-

димось введения таких графиков для экономии ТЭ была изложена в статье «Роль средств автоматического регулирования в экономии энергии и повышения надежности водных тепловых сетей», опубликованной в журнале «Энергетическая стратегия» за 2011 год, № 1 (19). Кроме того, индивидуальные температурные графики помогут навести порядок в теплотреблении и могут быть индикаторами отклонений от заявленного или расчетного (в зависимости от типа потребителя) режима потребления ТЭ.

Предлагаемое аккумулирование ТЭ в тепловых сетях предусматривает потребление этой энергии промышленными и непромышленными предприятиями в соответствии с заявками, данными статистики и прогнозом теплотребления для систем ГВС и СО жилищно-коммунального сектора. Другими словами, на основании этих данных должны формироваться план и кривая суточного потребления теплового района в целом. Любые значимые нарушения плановых показателей потребления ТЭ со стороны потребителей могут повлечь за собой недопустимые колебания температуры теплоносителя у сетевых теплообменников.

Если в жилищно-коммунальном секторе значимые нарушения обычного теплотребления маловероятны (они возможны только за счет изменений потребления системами ГВС) и само потребление не может носить обязательный характер, то потребление ТЭ промышленными и непромышленными предприятиями должно быть обязательным и предсказуемым. Между тем существующие ныне месячные нормы потребления не носят обязательный характер и не отражают обязательств потребителей по суточному потреблению ТЭ. Поэтому заявки со стороны промышленных и непромышленных предприятий должны предусматривать наряду с месячным потреблением и обязательное суточное потребление ТЭ по дням недели. Поскольку прогноз строго соблюдаемого суточного потребления на год вперед практически невозможен, предприятия должны иметь возможность в оперативном порядке корректировать по каналам связи свои заявки хотя бы за сутки до необходимого изменения в соответствии с заранее предусмотренной процедурой.

Вследствие указанных выше причин эти особенности теплоснабжения промышленных и непромышленных предприятий должны иметь юридическую силу и отражаться в договоре на поставку ТЭ.

Осуществление предлагаемого процесса аккумулирования ТЭ в ТС невозможно без телеконтроля и возможности оперативного вмешательства со стороны диспетчерской службы в работу теплоиспользующих систем. О необходимости телеконтроля и архивации его данных указывалось в первой части статьи, и они должны быть максимально возможными. Необходимость оперативного вмешательства обусловлена тем, что иногда может возникать необходимость в ограничении потребления ТЭ одними потребителями или системами ради других против их заявок. Однако оперативное вмешательство в настоящее время со стороны диспетчерской службы ограничено ввиду ведомственной принадлежности теплоиспользующих систем. Если на промпредприятиях в основном есть диспетчерские службы, более-менее подготовленный оперативный персонал, находящийся в непосредственной близости от теплоиспользующих систем и, соответственно, способный ограничить потребление ТЭ, то на значительной части непромышленных предприятий и социальной сферы персонала достаточной квалификации может не оказаться вообще.

Вместе с тем надобность в экстренном краткосрочном снижении потребления ТЭ мелкими непромышленными потребителями ввиду их относительно малого веса в теплотреблении отсутствует. Часть крупных непромышленных потребителей, таких как больницы, диспансеры, поликлиники, вообще не следует ограничивать, а краткосрочное ограничение потребления спортивных комплексов, концертных залов, театров, учебных заведений и др. будет зависеть от их доли в теплотреблении района.

Несмотря на то что в жилищной сфере есть и персонал, и диспетчерские службы, количество объектов и их разброс таковы, что оперативный персонал не всегда способен в необходимые сроки уменьшить потребление ТЭ, воздействуя на теплоиспользующие системы на местах. Тем не менее именно в жилищном секторе наряду с промпредприятиями, благодаря его основной доле в теплотреблении, можно временно сократить использование ТЭ, не нанося большого ущерба качеству отопления и горячего водоснабжения. Это можно сделать путем дистанционной перенастройки параметров контролируемых сред регуляторами*. Но при этом объем максимально возможного ограничения в потреблении ТЭ и время ограничения должны быть заранее просчитаны, желательно по каждой системе объекта, исходя из допустимых последствий и температуры наружного воздуха для СО и систем ПВ.

Из сказанного выше следует:

- в каждом тепловом районе должен быть составлен список объектов или предприятий, где возможно ограничение в потреблении ТЭ, с указанием максимально допустимого объема ограничения и его продолжительности;
- оперативный персонал объектов, указанных в составленном списке, должен быть в состоянии обеспечить снижение теплотребления в необходимых объемах и продолжительности. Объемы ограничений при тех или иных параметрах настройки регуляторов и продолжительности ограничения должны быть просчитаны для каждого объекта (желательно по системам теплотребления);
- диспетчерский персонал ЖКХ или ТС должен иметь возможность дистанционного оперативного вмешательства в работу теплоиспользующих систем жилищной сферы. Если подвести итог данной статьи, то для обеспечения предложенной схемы аккумуляции ТЭ в соответствии с необходимым потреблением надо:

- модернизировать установленные на объектах системы автоматики или смонтировать новые;
 - привести в соответствие с характеристиками теплоиспользующих систем и режимов ТС оборудование и схемы ЦТП и ИТП;
 - обеспечить диспетчерские службы дистанционными возможностями текущего контроля за расходом ТЭ и управления теплоиспользующими системами в необходимых объемах;
 - уточнить тепловые нагрузки теплоиспользующих систем потребителей. Для промышленных и непромышленных потребителей предусмотреть обязательное заявленное теплотребление по дням недели. В целях создания возможности изменения потребления ТЭ разработать процедуру подачи заявки с указанием каналов связи.
- Для подготовки к работе теплоиспользующих систем при предлагаемой схеме аккумуляции ТЭ в ТС необходимо предусмотреть подготовительный период, в течение которого провести организационные и технические мероприятия, обеспечивающие выполнение указанных выше пунктов.

* Если сравнить системы ГВС и СО по предсказуемости снижения потребления ТЭ при перенастройке параметров регуляторов, то существующие методики расчетов и программное обеспечение позволяют более-менее точно просчитывать СО. Снижение потребления системами ГВС можно рассчитать только с очень большой погрешностью.

ОБСЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОУСТАНОВОК ЭНЕРГОСИСТЕМЫ – ВКЛАД ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА В ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

На первом этапе после принятия решения о проведении обследований энергоустановок энергосистемы органами государственного энергетического надзора проверки проводились выборочно в соответствии с отдельными поручениями (указаниями) Министерства энергетики, Главного государственного инспектора по энергетическому надзору Республики Беларусь, ГПО «Белэнерго». На сегодняшний день такие обследования проводятся систематически, что является существенным вкладом в повышение надежности энергоснабжения потребителей.

В целях обеспечения высокого уровня обследований энергоустановок энергосистемы филиалом «Энергонадзор» организовано повышение квалификации инспекторского состава на базе республиканских профильных учреждений образования, учебного центра РУП «Гродноэнерго», а также в рамках технической учебы, систематически проводимой в межрайонных отделениях филиала. Также филиалом было разработано, а руководством РУП «Гродноэнерго» утверждено Положение о взаимодействии персонала «Энергонадзора» и структурных подразделений РУП «Гродноэнерго» при контроле за энергоустановками энергосистемы, связанном с выполнением функций, входящих в компетенцию органов государственного энергетического надзора. В соответствии с этим Положением филиал «Энергонадзор», кроме всего прочего, должен ежемесячно представлять

руководству РУП «Гродноэнерго» информацию о проведенных обследованиях, характере выявленных нарушений и их устранении в рамках выданных предписаний.

После выхода постановления Министерства энергетики от 3 ноября 2009 года № 41 «О совершенствовании деятельности органов государственного надзора» обследования энергоустановок энергосистемы стали проводиться планомерно, на основе графиков, разработанных филиалом «Энергонадзор», согласованных РУП «Гродноэнерго» и утвержденных Главным государственным инспектором по энергетическому надзору Республики Беларусь в рамках годового плана работы филиала.

Самый значительный объем работ по обследованию энергоустановок, находящихся на балансе РУП «Гродноэнерго», был выполнен в течение 2011 года. За этот период в соответствии с графиком было проведено



Н.А. КАМЕНЕВ, ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»

1183 проверки технического состояния энергоустановок энергосистемы, не считая выполненных в соответствии с отдельными поручениями Министра энергетики. В результате в полном объеме были обследованы электрические и тепловые установки, находящиеся на балансе РУП «Гродноэнерго», включая энергоисточники, тепловые сети, энергоустановки объектов хозяйственных нужд, электрические сети.

В электрических сетях был произведен осмотр 15003,9 км воздушных линий 6–10 кВ, 4405,5 км воздушных линий 35–330 кВ, 10 293 трансформаторных подстанций различного напряжения и отходящих от них воздушных линий 0,4 кВ, в ходе которого выявлено большое количество нарушений действующих ТНПА. Так, только при обследовании в 2011 году электроустановок (ВЛ, ТП, РУ, объектов хозяйственных нужд) обнаружено 23 061 нарушение, а при проверке теплоустановок – 191.

Характерными нарушениями при эксплуатации воздушных линий электропередачи являются неудовлетворительное состояние просек и опор, отсутствие необходимых постоянных знаков и нумерации опор, наличие случаев нарушения охранных зон воздушных линий, обрыв заземляющих проводников, наличие повреж-



Тепловой пункт административного здания подстанции

денных изоляторов и гнезд птиц на опорах, отсутствие защиты от коррозии металлических элементов, а на ВЛ 0,4 кВ в отдельных случаях не соблюдается требуемое расстояние от проводов до земли при пересечении ими улиц в населенных пунктах.

При обследовании трансформаторных подстанций, особенно напряжением 6–10/0,4 кВ, выявлялись такие нарушения, как отсутствие или нечитаемость необходимых надписей и знаков электробезопасности на дверях распределительных устройств; неисправности освещения и строительной части трансформаторных подстанций; отсутствие в РУ однолинейных схем электроснабжения, барьеров на входе в трансформаторные камеры, вентильных разрядников. Кроме того, зачастую кабельные каналы не закрыты плитами из негорючего материала, оборудование не очищено от пыли и загрязнений, помещения ТП захламлены; в ЗТП отсутствуют первичные средства пожаротушения; имеются подтеки масла из маслонаполненного оборудования или уровень масла недостаточен; не защищены от коррозии (не покрашены) металлические части; не откалиброваны по току нагрузки плавкие вставки предохранителей (отсутствуют или не читаются надписи на предохранителях); не закрыты на запирающие устройства приводы разъединителей и отдельные щиты низкого напряжения на большинстве КТП, СТП; не выполнены или не соблюдаются сроки проведения профилактических испытаний электрооборудования; неисправны самозапирающиеся замки в ЗТП, отдель-



Электрооборудование подстанции

ные запирающие устройства в других ТП; не очищена от поросли и мусора прилегающая к ТП территория.

Основными недостатками, имеющимися в теплоустановках, явились отсутствие частично или полностью требуемой тепловой изоляции, захламленность тепловых камер или наличие в них воды, неисправность запорной арматуры и контрольно-измерительных приборов.

Отдельные подразделения в течение года допускали срыв сроков выполнения выданных госэнергонадзором предписаний. Следует отметить, что руководство РУП «Гродноэнерго» позитивно реагировало на ежемесячные сообщения филиала «Энергонадзор» о результатах проведенных обследований и ходе выполнения выданных предписаний и принимало жесткие меры к руководителям структурных подразделений, в электроустановках

которых было допущено значительное количество нарушений или не выполнялись в установленные сроки предписания Госэнергонадзора. В конечном итоге к концу 2011 года в электроустановках было устранено 19 676 нарушений, в теплоустановках – 129. При этом подразделениями РУП «Гродноэнерго» расчищено просек от древесно-кустарниковой растительности под воздушными линиями 6–10 кВ на площади 727,9 га (600,79 км), воздушными линиями 35–330 кВ на площади 2002,8 га (1033,5 км); убрано опасных деревьев в полосах леса, прилегающих к просекам воздушных линий 6–10 кВ, на площади 242,2 га (300,8 км).

Учитывая значительное количество выявленных нарушений, в том числе таких, устранение которых связано с большими материальными и финансовыми затратами или возможно в ходе предстоящих по графику капитальных ремонтов, филиалом «Энергонадзор» в соответствии с обращениями подразделений РУП «Гродноэнерго» согласован перенос сроков выполнения отдельных предписаний. С учетом этого на настоящий момент невыполненных предписаний Госэнергонадзора нет.

Таким образом, учитывая устранение значительного количества нарушений, влияющих на нормальную работу энергосистемы, итогом совместной работы Госэнергонадзора с подразделениями энергосистемы стало улучшение технического состояния энергоустановок и повышение уровня их безопасности как для обслуживающего персонала, так и для посторонних лиц, а также повышение надежности энергоснабжения потребителей.



Электрооборудование подстанции

АСКУЭ: ПРИБОРЫ УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И СОСТОЯНИЕ МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

С 1 апреля 2012 года вступил в силу технический кодекс установившейся практики (ТКП) 355-2011 (02230/03220) «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии». ТКП устанавливает порядок метрологического обеспечения на стадиях разработки, производства и эксплуатации автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

Комментарии к ТКП 355-2011

Технический кодекс 355-2011 «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии» утвержден и введен в действие двойным постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь и Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 12 декабря 2011 года №68/88. Данный технический кодекс в Беларуси введен впервые. Его требования обязательны для применения энергоснабжающими организациями, входящими в ГПО «Белэнерго», а также всеми юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями при создании и эксплуатации АСКУЭ.

Целью разработки данного технического кодекса являлась необходимость показать, какие, где и когда именно метрологические действия должны проводиться в ходе каждого этапа работ и на всех стадиях жизненного цикла АСКУЭ.

ТКП разрабатывался с учетом действующих стандартов, так как все стадии жизненного цикла АСКУЭ (разработка, производство и эксплуатация) включают в себя определенные этапы работ, проводимых для автоматизированных систем в соответствии с ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания» и ГОСТ 34.603-92 «Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем».

В частности, ТКП предусматривает, что перед приемкой в опытную

эксплуатацию все применяемые в составе АСКУЭ средства измерений должны иметь только действующие свидетельства о поверке. Процедуре метрологической аттестации расчетная АСКУЭ должна быть подвергнута только перед испытаниями, проводимыми с целью приемки системы в постоянную эксплуатацию. На практике зачастую возникает ситуация, когда срок действия свидетельства о метрологической аттестации истекает до приемки АСКУЭ в постоянную эксплуатацию, и в результате появляется необходимость повторного проведения данной процедуры.

В соответствии с данным техническим кодексом АСКУЭ подразделяются на расчетные и технические. К расчетным АСКУЭ отнесены системы, осуществляющие расчетный учет и предназначенные для применения в сфере законодательной метрологии. В соответствии с Законом Республики Беларусь «Об обеспечении единства измерений» эта сфера распространяется на измерения, выполняемые при осуществлении торговли и расчетов между покупателем и продавцом. К техническим АСКУЭ относятся системы, осуществляющие технический учет и предназначенные для применения вне сферы законодательной метрологии.

Согласно требованиям ТКП в отношении расчетных АСКУЭ и средств измерений должны применяться следующие виды метрологического контроля: утверждение типа средств измерений, метрологическая аттестация, поверка (калибровка). Технические АСКУЭ или их средства измерений могут, при необходимости, подвергаться поверке или калибровке либо могут применяться другие способы обеспечения единства измерений,



А.М. СУЛЬЖИЦ,
заведующая лабораторией
РУП «БЕЛТЭИ»

определенные юридическим лицом, индивидуальным предпринимателем или иным физическим лицом, применяющим эти средства измерений.

Разработанный технический кодекс определяет не только порядок метрологического обеспечения, но и объем его проведения. Так, техническим кодексом устанавливается, что в АСКУЭ метрологической аттестации подлежат только измерительные каналы, в состав которых входят электронные счетчики электрической энергии и мощности с цифровым интерфейсом, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения. Вместе с тем устройства сбора и передачи данных (УСПД) не включены в состав измерительных каналов АСКУЭ, не являются средствами измерений, а следовательно, не подлежат метрологическому контролю.

Технический кодекс также определяет, какой вид метрологического контроля будет применяться на стадии эксплуатации расчетной АСКУЭ (внеочередная калибровка или метрологическая аттестация) для измерительного канала системы, в котором после ремонта или модернизации произошли определенные изменения (например, замена трансформаторов тока, счетчиков и т.д.).

При разработке данного технического кодекса учитывались достижения современных информационных

технологий в цифровой обработке информации, ее хранении, передаче, документировании и отображении, использующиеся при создании АСКУЭ, так как финансовые затраты на метрологическое обеспечение систем должны быть оправданы.

Электронные счетчики электрической энергии и мощности как элемент АСКУЭ

Основным элементом в составе современной АСКУЭ является электронный счетчик электрической энергии. Все представленные в Республике Беларусь изготовители и поставщики электронных счетчиков широко известны технической обществу. В рамках системы проводимых ГПО «Белэнерго» отраслевых испытаний приборов учета, применяемых в составе АСКУЭ, представляется возможность осуществлять в республике полный мониторинг динамики наполнения рынка средств учета электроэнергии. Данные по развитию рынка электронных счетчиков за последние пять лет (2007–2011 годы) представлены в таблице.

Очевидно, что доля лидеров производства электронных счетчиков в Беларуси (РУП «ВЗЭП», ЗАО «ФЗИП «Энергомера», ОАО «БЭМЗ», НП ООО «Гран-Система-С») существенна и составляет порядка 90 %. Кроме представленных в таблице производителей и поставщиков электронных счетчиков можно также отметить следующие компании, которые последние два года реализовывали приборы учета электроэнергии на террито-

рии Республики Беларусь: ОАО «Гомельский завод измерительных приборов», ОДО «ЭкоМера», УПП «Микрон», ЗАО «Завод контрольно-измерительной аппаратуры». Их доля в общем объеме реализации приборов учета электроэнергии составляет менее 2 %. Все проблемные вопросы внедрения и эксплуатации приборов учета рассматриваются на уровне ГПО «Белэнерго».

В составе современной АСКУЭ можно применять электронные счетчики учета электрической энергии, произведенные любой из представленных на территории Республики Беларусь организаций. Все они осуществляют сопровождение этих приборов, включая их поставку, диагностику, параметрирование, гарантийное и послегарантийное обслуживание, имеют обратную связь с энергетиками и потребителями при возникновении вопросов работоспособности и надежности приборов. Как правило, из всего числа реализованных электронных счетчиков более 90 % приходится на произведенные в Республике Беларусь, причем это относится как к однофазным, так и к трехфазным счетчикам.

В электронных счетчиках нового поколения используются современные достижения микроэлектроники, цифровые методы обработки сигналов; они более компактны, обеспечивают более высокую точность измерений и выполняют ряд дополнительных функций с практически неограниченными сервисными возможностями.

Электронные счетчики дают более точные показания, чем устаревшие индукционные приборы

учета. Повлиять на достоверность данных этих приборов достаточно сложно. Счетчики дают возможность учитывать и измерять множество параметров электроэнергии на электростанциях и у потребителей. А наличие внутри них пароя и данных о потребителе делает попытки их кражи бессмысленными. АСКУЭ, созданная на базе электронных счетчиков, позволяет снимать показания приборов учета дистанционно, выявлять неисправные приборы учета, осуществлять оперативный надзор и контроль баланса электроэнергии.

Присутствуют на рынке электронных счетчиков в Республике Беларусь и такие интеллектуальные приборы учета, которые позволяют с помощью электронной пластиковой карты производить оплату за потребленную электроэнергию или, наоборот, в случае неоплаты автоматически ограничивать ее потребление. К сожалению, эти функции на сегодняшний день не востребованы в нашей стране.

Учет электрической энергии – один из важнейших факторов рационального и эффективного использования ТЭР в стране, поэтому важно применять и совершенствовать методы использования АСКУЭ, с их помощью внедрять современные тарифные системы и контролировать темпы роста пиковых мощностей в Белорусской энергосистеме. При этом нельзя забывать, что АСКУЭ лишь инструмент в руках специалистов-энергетиков, предназначенный для реализации важных и порой стратегических задач, главной из которых остается энергетическая безопасность страны.

Рынок электронных счетчиков в Беларуси за 2007–2011 годы

Производитель / поставщик	Производство / поставка, шт., 2007 г.		Производство / поставка, шт., 2008 г.		Производство / поставка, шт., 2009 г.		Производство / поставка, шт., 2010 г.		Производство / поставка, шт., 2011 г.	
	1-фазные	3-фазные	1-фазные	3-фазные	1-фазные	3-фазные	1-фазные	3-фазные	1-фазные	3-фазные
РУП «ВЗЭП»	31 800	8 100	29 183	8 029	43 271	9 119	40 758	9 139	34 294	6 122
ЗАО «ФЗИП «Энергомера»	24 130	12 530	23 152	22 425	28 380	25 669	33 925	27 631	37 480	25 525
ОАО «БЭМЗ»	18 100	–	20 573	54	15 317	1 991	15 484	3 158	15 898	4 443
НП ООО «Гран-Система-С»	14 000	13 000	20 900	19 900	18 900	8 700	55 600	15 160	15 490	8 442
ПРУП «Завод «Электроника»	1 000	–	4 534	33	3 000	7	9 128	97	2 503	149
ПСДТУ РУП «Гродноэнерго»	–	250	–	834	50	3 018	–	1 450	2 150	1 406
ЗАО «ГомельЭнергоСервис», ЧПУП «Энергопромавтоматика»	–	1 130	–	1 300	–	423	нет данных		–	700
ООО «ЭнергоМетСистем»	410	215	540	384	1 200	330	2 112	903	1 718	500
СООО «БЕЛТЕЛЕКАРТ-М»	4 280	2 080	3 820	2 090	нет данных		2 506	874	1 232	462
Итого	93 720	37 305	102 702	55 049	110 118	40 557	159 513	58 412	110 765	47 749

СТАНДАРТЫ – В ПОДДЕРЖКУ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ПОЛИТИКИ

Вопросы эффективного и бережливого использования энергоресурсов для нашей страны имеют приоритетное значение. Реализуемая государственная энергосберегающая политика нацелена на постоянное снижение энергоемкости ВВП, увеличение доли местных топливно-энергетических ресурсов, внедрение современных энергоэффективных технологий и продукции в промышленности и социальном секторе. Неотъемлемым элементом решения этих ключевых задач признаны государственные стандарты, содействующие научно-техническому прогрессу и инновациям, обеспечению безопасности для населения и окружающей среды, экономии ресурсов и устранению технических барьеров в торговле.

Система технического нормирования, стандартизации и оценки соответствия является организационно-методической основой проведения в жизнь политики энергосбережения. Это подтверждает тот факт, что в настоящее время в нашей стране реализуется уже вторая по счету Программа развития системы технического нормирования, стандартизации и подтверждения соответствия в области энергосбережения на 2011–2015 годы (далее – программа). Она учитывает результаты реализации аналогичной программы на 2007–2010 годы и направлена на дальнейшее развитие и совершенствование технической нормативной правовой базы республики в этой значимой сфере.

Так, в течение пятилетки планируется разработать 136 государственных стандартов, свыше 80 % которых будут основаны на международных и европейских требованиях. Выбор их тематики осуществлялся исходя из актуальных задач в области энергосбережения, стоящих перед нашей страной на современном этапе, а также с учетом реализации основных законодательных актов и документов в этой сфере, в первую очередь Директивы Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 года № 3. Принимались во внимание также предложения заинтересованных органов государственного управления, международный опыт и современные тенденции развития.

Наряду с традиционными направлениями технического нормирования и стандартизации в области энергосбережения новая программа охватывает такие приоритеты, как возобновляемые источники энергии; местные виды топлива; высокоэкономичное теплогенерирующее,

промышленное и технологическое оборудование; новые виды бытовой техники и аппаратуры, светотехнических устройств; малые энергосистемы; энергоэффективность зданий; энергоменеджмент и энергоаудит.

Предусматривается также выполнение ряда мероприятий по совершенствованию метрологического обеспечения, оценки и подтверждения соответствия, внедрению систем управления энергопотреблением.

В работу по реализации заданий программы вовлечены организации Министерства энергетики, Министерства архитектуры и строительства, Министерства промышленности, Госстандарта, НАН Беларуси и другие учреждения. Такой системный и многоотраслевой подход к развитию национальной нормативной базы позволит обеспечить эффективную поддержку государственной энергосберегающей политики, повышение энергетической и экологической эффективности экономики, а также ее конкурентоспособности.

Разработка государственных стандартов

По итогам 2011 года в рамках выполнения программы было разработано 30 государственных стандартов по направлениям:

- энергоресурсы (расширение использования местных видов топлива, применение возобновляемых источников энергии и др.): СТБ 2229-2011 «Торф фрезерный верховой. Технические условия»; СТБ EN 15103-2011 «Биотопливо твердое. Определение насыпной плотности»; СТБ EN 15210-1-2011 «Биотопливо твердое. Определение механической прочности гранул и брикетов. Часть 1. Гранулы» и др.;



Г.В. ГОТОВКО, главный специалист управления технического нормирования и стандартизации Госстандарта

- теплогенерирующее оборудование: СТБ EN 298-2011 «Системы автоматического управления газовыми горелками и газовыми приборами с вентиляторами или без вентиляторов»;

- промышленное оборудование: СТБ IEC 60034-30-2011 «Машины электрические вращающиеся. Часть 30. Классы энергоэффективности односкоростных трехфазных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором (код IE)», СТБ IEC 60034-2-1 «Машины электрические вращающиеся. Часть 2-1. Стандартные методы определения потерь и коэффициента полезного действия при испытаниях (за исключением машин для тяговых транспортных средств)»;

- бытовое электрооборудование: СТБ IEC 60335-2-102 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 2-102. Дополнительные требования к приборам, работающим на газовом, жидком и твердом топливе и имеющим электрические соединения»; СТБ IEC 60335-2-104-2011 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 2-104. Дополнительные требования к устройствам, предназначенным

для восстановления и/или рециркуляции хладагентов в оборудовании для кондиционирования воздуха и холодильном оборудовании» и др.

Создание национальных эталонов и сертификация специалистов и организаций

С целью совершенствования обеспечения единства измерений, в том числе в области энергосбережения и энергоэффективности, проводятся работы по созданию национальных эталонов. Так, Всероссийским научно-исследовательским Институтом метрологии имени Д.И. Менделеева была создана и поставлена в Республику Беларусь эталонная установка для воспроизведения теплопроводности в диапазоне от 0,02 до 0,2 Вт/(м·К). Осуществлены пусконаладочные работы данной установки и проведены предварительные измерения теплопроводности.

В рамках создания национального эталона единицы энергии сгорания – Джоуль – изготовлен образец калориметрической установки на основе бомбового калориметра, предназначенной для измерения энергии сгорания твердого и жидкого топлива.

Проведены монтаж и пусконаладочные работы эталонного расходомерного комплекса до 6500 м³/ч с поверочной средой – воздух. Комплекс оснащен установкой для испытаний, калибровки и поверки промышленных газосчетчиков, термостатирующим измерительным устройством, низкотемпературным термостатом, многофункциональным калибратором и другим современным оборудованием.

Для обеспечения проведения энергоаудита по состоянию на 1 января 2012 года в республике сертифицировано 308 специалистов по энергетическому обследованию организаций с присвоением квалификации эксперта-энергоаудитора и 45 организаций на право оказания услуг по энергетическому обследованию.

Формирование каталогов энергоэффективной продукции

Важным инструментом энергосберегающей политики является информирование субъектов хозяйствования и потребителей относительно энергоэффективности продукции посредством размещения информации в тематических каталогах. Они формируются на основе постоянно актуализируемого специального ин-

формационного ресурса – подсистемы каталогизации энергоэффективной и энергосберегающей продукции и материалов, созданной в рамках Государственной системы по каталогизации, работа которой координируется Госстандартом.

В 2011 году были изданы каталоги энергоэффективной продукции – «Изделия энергосберегающие в строительстве», «Отопительное и нагревательное оборудование», «Приборы для контроля и регулирования энергопотребления» и «Бытовые электрические приборы и осветительная аппаратура». Они помогают продемонстрировать потребителям энергетические преимущества продукции и позволяют сориентироваться в ее выборе, что в свою очередь стимулирует изготовителей к повышению класса энергоэффективности оборудования, способствует бережливому отношению к энергетическим ресурсам.

На межгосударственном уровне

Вопросы эффективного использования энергоресурсов нашли свое отражение в работах по техническому регулированию в рамках Таможенного союза. На их решение направлен, в частности, проект технического регламента Таможенного союза (далее – ТР ТС) «Об информировании потребителя об энергетической эффективности электрических энергопотребляющих устройств», который разработан на основе европейского технического законодательства и уже прошел процедуру публичного обсуждения. В нем для электрических приборов бытового назначения устанавливаются классы и характеристики энергетической эффективности, которые должны приводиться в стандартной этикетке энергоэффективности и в эксплуатационных документах, что позволит потребителям ориентироваться в выборе более экономичной техники и будет содействовать ее продвижению на рынке.

В дополнение к указанному выше ТР ТС планируется разработка технического регламента «Об энергетической эффективности электрических энергопотребляющих устройств», который также будет гармонизирован с европейскими требованиями. Он установит минимально допустимый уровень энергоэффективности для бытовой и офисной электротехники, асинхронных электродвигателей, циркуляционных насосов, вентиляторов и других широко распростра-

ненных изделий электротехники и радиоэлектроники. Требования будут затрагивать потребление приборами электрической энергии и других ресурсов как при выполнении их рабочих функций, так и в режиме ожидания и выключения.

На основе европейской директивы о средствах измерений разработан проект ТР ТС «О требованиях к системам и приборам учета воды, газа, тепловой энергии, электрической энергии». Область его распространения – системы и приборы учета воды, газа, тепловой и электрической энергии, предназначенные для применения в жилых домах и зданиях, строениях, сооружениях организаций коммунального комплекса. Регламент устанавливает метрологические и технические требования к данным системам и приборам, требования к маркировке, терминологии, формы и процедуры оценки (подтверждения) соответствия.

Кроме того, национальные организации по стандартизации Беларуси, Казахстана и России участвуют в реализации принятой в рамках СНГ Программы развития межгосударственных стандартов, обеспечивающих их гармонизацию с международными стандартами в области энергоэффективности и энергосбережения. Она предусматривает разработку свыше 700 межгосударственных стандартов в важнейших отраслях экономики, которые будут основываться на международных стандартах ISO, IEC, европейских стандартах (EN), стандартах ASTM. За Беларусь закреплена разработка стандартов на отопительные и газовые котлы, дизельные двигатели, различные бытовые электроприборы, теплоизоляционные материалы, строительное стекло и стеклопакеты, нефтепродукты, малые системы с возобновляемой энергией, предназначенные для сельской электрификации, газовые счетчики, водомеры и др.

В 2012 году в республике будет продолжена работа по развитию нормативной базы в области энергосбережения как на национальном, так и межгосударственном уровнях. Новые разработки, основанные на современных международных и европейских требованиях, призваны стимулировать внедрение энергоэффективных технологий и новаций, выпуск более экономичного оборудования и приборов, что в свою очередь будет благоприятно сказываться на экономике и окружающей среде, а также интересах потребителей.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 апреля 2012 года в республике вводится в действие технический кодекс установившейся практики **ТКП 355-2011 «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии»**. Он устанавливает порядок метрологического обеспечения на стадиях разработки, производства и эксплуатации автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) и является обязательным для применения энергообеспечивающими организациями, входящими в ГПО «Белэнерго», а также всеми юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями при создании и эксплуатации АСКУЭ.

С 1 июня 2012 года будет введен в действие **СТБ ИЕС 60335-2-102-2011**, который устанавливает требования безопасности к бытовому и аналогичным электрическим приборам, работающим на газообразном, жидком и твердом топливе и имеющим электрические соединения, номинальное напряжение которых не превышает 250 В для однофазных приборов и 480 В – для других приборов. Это, к примеру, котлы центрального отопления, коммерческое оборудование предприятий общественного питания, приборы для приготовления пищи, чистки, оборудование для прачечных, комнатные обогреватели, конвекторы, водонагреватели. Приборы, не предназначенные для бытового применения, но которые могут стать источником

опасности для людей, не являющихся специалистами (например в магазинах, в легкой промышленности и на фермах), также входят в область применения данного стандарта. **СТБ ИЕС 60335-2-102-2011** учитывает основные виды опасностей, источником которых могут стать приборы при их эксплуатации в бытовых условиях.

СТБ 1510-2012 «Дрова. Технические условия», вводимый с 1 июля 2012 года, распространяется на дрова хвойных и лиственных пород, заготавливаемые в результате рубок главного пользования, промежуточного пользования и прочих рубок. Документ устанавливает технические требования, требования безопасности, правила приемки, методы контроля.

С этой же даты вводится в действие **СТБ ИЕС 60335-2-104-2011**, содержащий требования безопасности электрических приборов для восстановления и/или рециркуляции хладагентов из оборудования кондиционирования воздуха и холодильного оборудования, включающих компрессоры с открытым приводом или мотор-компрессоры, номинальное напряжение которых не превышает 250 В для однофазных приборов и 600 В – для других приборов. В область распространения стандарта не входят приборы промышленного назначения, приборы, предназначенные для использования в местах со специальными условиями (например, коррозионная или взрывоопасная среда (пыль, пар или газ)).

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА

С 31 декабря 2012 года вступает в силу ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту».

С 15 февраля 2013 года вступают в силу:

ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования»;

ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»;

ТР ТС 011/2011 «Безопасность лифтов»;

ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;

ТР ТС 016/2011 «О безопасности аппаратов, работающих на газообразном топливе»;

ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств».

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 13207-1:2012 «Транспорт дорожный. Характеристики светодиодных (LED) ламп для обнаружения повреждений, совместимых с лампами накаливания.

Часть 1. Светодиодные лампы, используемые в качестве указателей поворота» (принят 15.02.2012).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 62341-6-2:2012 «Экраны с органическими светодиодами (OLED). Часть 6-2. Методы измерений визуального качества и эксплуатационных характеристик в условиях окружающей среды» (принят 24.01.2012);

IEC 62639:2012 «Лампы высокочастотные газоразрядные флуоресцентные. Эксплуатационные требования» (принят 21.02.2012).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайте:

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – www.tnpa.by;

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by;

БелГИСС – www.belgiss.by.

Телефон «горячей линии»:

Национального фонда ТНПА – (017) 262 14 20

Заказ документов – тел./факс (017) 262 28 24, 262 49 31

www.shop.belgiss.by



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

май/июнь 2012 года

БЕЛАРУСЬ

Белорусский промышленный форум 16-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 15.05.2012– 18.05.2012	Город: Минск Место проведения: пр-т Победителей, 20/2, футбольный манеж	www.expoforum.by
Белпромэнерго - 2012	Дата проведения: 15.05.2012– 18.05.2012	Город: Минск Место проведения: пр-т Победителей, 20/2, футбольный манеж	www.expoforum.by
Химия. Нефть и газ - 2012 14-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 15.05.2012– 18.05.2012	Город: Минск Место проведения: пр-т Победителей, 20	www.expoforum.by
Вода и тепло - 2012 14-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 22.05.2012– 25.05.2012	Город: Минск Место проведения: пр-т Победителей, 20/2, футбольный манеж	www.expoforum.by

РОССИЯ

Чистая вода. Технологии. Оборудование - 2012 14-я Международная выставка	Дата проведения: 15.05.2012– 18.05.2012	Город: Нижний Новгород	www.exponet.ru
Энергетика. Электротехника. Энерго- и ресурсосбережение - 2012 14-я специализированная выставка	Дата проведения: 15.05.2012– 18.05.2012	Город: Нижний Новгород	www.exponet.ru
Энергосбережение, отопление, вентиляция, водоснабжение в промышленности и ЖКХ - 2012 Специализированная выставка-конференция	Дата проведения: 15.05.2012– 17.05.2012	Город: Екатеринбург	www.exponet.ru
Энергетика дальневосточного региона - 2012 11-я специализированная выставка технологий и оборудования для выработки, транспортировки и сбережения энергопродукции	Дата проведения: 16.05.2012– 19.05.2012	Город: Хабаровск	www.exponet.ru
Энергетика и электротехника - 2012 Международная специализированная выставка энергетической промышленности и электрооборудования	Дата проведения: 22.05.2012– 25.05.2012	Город: Санкт-Петербург	www.exponet.ru

Энергосбережение. Дорога. Тоннель. СтройСпецТехника - 2012 5-я Юбилейная специализированная выставка	Дата проведения: 23.05.2012– 25.05.2012	Город: Сочи	www.exponet.ru
Строительство. Энергетика. ЖКХ. Недра Ямала - 2012 Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 31.05.2012– 01.06.2012	Город: Ноябрьск	www.exponet.ru
АТОМЕХРО 2012 4-й Международный форум	Дата проведения: 04.06.2012– 06.06.2012	Город: Москва	www.exponet.ru
Котлы и горелки - 2012 10-я специализированная выставка	Дата проведения: 04.06.2012– 06.06.2012	Город: Санкт-Петербург	www.exponet.ru
Рос-Газ-Экспо - 2012 16-я Международная специализированная выставка газовой промышленности и технических средств для газового хозяйства	Дата проведения: 04.06.2012– 06.06.2012	Город: Санкт-Петербург	www.exponet.ru
Энергосбережение и энергоэффективность, инновационные технологии и оборудование - 2012 4-я Международная специализированная выставка	Дата проведения: 04.06.2012– 06.06.2012	Город: Санкт-Петербург	www.exponet.ru
Тобольск: Строительство. Энергетика. ЖКХ - 2012 5-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 06.06.2012– 08.06.2012	Город: Тобольск	www.exponet.ru
Нефть. Газ. Геология - 2012 13-я специализированная выставка-конгресс с международным участием	Дата проведения: 06.06.2012– 08.06.2012	Город: Томск	www.exponet.ru
ЭлектроТехноЭкспо - 2012 Международная специализированная выставка электротехнического оборудования, энергосберегающих технологий и инновационных разработок	Дата проведения: 13.06.2012– 16.06.2012	Город: Москва	www.exponet.ru
Нефтегаз - 2012 Московская международная выставка	Дата проведения: 25.06.2012– 29.06.2012	Город: Москва	www.exponet.ru

СНГ

Нефть и газ Узбекистана - OGU 2012 16-я Международная выставка и конференция	Дата проведения: 15.05.2012– 17.05.2012	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
Power Uzbekistan 2012 7-я Международная специализированная выставка и конференция «Энергетика, энергосбережение, электротехническое оборудование, силовая электроника, теплоэнергетическое оборудование, солнечная и ветровая энергетика, информационно-измерительная техника»	Дата проведения: 15.05.2012– 17.05.2012	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru
KazInterPower 2012 Международная выставка оборудования и технологий по энергетике и электротехнике	Дата проведения: 21.05.2012– 23.05.2012	Город: Павлодар, Казахстан	www.exponet.ru
Power-Kazindustry 2012 Международная промышленная выставка энергетики и электротехники	Дата проведения: 22.05.2012– 24.05.2012	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
Светотехника и кабели - 2012 Международная выставка	Дата проведения: 22.05.2012– 24.05.2012	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
Энергетика - 2012 Международная выставка	Дата проведения: 22.05.2012– 24.05.2012	Город: Алматы, Казахстан	www.exponet.ru
Caspian Power 2012 2-я Каспийская международная выставка «Энергетика и альтернативная энергия»	Дата проведения: 05.06.2012– 08.06.2012	Город: Баку, Азербайджан	www.exponet.ru

В МИРЕ

Greenpower 2012 Международная ярмарка возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 08.05.2012– 10.05.2012	Город: Познань, Польша	www.exponet.ru
EI & Teknik 2012 Специализированная выставка электротехники	Дата проведения: 08.05.2012– 10.05.2012	Город: Оденсе, Дания	www.exponet.ru
POGEE 2012 10-я Международная выставка и конференция по нефти, газу, энергетике	Дата проведения: 08.05.2012– 10.05.2012	Город: Карачи, Пакистан	www.expoclub.ru
China EPower 2012 Международная специализированная электроэнергетическая выставка	Дата проведения: 09.05.2012– 11.05.2012	Город: Шанхай, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Oil & Gas 2012 Международная выставка нефтегазовой промышленности	Дата проведения: 10.05.2012– 12.05.2012	Город: Найроби, Кения	www.exponet.ru
Oil&nonOil 2012 Международная выставка топливно-энергетического комплекса и автосервиса	Дата проведения: 13.05.2012– 15.05.2012	Город: Модена, Италия	www.exponet.ru
Clean Power Asia 2012 Выставка в сфере экологически чистой и возобновляемой энергии	Дата проведения: 15.05.2012– 17.05.2012	Город: Бали, Индонезия	www.exponet.ru
Energetics 2012 Выставка по промышленной энергетике	Дата проведения: 15.05.2012– 18.05.2012	Город: Целе, Словения	www.exponet.ru
Flowexpo 2012 Международная выставка клапанов, трубопроводов, насосов, компрессоров и их производства	Дата проведения: 16.05.2012– 18.05.2012	Город: Гуанчжоу, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
CIS O&G Summit 2012 12-й ежегодный саммит СНГ по нефти и газу	Дата проведения: 14.05.2012– 16.05.2012	Город: Париж, Франция	www.expoclub.ru
Middle East Petrotech 2012 8-я Ближневосточная международная нефтехимическая выставка и конференция	Дата проведения: 20.05.2012– 23.05.2012	Город: Манама, Бахрейн	www.expoclub.ru
Power Generation & Steel Production Exhibition and Conference 2012 Выставка и конференция по энергетике и производству стали	Дата проведения: 22.05.2012– 24.05.2012	Город: Абуджа, Нигерия	www.exponet.ru
MOС 2012 7-я Международная средиземноморская конференция и выставка оффшорных нефтегазовых технологий и оборудования	Дата проведения: 22.05.2012 - 24.05.2012	Город: Александрия, Египет	www.expoclub.ru
Energie 2012 Выставка и конференция по промышленной энергетике	Дата проведения: 23.05.2012– 25.05.2012	Город: Сен-Гален, Швейцария	www.exponet.ru
Petrol Station 2012 Международная выставка топлива и энергетики	Дата проведения: 23.05.2012– 25.05.2012	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
All-Energy 2012 Выставка и конференция по энергетике	Дата проведения: 23.05.2012– 24.05.2012	Город: Абердин, Великобритания	www.exponet.ru
Genera 2012 Международная выставка по энергетике и окружающей среде	Дата проведения: 23.05.2012– 25.05.2012	Город: Мадрид, Испания	www.exponet.ru
World Bioenergy 2012 Выставка по биоэнергетике	Дата проведения: 29.05.2012– 31.05.2012	Город: Йенчепинг, Швеция	www.exponet.ru

Asian Elenex 2012 Международная выставка электрооборудования и электроники	Дата проведения: 04.06.2012– 06.06.2012	Город: Гонконг, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
World Gas Conference (WGC) 2012 25-я Всемирная газовая конференция и выставка	Дата проведения: 04.06.2012– 08.06.2012	Город: Куала-Лумпур, Малайзия	www.exponet.ru
Renewable Energy Asia 2012 Международная выставка по возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 06.06.2012– 09.06.2012	Город: Бангкок, Таиланд	www.exponet.ru
Electric, Power, Oil & Gas Surabaya 2012 Международная выставка электрооборудования и технологий переработки нефти и газа	Дата проведения: 06.06.2012– 09.06.2012	Город: Сурабая, Индонезия	www.exponet.ru
Guangzhou Electrical Building Technology 2012 Специализированная выставка строительства, энергосберегающих технологий	Дата проведения: 09.06.2012– 12.06.2012	Город: Гуанчжоу, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
ASME TURBO EXPO 2012 Выставка и конгресс по газовым турбинам и авиадвигателям	Дата проведения: 11.06.2012– 15.06.2012	Город: Копенгаген, Дания	www.expoclub.ru
PECOM 2012 Международная мексиканская нефтегазовая выставка и конференция	Дата проведения: 12.06.2012– 14.06.2012	Город: Виллаэрмоса, Мексика	www.expoclub.ru
Aqua 2012 19-я Международная выставка гидроэнергетики, окружающей среды, коммунального оборудования и управления водными ресурсами	Дата проведения: 12.06.2012– 14.06.2012	Город: Тренчин, Словакия	www.exponet.ru
Global Petroleum Show 2012 Нефтегазовая выставка	Дата проведения: 12.06.2012– 14.06.2012	Город: Калгари, Канада	www.exponet.ru
POWER-GEN Europe 2012 Выставка энергетической индустрии	Дата проведения: 12.06.2012– 14.06.2012	Город: Кельн, Германия	www.exponet.ru
Powertage 2012 Выставка в сфере энергетики	Дата проведения: 12.06.2012– 14.06.2012	Город: Цюрих, Швейцария	www.exponet.ru
China International Oil & Gas Storage & Transportation Technology & Equipment Exhibition (CIOGST) 2012 Китайская международная выставка технологий и оборудования для хранения и транспортировки нефти и газа	Дата проведения: 13.06.2012– 15.06.2012	Город: Пекин, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Global Energy Career Exposition 2012 Выставка вакансий в нефтегазовой отрасли	Дата проведения: 13.06.2012– 14.06.2012	Город: Калгари, Канада	www.exponet.ru
Intersolar 2012 Выставка и конференция по использованию и получению солнечной энергии	Дата проведения: 13.06.2012– 15.06.2012	Город: Мюнхен, Германия	www.expoclub.ru
NOG Tech 2012 3-я Международная выставка и конференция нефтегазовых технологий Нигерии	Дата проведения: 26.06.2012– 28.06.2012	Город: Лагос, Нигерия	www.expoclub.ru
CWIEME Berlin 2012 Выставка и конференция по производству и перемотке электромагнитных катушек, электродвигателей и трансформаторов	Дата проведения: 26.06.2012– 28.06.2012	Город: Берлин, Германия	www.expoclub.ru
ConLife 2012 Специализированная выставка технологий для автоматизации, интеллектуальных зданий, систем электроснабжения и управления	Дата проведения: 26.06.2012– 28.06.2012	Город: Кельн, Германия	www.exponet.ru
China International Power Transmission and Automatic Control (CIPTC) 2012 Международная выставка контрольного оборудования и оборудования для передачи электроэнергии	Дата проведения: 28.06.2012– 30.06.2012	Город: Пекин, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru

Подготовила Вероника АНТОНОВА

АЭС В БЕЛАРУСИ – ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ

По итогам 4-го Международного форума «Атомэкспо-Беларусь-2012»

21–23 марта состоялся 4-й Международный форум «Атомэкспо-Беларусь-2012», который проводится по инициативе Министерства энергетики Республики Беларусь. На три дня столичный футбольный манеж превратился в выставочную и дискуссионную площадку, на которой были продемонстрированы современные технологии и оборудование в области атомной энергетики, а также обсуждались вопросы ее развития в нашей стране. В этом году в форуме приняло участие более полусотни компаний.



International Specialized Exhibition
CONFERENCE

ATOMEXPO
Belarus

Альтернативы атомной энергетике в Беларуси нет

В ходе открытия выставки первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко заявил, что практическая фаза реализации проекта строительства белорусской АЭС уже началась. Он отметил, что атомная станция необходима для обеспечения энергетической и экономической безопасности страны, так как 80 % первичных энергоносителей в настоящее время импортируются, при этом для выработки 95 % электрической и тепловой энергии используется один источник – природный газ. Это опасная зависимость, подчеркнул первый вице-премьер и отметил, что после ввода в эксплуатацию атомной электростанции в Беларуси она будет вырабатывать около 25 % энергии, а это уже реальная диверсификация топливно-энергетического баланса страны. В.И. Семашко обратил внимание на то, что развитие атомной энергетики – мировая тенденция. Даже страны, которые не относятся к числу энергозависимых, продолжают идти по этому пути. К примеру, российской программой развития энергетики до 1930 года предусмотрено в 2,5 раза увеличить мощности атомных электростанций, несмотря на огромные запасы ресурсов (газ, нефть, уголь), которыми обладает страна.

Строительство АЭС в нашей стране позволит заместить более 5 млрд м³ импортируемого природного газа, снизить себестоимость производства электрической энергии и, следовательно, темп роста тарифов на ее отпуск потребителям, вывести из эксплуатации устаревшие и неэффективные генерирующие мощности, а также снизить уровень выбросов парниковых газов на 7–10 млн т в год, отметил заместитель Министра энергетики Респу-



блики Беларусь М.И. Михадюк в ходе пленарного заседания научно-практической конференции «Перспективы атомной энергетики в Республике Беларусь», которая состоялась в рамках форума.

Кроме того, сооружение АЭС в Беларуси придаст качественно новый интеллектуальный и технологический импульс развитию страны и обеспечит дополнительные гарантии ее государственной независимости и экономической самостоятельности.

Заместитель Министра напомнил, что прежде чем принять решение о сооружении АЭС, были тщательно взвешены возможности страны по максимальному экономически обоснованному использованию местных ТЭР, возобновляемой энергии, определены стратегические направления энергосбережения, диверсификации поставок ТЭР в страну по видам топлива и поставщикам, определены пути повышения эффективности работы Белорусской энергосистемы и модернизации ее основных фондов.

Формирование договорной базы с Российской Федерацией

Сегодня уже никто не сомневается, что АЭС в Беларуси будет построена, так как страна успешно прошла подготовительный период и готова к началу строительных работ по возведению станции.

В прошлом году шло активное формирование необходимой договорной базы с Российской Федерацией. 15 марта 2011 года подписано соглашение о сотрудничестве в строительстве на территории Республики Беларусь атомной электростанции, которое дало новый импульс развитию



ядерной энергетики в республике и сотрудничеству Беларуси и России в энергетической сфере, а также создало правовую основу для подписания контрактных соглашений по реализации этого проекта. 11 октября 2011 года между ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» и ЗАО «Атомстройэкспорт» подписано контрактное соглашение о строительстве на территории Республики Беларусь АЭС, в котором определены сроки подписания генерального контракта на строительство АЭС, основные обязательства сторон, сроки строительства и др.

Ключевым событием стало подписание 25 ноября 2011 года межправительственного соглашения о предоставлении Республике Беларусь российского государственного экспортного кредита для финансирования сооружения атомной электростанции на льготных условиях в размере \$ 10 млрд на 25 лет, который должен покрыть 90 % стоимости строительства АЭС. Остальные 10 % будут финансироваться за счет коммерческих кредитов.

В настоящее время ведется работа по подготовке генерального контракта на строительство АЭС в Беларуси. 31 декабря 2011 года между ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» и генеральным подрядчиком ЗАО «Атомстройэкспорт» подписан первоочередной контракт на изыскательские работы, разработку проектной документации и первоочередной рабочей документации на строительство белорусской АЭС, а 31 января 2012 года – контракт на выполнение проектной документации.

Завершается переговорный процесс по формированию контракта по поставке технологического оборудования. 29 марта подписан контракт на выполнение первоочередных работ подготовительного периода до «первого бетона» белорусской АЭС. Непосредственно работы по котловану планируется начать уже в июне 2012 года, а в четвертом квартале 2013 года приступить к бетонированию фундаментной плиты первого энергоблока.

В настоящее время в Островецком районе ведутся работы подготовительного периода (сооружение объектов производственной, жилищной, инженерной и транспортной инфраструктуры АЭС). Как сообщил заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк,



уже введены в эксплуатацию объединенная пионерная производственная база строительства АЭС, три жилых многоквартирных дома, магистральные и внутриквартальные инженерные сети микрорайона № 1 в г.п. Островец, стартовая база механизации производственной базы, выполнена вертикальная планировка территории строительства АЭС, производственной базы, необходимой для строительства АЭС, и др. Продолжаются работы по сооружению подъездных автомобильных дорог и железнодорожной линии к АЭС, а также строительно-монтажные работы по сооружению бетонорастворного хозяйства, складского хозяйства генерального подрядчика, офиса генерального подрядчика, внутриплощадочных сетей производственной базы АЭС, двух жилых домов микрорайона № 1, магистральных и внутриквартальных сетей микрорайона № 2 в г.п. Островец.

Все работы по реализации проекта строительства АЭС ведутся с таким расчетом, чтобы в 2017 году ввести в эксплуатацию первый энергоблок, а спустя два года – второй. «Наша общая задача на сегодня – ввести проект в согласованные сроки и с высоким качеством исполнения работ, – подчеркнул заместитель Министра.

Участие белорусских предприятий в реализации проекта строительства АЭС

Одним из базовых принципов, которые будут заложены в генеральном контракте на строительство АЭС, является максимально возможное участие белорусских организаций и предприятий в процессе реализации проекта. Как отметил в ходе форума «Атомэкспо-Беларусь-2012» В.И. Семашко, 50 % материалов и 20–25 % оборудования (в основном периферийного) для атомной электростанции будут белорусскими.

В свою очередь директор ОАО «НИАЭП», временно исполняющий обязанности президента ЗАО «Атомстройэкспорт» В.И. Лимаренко проинформировал, что для того чтобы подготовить строительные организации и кадры к сооружению АЭС, разработана программа участия строителей Беларуси в возведении российских атомных станций. К настоящему времени оговорено участие белорусских специалистов в возведении Ростовской и Балтийской АЭС, где они получают ценный опыт и знания, которые в ближайшем будущем будут востребованы при строительстве белорусской станции.

В целях определения белорусского потенциала для участия в реализации проекта строительства атомной электростанции будет сформирован специальный каталог про-

К сведению

На выставке были представлены стенды Министерства энергетики Республики Беларусь и ГПО «Белэнерго», Министерства промышленности Республики Беларусь, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь, Национальной академии наук Беларуси и др. Более десяти уникальных экспозиций продемонстрировали предприятия атомной отрасли России.

Одним из значимых событий форума стала научно-практическая конференция «Перспективы развития атомной энергетики в Республике Беларусь», в рамках которой проведены пленарное заседание, секционные заседания по основным тематическим направлениям выставки, семинары-презентации компаний – участниц форума, круглые столы для обсуждения концептуальных вопросов реализации проекта строительства АЭС в Беларуси (подготовка кадров для ядерной энергетики, вопросы правового обеспечения развития ядерной энергетики, атомная энергетика и общественное сознание, системы информирования общественности и др.).

мышленных предприятий Беларуси. В ходе форума был дан старт этой работе; российские специалисты провели консультации о правилах и условиях включения в каталог, определили требования к предлагаемым услугам и оборудованию.

Безопасность превыше всего

Одним из важнейших вопросов, связанных со строительством атомной электростанции на территории Беларуси, является вопрос ее безопасности. На форуме эта тема активно обсуждалась в разрезе аварий на Чернобыльской АЭС и японской АЭС «Фукусима-1». Эксперты заверили, что повторение подобных ситуаций на будущей белорусской станции исключено, так как обе печально известные АЭС – станции второго поколения.

Белорусская АЭС будет строиться по проекту «АЭС-2006». Это станция поколения «три плюс» с принципиально новым подходом к безопасности. Реакторы типа ВВЭР (водо-водяной энергетический реактор), которые будут устанавливаться на белорусской АЭС, являются одними из самых надежных в мире. Их прототип – блок, построенный ГК «Росатом» на Тяньваньской АЭС, признан МАГАТЭ первым и единственным энергоблоком третьего поколения. По данному проекту строится в настоящее время блок на площадке Ленинградской АЭС, ведется сооружение Балтийской.

Выступая с докладом в ходе пленарного заседания научно-практической конференции «Перспективы развития атомной энергетики в Республике Беларусь», директор программ Госкорпорации по атомной энергии «Росатом» С.А. Бояркин подробно рассказал о системах безопасности российских проектов ВВЭР. В частности, он подчеркнул, что это двухконтурные реакторы, которые принципиально более безопасны, чем одноконтурные, так как, во-первых, все радиоактивные среды находятся внутри контейнента, во-вторых, в первом контуре нет пара, в связи с чем значительно снижается риск «оголения» топлива и его перегрева. В них заложен принцип глубокоэшелонированной защиты, предусмотрены как активные, так и пассивные системы безопасности. Докладчик обратил особое внимание на так называемое ноу-хау российских проектов – наличие устройства локализации расплава (ловушка расплава), которое не допускает утечки топлива. В ловушке находится жертвенный материал, который способен отводить тепло, поглощать нейтроны и химически связывать водород. Вся совокупность систем безопасности на АЭС полностью исключает выход ра-

диации за пределы гермооболочки станции, вредное воздействие на персонал и население даже в случае самой тяжелой аварии.

Российский специалист подчеркнул, что большое значение имеют и организационные меры обеспечения безопасности в чрезвычайных ситуациях, такие как создание собственных подразделений гражданской обороны на АЭС, находящихся в постоянной готовности и оснащенных необходимыми техническими средствами. Кроме того, важно предусмотреть наличие технических средств на энергоблоке для подключения внешних источников питания.

Заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк отметил, что проект строительства атомной электростанции в Беларуси реализуется в соответствии с международными требованиями, что неоднократно подтверждалось экспертами Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ). Следует отметить, что наша страна тесно сотрудничает с данной организацией, которая оказывает эффективную консультационную поддержку, методологическую и техническую помощь, предоставляет доступ к информационным материалам, накопленным за годы развития мировой ядерной энергетики.

В соответствии с международными требованиями наша страна подготовила отчет об оценке воздействия на окружающую среду белорусской атомной электростанции и направила его для рассмотрения в страны, изъявившие желание участвовать в его обсуждении, в том числе в Австрию, Латвию, Литву, Польшу, Россию и Украину. С учетом замечаний и предложений, поступивших по линии природоохранных ведомств, а также в ходе состоявшихся в указанных странах общественных слушаний и консультаций отчет об ОВОС белорусской АЭС был доработан, прошел Государственную экологическую экспертизу и утвержден в составе документа «Обоснование инвестирования в строительство атомной электростанции в Республике Беларусь» 12 июля 2011 года.

Тем не менее со стороны литовского государства продолжают высказываться претензии по поводу строительства атомной станции в Беларуси. Комментируя данную ситуацию, М.И. Михадюк высказал мнение о том, что позиция литовцев имеет скорее экономический характер и связана не с вопросами ядерной безопасности, а с реализацией их коммерческого проекта по строительству собственной атомной станции. «Реальных причин для опасений у литовцев нет и быть не может», – резюмировал заместитель Министра.

Анна НИКИТИНА



- глубокоэшелонированная защита
- самозащищенность реактора
- четыре барьера безопасности
- многократное дублирование каналов безопасности
- пассивные системы безопасности
- средства управления последствиями запроектных аварий
- культура безопасности
- собственные силы и средства ГО и ЧС на каждой АЭС
- выбор безопасных площадок размещения АЭС

Принципы безопасности АЭС



Система (или устройство) локализации расплава – уникальная российская технология безопасности, которая является одним из технических средств, специально предусмотренных для управления тяжелыми запроектными авариями на внекорпусной стадии.

В УЛР осуществляется прием, размещение и охлаждение расплава материалов активной зоны, внутрикорпусных устройств и корпуса реактора вплоть до полной кристаллизации.

Системы локализации расплава (УЛР)



БЕЛОРУССКИЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ-2012 ДОЛЖЕН СТАТЬ ИМПУЛЬСОМ ДЛЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ

С 15 по 18 мая в Минске пройдет Белорусский промышленный форум, который давно стал заметным событием в жизни деловых и промышленных кругов, научной элиты страны. Как и каждый год, его организаторы пригласили принять участие в мероприятии энергетиков, промышленников, строителей, представителей ЖКХ и других заинтересованных лиц. Место встречи – пр-т Победителей, 20/2, футбольный манеж.

Инновационная направленность развития промышленного комплекса Республики Беларусь является одним из приоритетов государственной политики страны. В этом контексте Белорусский промышленный форум как крупнейший смотр новых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий в сферах промышленности, энергетики, строительства, городского и жилищно-коммунального хозяйства приобретает особую актуальность.

«Белорусский промышленный форум является не просто выставкой, – отметил В.А. Петлицкий, заместитель директора выставочного частного унитарного предприятия «Экспофорум». – Это комплексное мероприятие с рабочими направлениями различного формата. Экспозиции дают возможность продемонстрировать все виды современного оборудования для заготовительного, обрабатывающего и сборочного производства. К экспонируемому оборудованию и услугам предъявляется обязательное требование – высокая энергоэффективность и ресурсосберегающая способность. Форум – это площадка для общения и место для проверки собственного потенциала. Представителям самых различных отраслей и регионов мы предоставляем возможность наладить своевременные деловые отношения».

Мероприятие проходит в Беларуси ежегодно в соответствии с распоряжением Премьер-министра страны. Организационный комитет по его подготовке и проведению возглавляет Первый заместитель Премьер-министра Беларуси В.И. Семашко. Официальную поддержку ока-

зывают Совет Министров Республики Беларусь, отраслевые министерства, в том числе Министерство энергетики, Департамент по энергоэффективности Госстандарта, НАН Беларуси, облисполкомы и другие ведомства.

За 16 лет своего существования Белпромфорум создал себе репутацию авторитетного международного мероприятия, и ему по-прежнему есть чем удивлять. В нынешнем году активное участие в форуме примет ОАО «Газпром», а в качестве нового генерального партнера выступит открытое акционерное общество «Белвнешэкономбанк».

«Белорусский промышленный форум дает возможность компаниям продемонстрировать свои достижения и опыт, найти долгосрочных партнеров для взаимовыгодного сотрудничества, что в перспективе призвано вывести белорусскую промышленность и энергетику на новый уровень, – рассказал в интервью Д.П. Кулевацкий, первый заместитель председателя правления ОАО «Белвнешэкономбанк». – Наш банк не остается в стороне от этой актуальной задачи, сохраняет устойчивый интерес к вопросам развития промышленности и энергетики Беларуси, финансово участвует в реализации энергоэффективных проектов. Выступая на Белорусском промышленном форуме-2012 в качестве генерального партнера, хотим поддержать важнейшие отрасли экономики и продемонстрировать свой потенциал в области сотрудничества с предприятиями и организациями. Мы открыты к обсуждению важнейших вопросов финансирования проектов в энергетической сфере».

Следует отметить, что ОАО «Белвнешэкономбанк» уже подписал соглашение по обслуживанию государственного экспортного кредита на строительство АЭС на территории Беларуси, а также заявил о намерении финансировать белорусские компании, участвующие в реализации данного проекта, и возможном кредитовании инфраструктуры г. Островца.

В программе Белорусского промышленного форума-2012:

- 16-я Международная специализированная выставка энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий, оборудования, конструкций и материалов в промышленности, энергетике, строительстве, городском и жилищно-коммунальном хозяйстве «БелПромЭнерго»;
- 15-й Международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество»;
- 2-я конференция-выставка «Информационные технологии в промышленности «ПромИТ»»;
- 9-й Международный конкурс энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования;
- 8-й Республиканский конкурс сварщиков;
- 2-я биржа субконтрактов в промышленности.

По предварительным данным, на выставке «БелПромЭнерго» представят свою продукцию более 200 белорусских и зарубежных компаний, предприятий и фирм. В зарубежном разделе выставки самую большую (140 м²) экспозицию продемонстрирует ОАО «Газпром».

16 мая 2012 года в рамках симпозиума «Технологии. Оборудование. Качество» в конгресс-холле бизнес-центра «Виктория» по адресу г. Минск, пр-т Победителей, 59, будет проведено пленарное заседание на тему «Энергоэффективность – основа устойчивого развития экономики». С докладами о государственной политике и практике в этой области выступят представители Минэнерго, Минпрома, Департамента по энергоэффективности Госстандарта, НАН Беларуси, крупных предприятий и международных организаций. Кроме того, с 15 по 18 мая будут организованы секционные заседания (семинары) симпозиума по важнейшим тематическим направлениям.

15 мая в рамках Белорусского промышленного форума пройдет биржа субконтрактов в промышленности. Это специализированное мероприятие, направленное на развитие кооперационных отношений между крупными промышленными предприятиями, а также малыми и средними субъектами хозяйствования. Впервые подобная биржа была организована в прошлом году и дала позитивные результаты при проведении подготовленных переговоров уполномоченных представителей предприятия-заказчика с потенциальными поставщиками по вопросам изготовления и поставки изделий, комплектующих, узлов, деталей. Участие в бирже дает возможность снизить временные



издержки, связанные с поиском и отбором квалифицированных поставщиков, способных выполнить заказ в соответствии с техническим заданием. Предприятия-поставщики представляют информацию о своих производственных мощностях, уровне загруженности, опыте работы. На бирже формируется также рыночная цена.

16 мая на специальном открытом заседании конкурсной комиссии состоится защита-презентация проектов международного конкурса энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования.

В ходе работы форума пройдет секционные заседания конференции «Информационные технологии в промышленности «ПромИТ»». Организаторы конференции хотят привлечь внимание менеджеров предприятий к решению проблем автоматизации производства и управления предприятием путем внедрения интегрированных информационных систем и технологий.

17 мая конкурс сварщиков ожидает лучших представителей этой профессии. На местах уже состоялись отборочные соревнования, в ходе которых были определены кандидаты на участие в трех номинациях республиканского смотра. Каждый конкурсант получит сертификат, а победители – еще и ценные призы. В прошлом году соревновались в профессиональном мастерстве 170 специалистов сварочного производства из Беларуси и России.

Белорусский промышленный форум должен стать серьезным импульсом для инновационного развития экономики и дальнейшего повышения конкурентоспособности продукции белорусских предприятий на внешнем и внутреннем рынках. Его основная цель – содействовать структурам промышленности и энергетики в решении задач по поиску и внедрению высокоэффективных наукоемких технологий. Мероприятие призвано способствовать развитию международной кооперации, привлечению инвестиций в экономику страны.

Пресс-отдел УП «Экспофорум»



СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ ТРУБЫ. ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ОДО «Акваэкология» является официальным дилером завода NOVAS в Республике Беларусь уже почти десять лет. Концерн NOVAS (Польша) располагает более чем 50-летним опытом производства и поставки высококачественных стеклопластиковых труб, фасонных частей, резервуаров и колодцев, изготовленных методом центробежного литья. В более чем 60 странах мира за последние полвека было проложено свыше 60 000 км систем труб NOVAS CC-GRP.

Циркуляционные системы водоснабжения продолжают оставаться важнейшей частью теплоэнергетического оборудования. Они существенно влияют на все показатели строящегося объекта, его надежность, экономичность, стоимость строительства. Традиционно системы циркуляционных водоводов сооружались из стальных труб с внутренним покрытием на основе цемента и внешней гидроизоляции. Основным недостатком стальных труб – короткий срок эксплуатации (из-за коррозии и низких гидравлических свойств). Высокая шероховатость внутреннего покрытия существенно повышала гидравлическое сопротивление системы водоснабжения теплоэнергетического оборудования и требовала применения труб значительного диаметра. Ситуацию позволило изменить появление на рынке Республики Беларусь **высококачественных**

стеклопластиковых труб большого диаметра.

Передовые технологии

Впервые использование стеклопластиковых труб большого диаметра для изготовления циркуляционных водоводов было предусмотрено проектом реконструкции Светлогорской ТЭЦ, реализованным в 2010–2011 годах. В ходе реализации проекта был использован стеклопластиковый циркуляционный водовод внутренним диаметром 1400 мм, имеющий класс жесткости (SN) – 5000, 10 000 Н/м² с максимальным рабочим давлением 6 бар и длиной 800 м.

Опыт монтажа и последующей эксплуатации стеклопластиковых водоводов в Европе, России и ряде других стран мира показал его высокую экономическую эффективность по сравнению со стальными

трубами. Применение передовой технологии позволило значительно уменьшить или исключить следующие виды основных затрат:

- на проведение монтажных работ, так как для стеклопластиковых труб до DN 600 не требуется использование крана, в принципе не нужна сварка стыков и их проверка на герметичность;
- на защиту от коррозии. Затраты на внутреннюю изоляцию стальной трубы (покрытие раствором на основе цемента) и весьма усиленную внешнюю антикоррозийную гидроизоляцию составляют до 200 % от первоначальной стоимости самой стальной трубы;
- на аварийные и плановые ремонты стальных труб и их замену по окончании срока эксплуатации;
- на электрохимическую защиту от коррозии.

Стеклопластиковые водоводы для ПГУ-400 Минской ТЭЦ-5

В 2010–2011 годах с участием специалистов Китайской Народной Республики реализовался проект строительства парогазового блока ПГУ-400 на Минской ТЭЦ-5. В его рамках предусматривалось строительство стального циркуляционного водовода длиной более 3000 м и диаметром 2400 мм с внутренним защитным покрытием по традиционной технологии. Ограничения по срокам строительства и стремление удешевить стройку привели к поиску новых технических решений и технологий. РУП «Белнипиэнергопром» при поддержке ОДО «Акваэкология» и компании NOVAS (Польша) на основе результатов тендера на закупку труб



Монтаж стеклопластиковых циркуляционных водоводов DN 2000 на Минской ТЭЦ-5

приняло решение заменить стальной водовод на стеклопластиковый, что позволяло при лучших гидравлических характеристиках стеклопластикового водовода уменьшить диаметр циркуляционного водовода до 2000 мм и существенно сократить объем земляных и строительно-монтажных работ.

Срок реализации проекта составил около восьми месяцев, при этом параллельно со строительно-монтажными работами осуществлялась поставка стеклопластиковых труб, для осуществления которой понадобилось использование более 150 автомобилей и порядка 250 железнодорожных вагонов.

Поставки и техническое сопровождение проекта на всех этапах производились специалистами ОДО «Акваэкология» при поддержке шеф-инженеров завода НОВАС.

При сооружении циркуляционного водовода ПГУ-400 Минской ТЭЦ-5 использовались стеклопластиковые трубы и фасонные части фирмы НОВАС внутренним диаметром (DN) 2000 мм, с кольцевой жесткостью (SN) 5000, SN10000, класса давления PN6. В настоящее время блок ПГУ-400 находится в опытной эксплуатации.

Основные преимущества использования стеклопластиковых труб

Использование стеклопластиковых труб в качестве циркуля-



Монтаж отвода DN 2000 на Минской ТЭЦ-5

ционных водоводов в системах канализации объектов открывает большие возможности по повышению надежности рассматриваемых систем и снижению стоимости за счет экономии средств при эксплуатации водовода. Кроме того, использование стеклопластиковых труб приводит к снижению затрат энергии на прокачку жидкостей в циркуляционных и канализационных системах за счет благоприятных гидравлических характеристик стеклопластиковых труб – исключают образование налета и позволяют использовать трубы меньшего диаметра, чем стальные, при одинаковом объеме протока.

Стеклопластиковые трубы поставляются в виде прямых участков различной длины (стандартно – 6 м), класса давления PN, класса жесткости SN, фасонных элементов – отводов, переходов, тройников и т.д. Соединение труб и фасонных частей муфтовое либо фланцевое, в зависимости от проектного задания.

Быстрота монтажа стеклопластиковых СС-GRP труб позволяет значительно сократить время ввода трубопровода в эксплуатацию, а свойства материала – продлить срок использования трубопровода до ста и более лет.

Подробную информацию об использовании стеклопластиковых труб, а также полную номенклатуру труб и изделий фирмы НОВАС можно получить на сайте официального дилера в Республике Беларусь ОДО «Акваэкология» либо непосредственно у технических специалистов компании.

ОДО «АКВАЭКОЛОГИЯ»

Республика Беларусь,
220088, г. Минск,
ул. Смоленская, 27, пом. 1
Тел./Факс: +375 17 / 200 20 42
211 06 30
290 92 4 (7, 8, 9)
Тел. моб.: +375 29 / 603 65 42
Веб-сайт: www.aquaecology.by
E-mail: sanko@aquaecology.by



Шеф-инженеры НоваС и ОДО «Акваэкология» на Минской ТЭЦ-5

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ПРОГНОЗ АНАЛИТИКОВ

Компания British Petroleum прогнозирует увеличение добычи нефти и газа из нетрадиционных источников

Oil and Gas Journal

В своем последнем ежегодном прогнозе крупнейшая нефтегазовая компания British Petroleum (BP) предполагает, что к 2030 году Западное полушарие станет самодостаточным с точки зрения обеспечения энергоресурсами за счет увеличения использования нетрадиционных источников нефти и газа, включая нефтегазовые сланцы США, канадские нефтеносные пески, глубоководную добычу энергоресурсов в Бразилии. А это означает, что рост экономики стран Восточного полушария, в частности Азии, будет все больше зависеть от поставок нефти из региона Ближнего Востока. «В соответствии с нашим прогнозом на 2030 год в связи со стремительным ростом добычи природного газа в США и в целом в Северной Америке, а также совершенствованием разработки месторождений нефтеносных песков в Канаде, сланцевой нефти и глубоководной добычи в США к 2030 году Северная Америка сможет обеспечивать себя энергоресурсами», – заявил главный экономист BP Кристоф Рул (Christof Ruhl). По последним оценкам BP, зависимость США от импорта нефти к 2030 году может снизиться с нынешних 50 % до одной трети. Кроме того, США могут в будущем превратиться из импортера в экспортера природного газа.

«Страны Европы и бывшего Советского Союза также могли бы достичь к этому времени аналогичного самообеспечения, если бы удалось устранить разногласия и наладить тесное сотрудничество», – заявил г-н Рул. Он отметил, что добыча газа из нетрадиционных источников в Европе не будет расти такими быстрыми темпами, так как отсутствуют равноценные доступ к источникам и инфраструктура, и регион по-прежнему будет зависеть от поставок природного газа по трубопроводам и сжиженного – танкерами.

«Китай – особый случай, – продолжает г-н Рул. – В настоящее время доля газа в структуре топливно-энергетического баланса страны составляет всего 4,5 %. Мы предполагаем ее рост до 7 % за счет поставок газа по трубопроводам и импорта СПГ, а также в связи с увеличением его добычи в самой стране. К 2030 году Китай будет потреблять приблизительно столько же нефти, сколько Европа сегодня».

Нефть к концу года может подорожать до \$ 200

Energyland

В случае если к 1 июля поставки нефти из Ирана в Европу и Азиатско-Тихоокеанский регион полностью прекратятся, этот энергоресурс к концу года может подорожать до \$ 200 за баррель, считает старший анали-

тик Энергетического центра «Сколково» Мария Белова. Причем, отмечает она, эти оценки не учитывают крайний вариант – блокировку Тегераном Ормузского пролива, через который на мировой рынок поставляется 20 % потребляемой нефти. В настоящий момент Энергетический центр проводит оценку последствий реализации данного сценария.

Комментируя на III Международном форуме «Биржевой и внебиржевой рынки нефти и нефтепродуктов РФ» решение Евросоюза о введении эмбарго против Ирана, аналитик отметила, что постепенное сокращение поставок нефти не окажет существенного влияния ни на поставщика, ни на покупателя. По ее мнению, это связано с тем, что в нефтяном экспорте Ирана доля Евросоюза составляет порядка 20 %, а доля иранской нефти в топливном балансе основных европейских стран (Италия, Испания, Греция, Бельгия) – от 6 до 14 %. Более чувствительным для экономики Ирана станет возможный отказ от его нефти Южной Кореи и Японии. Последняя, кстати, уже приступила к сокращению объема импортируемого из Исламской Республики «черного золота».

Эксперт также обратила внимание на то, что эмбарго в отношении Ирана – это второй случай в истории Евросоюза, когда страны выступили с единой позицией по вопросам энергополитики.

В сентябре прошлого года Еврокомиссия впервые получила мандат Совета ЕС на проведение юридически обязывающих переговоров с Азербайджаном и Туркменистаном по соглашению о правовой базе Транскаспийского газопровода. Таким образом, 23 января 2012 года был сделан еще один шаг к созданию в Европе наднационального центра закупок энергоносителей, что в будущем может осложнить жизнь поставщиков углеводородов на территорию Евросоюза, и прежде всего самого крупного из них – России.

Литве нужен и терминал СПГ, и газопровод, соединяющий страну с Европой

Delfi.lt

Премьер-министр Литвы Андриус Кубилиус не сомневается в том, что стране нужен и терминал сжиженного природного газа, и газопровод, соединяющий страну с Европой, несмотря на то, что авторы анализа проектов, представленного на минувшей неделе компанией Ernst & Young Business Advisory LLC & PLP, считают, что Литве надо от одного из них отказаться или хотя бы уменьшить терминал СПГ.

После совещания Правительства премьер-министр сказал, что Литва не намерена уменьшать терминал. Он отметил, что проект очень конкретный, его последовательно осуществляют, терминал будет необходим в ближайшее время, так как позволяет создать альтернативу поставкам газа и уменьшить цены на этот вид топлива.

Эксперты утверждают, что в зависимости от размера финансирования проекта сооружения газопровода, соединяющего Литву и Европу, стоимость передачи газа может увеличиться на 22 %. Между тем сооружение газопровода, который мог бы соединить страну с Польшей, помогло бы Литве добраться до западных ресурсов и таким образом отчасти уменьшить влияние основного поставщика – «Газпрома». Планируется, что такой газопровод может быть проложен не раньше 2016 года.

По предварительным подсчетам, длина газопровода между Литвой и Польшей может составить 562 км, 211 из них должны пройти по территории Литвы. Его сооружение могло бы обеспечить транспортировку в балтийские страны до 2,3 млрд м³ газа в год. Вклад в проект дополнительных инвестиций позволит увеличить мощности газопровода до 4,5 млрд м³ в год.

В ближайшее время будет объявлен конкурс на анализ возможностей газопровода, который должны подготовить к концу года. До этого срока предполагается провести исчерпывающий анализ рынка в целях получения помощи ЕС.

Новые правила европейских рынков газа и электроэнергии

Коммерсант-Украина

Евросоюз принял решение, которое усложнит и без того непростой процесс интеграции Украины в европейские рынки электроэнергии и газа. Согласно утвержденным недавно Советом ЕС новым правилам европейских рынков газа и электроэнергии участники рынка должны будут полностью раскрывать информацию о контрактах, проблемах и действиях, способных повлиять на рыночную ситуацию. Для того чтобы соответствовать этому требованию, Кабинету Министров и Верховной раде Украины необходимо изменить целый ряд основополагающих законов в энергетической сфере. Сделать это можно за 2–3 года, но лишь при наличии политической воли, отмечают эксперты.

Согласно новым правилам работы на оптовых рынках газа и электроэнергии все энерготрейдеры обязаны сообщать о своих сделках в Агентство по взаимодействию энергорегуляторов (ACER). В частности, необходимо информировать о цене, объеме, дате и времени сделки, сообщать имя продавца и покупателя, а также информацию о том, в чьих интересах совершается продажа. Правила запрещают использование инсайдерской информации при покупке или продаже на оптовых энергорынках. Эксклюзивная и способная повлиять на цены информация теперь должна будет раскрываться до закрытия сделки и анализироваться ACER, после чего регулятор сможет требовать от национальных антимонопольных ведомств исследования подозрительных случаев и наказания виновных в нарушении правил ЕС.

Повышение прозрачности в этой сфере должно привести к росту конкуренции и дать потребителям уверенность в том, что «они получают наилучшие условия», отмечено в пресс-релизе ЕС.

Новые правила способны пролить свет на ситуацию на газовом рынке. Если до сих пор участники рынка имели доступ только к биржевым котировкам, которые вы-

ставляли посредники, то теперь регулятор будет иметь доступ к информации о прямых контрактах, например, таких как договоры на закупку газа у «Газпрома». Напомним, недавно антимонопольные ведомства Европы провели выемку документов в офисах европейских контрагентов российской монополии. Эксперты отмечали, что это было сделано в том числе для того, чтобы узнать эту информацию и влиять на ценообразование «Газпрома», поставляющего до трети всего потребляемого в Европе газа.

Польша снижает оценку запасов сланцевого газа

The Wall Street Journal

Новые исследования Польского геологического института, проведенные им при поддержке Геологической службы США (US Geological Survey) и обнародованные в конце марта, показали, что запасы польского сланцевого газа меньше, чем первоначально прогнозировалось. Если ранее Департамент по энергетической информации правительства США (US Energy Information Administration) оценивал запасы сланцевого газа Польши в 5,3 трлн м³, которых могло хватить республике не менее чем на 300 лет, то в соответствии с результатами последних исследований сланцевого газа совместно с обычными ресурсами хватит для удовлетворения спроса Польши на 35–65 лет. Эта оценка вызвала некоторое разочарование сторонников разработки месторождений данного энергоресурса, но даже эти более скромные запасы могут когда-нибудь превратить страну в экспортера природного газа, уменьшив тем самым зависимость Европы от поставок российских энергоносителей.

Проведя исследования 39 керновых проб, польские геологи пришли к выводу, что запасы сланцевого газа могут достигать 1,9 трлн м³, хотя наиболее вероятный их объем составляет от 346 до 768 млрд м³. Как заявил заместитель министра природных ресурсов и главный геолог страны Петр Возняк, «такие результаты говорят о том, что по запасам этого природного ресурса мы находимся на третьем месте в Европе после Норвегии и Голландии. Теперь наступило время для крупных инвестиций».

Польские официальные лица заявили, что исследования в полном объеме запасов извлекаемого сланцевого газа собственными и международными специалистами будут продолжаться. Польша потребляет ежегодно 14 млрд м³ природного газа, большая часть которого импортируется из России по цене, превышающей, по мнению Польши, рыночную. Последнее обусловлено тем, что в стране отсутствуют газопроводы и терминалы для получения газа от других поставщиков.

Такие крупные международные нефтегазовые корпорации, как Exxon Mobil, Chevron и ConocoPhillips, приобрели лицензии для проведения обследования по обнаружению запасов сланцевого газа в Польше – одной из первых стран после США, где прилагаются серьезные усилия для разведки этого полезного ископаемого.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

ЭНЕРГЕТИКА ПОЛЬШИ. КРАТКИЙ ОБЗОР СОСТОЯНИЯ И ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ

Настоящий обзор составлен на основе информации, опубликованной в технических журналах и книгах, изданных Союзом польских электриков и другими организациями, а также полученной в ходе IV Люблинской энергетической выставки «Энергетика-2011», состоявшейся в конце прошлого года в г. Люблине (Польша) (участником которой был автор), и из ряда других официальных источников Республики Польша.

В последнее десятилетие энергетика Польши развивалась очень динамично. Среди стран ЕС Польша имеет наименьшую зависимость от импорта энергетических ресурсов вследствие наличия различных видов национальных ресурсов. Среди приоритетных целей государства – обеспечение высокого качества жизни нынешнего и будущих поколений с учетом охраны окружающей среды, создание условий для сбалансированного развития современного энергетического сектора, способного гарантировать стране энергетическую безопасность, конкурентную и энергоэффективную экономику.

Производство электроэнергии с применением угля и других энергетических ресурсов

Для производства электроэнергии Польша располагает различными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР), преимущественно каменными и бурными углями. Если в 2008 году в странах Европейского сообщества (ЕС) добыто 142,8 млн т

угля, то в Польше – 83,6, что составляет 59 % от общей добычи. Уголь был и остается основным видом топлива для польских ТЭС. Из выработанных в 2010 году 157,3 млрд кВт·ч электроэнергии с применением угля произведено 88,65 % (см. таблицу).

По данным [2], в республике в 2010 году работал ряд крупных ТЭС на каменном угле: Козеница (2280 МВт), Нижняя Одра (1832 МВт), Поланец (1800 МВт), Ополе (1532 МВт), несколько ТЭС в г. Варшаве (1000 МВт); на буром угле: Белхатув (4440 МВт), группа ТЭС Понтнов-Адамов-Конин (2512 МВт), Туров (2100 МВт). При сжигании каменного угля в 2009 году в республике выработано 58,95 % всей электроэнергии, в 2010 году – 60,42 %; при сжигании бурого угля – соответственно 34,95 и 32,6 %.

Также в стране работает несколько гидроэлектростанций с суммарной установленной мощностью 1076 МВт, в том числе гидроаккумулирующая «Жарновец» (716 МВт), ГЭС «Солина Мучковце» (200 МВт) и «Влоцлавек» (160 МВт).



З.Б. СЕВРЮК, к.т.н.,
старший научный сотрудник
ЗАО «Техношанс»

Электрические станции и сети, системы теплоснабжения и другие энергообъекты Польши входят в состав нескольких крупных энергетических компаний (акционерных обществ с различной долей акций государства). К ним относятся Polska Grupa Energetyczna (PGE, Польская энергетическая группа), Tauron, Energa, Enea, Vattenfall Head Poland и др. Самой крупной компанией является PGE, осуществляющая значительные национальные проекты развития энергетики страны.

В Польше имеются и сооружаются электростанции значительной мощности. Самой большой конденсационной электростанцией в ЕС, третьей по установленной мощности и самой мощной среди работающих на угле является **Белхатувская ТЭС** с 13 энергоблоками общей установленной мощностью 5258 МВт [5]. Новый энергоблок мощностью 858 МВт, введенный в эксплуатацию на ТЭС в 2011 году [6], имеет коэффициент полезного действия 42 %, меньшее потребление топлива и удельное выделение



Электростанция «Козенице»

Структура выработки электроэнергии на электростанциях

Тип электростанции	Выработка, млрд кВт·ч	% от общей выработки
Гидроэлектростанции	3,268	2,09
Тепловые электростанции на каменном угле	86,212	57,03
Тепловые электростанции на буром угле	49,459	31,62
Тепловые электростанции на газе	4,166	2,66
Ветровые электростанции	1,3	0,83
Электростанции на биомассе и других возобновляемых источниках энергии	0,011	0,01
Промышленные электростанции	8,923	5,7
Все электростанции	153,339	

окислов азота. Фирмой Alstom проведена модернизация 12 турбин этой ТЭС для повышения их мощности и надежности. Электростанция производит в среднем 27–28 млрд кВт·ч в год, что составляет около 20 % всей вырабатываемой электроэнергии в Польше. Электрическая мощность станции выдается в энергосистему по воздушным линиям напряжением 400 и 220 кВ. Две дымовые трубы высотой по 300 м, сооруженные на ТЭС, являются одними из самых высоких сооружений в стране.

Для уменьшения количества выбросов окислов азота в атмосферу в 2012–2015 годах на нескольких энергоблоках электростанции планируется применить новейшую технологию их утилизации. Проект финансируется Еврокомиссией.

Электростанция «Туров» расположена вблизи границы Польши, Германии и Чехии. На ней установлено

восемь энергоблоков. Ее общая мощность – 1900 МВт, годовая выработка электроэнергии – около 11 млрд кВт·ч, что составляет 8 % от общей выработки в стране. Станция работает на буром угле и биомассе. Для очистки дымовых газов используются электрофильтры с коэффициентом полезного действия 99,8 %.

В 2009 году на станции введены в эксплуатацию установки для совместного сжигания в котлах двух энергоблоков мощностью по 260 МВт биомассы, древесины и сельскохозяйственных растений общим объемом 150 тыс. т в год. В 2011 году введены в эксплуатацию такие же установки на двух других энергоблоках. Ежегодно электростанцией вырабатывается из биомассы 3 % электроэнергии. По оценкам руководителей станции, при небольших затратах на сооружение установки быстро окупаются и рентабельны в эксплуатации.



Белхатовская ТЭС

На электростанции работает 1700 человек. В 2016 году планируется ввести в строй энергоблок мощностью 430–460 МВт вместо энергоблоков, выработавших нормативный срок службы и выводимых из эксплуатации. В связи с истощением в перспективе запасов бурого угля специалистами станции обсуждаются вопросы возможного сооружения вблизи нее АЭС.

Крупнейшая в Европе угольная компания Польши Kompania Węglowa S.A. [8] в соответствии с многолетней стратегией планирует до 2020 года увеличить добычу угля с 40 до 44 млн т в год, повысить выработку электроэнергии на своих электростанциях, а также улучшить охрану окружающей среды за счет совершенствования технологии сжигания угля и использования попутного газа метана. Проводится подготовка к сооружению новой тепловой электростанции мощностью 900 МВт в Силезии совместно с Национальной энергокомпанией и инвесторами из Китая или Южной Кореи. Проект электростанции будет разработан в 2012 году, предполагаемая стоимость составит \$ 1,26 млрд. Угольная компания готова инвестировать в проект 50 % этой суммы.

Предполагается, что электростанция будет потреблять ежегодно 2,5–3,5 млн т угля и производить 5–7 млрд кВт·ч, то есть 3–4,5 % вырабатываемой электроэнергии в стране. Первый энергоблок планируется ввести в эксплуатацию до 2018 года.

Компания стремится увеличить использование попутного газа метана в два раза – до 149 млн м³ в год, что составляет 80 % от объема всего выделяющегося при добыче угля газа. Это позволит республике повысить эффективность использования вторичных энергоресурсов и уменьшить выбросы CO₂ в атмосферу. За счет внедрения новых технологий и высокой организации труда компанией с общим числом работающих 60 тыс. человек и годовой добычей угля 40 млн т в 2011 году получен доход \$ 3,16 млрд и прибыль \$ 158 млн.

Ястржембская угольная компания (Jastrzębska Spółka Węglowa) [9] располагает собственными электростанциями и когенерационными установками. До 2015 года ею планируется инвестировать в энер-

гетические проекты более 1 млрд золотых (\$ 316 млн). Предполагается, что это позволит ей полностью обеспечивать свои объекты энергией и продавать избыток электроэнергии и тепла.

Компания планирует ввести в эксплуатацию около 300 МВт энергетических мощностей за счет расширения нескольких существующих и строительства новых рассредоточенных тепловых электростанций, в том числе когенерационных установок общей мощностью более 32 МВт. Выработка электроэнергии и тепла предусмотрена с максимальным использованием в качестве топлива отходов добычи угля (метана из шахт), коксового газа, возникающего при производстве кокса, и низкокалорийного угля.

Созданное угольной компанией Ястржембское энергетическое предприятие обеспечивает около 75 % потребности компании в энергии (тепла, холода, сжатого воздуха и электроэнергии). Оно организует строительство энергообъектов с использованием новейших технологий (в частности, сооружение до 2015 года на одной из ТЭЦ компании блока мощностью 70 МВт со сжиганием топлива в котле с кипящим слоем, который предполагается ввести в эксплуатацию до 2015 года), а также установки на другой ТЭЦ для совместного сжигания биомассы с углем в двух эксплуатируемых котлах с кипящим слоем, ввод которых предусмотрен в 2012 году. Компания приобрела акции местного предприятия тепловой энергетики

и участвует в теплоснабжении ближайших населенных пунктов.

Использование газа

Во многих странах мира проводятся работы по поиску и добыче природного, попутного и особенно сланцевого газа, извлекаемого из сланцев на глубине 1,5–4 км под землей [10, 11].

В Польше в 2011 году использовано 14,4 млрд м³ газа, преимущественно импортируемого из России по сравнительно высокой цене [8, 10]. В самой республике ежегодно добывается около 4 млрд м³ газа. Для повышения энергетической безопасности страны принимаются меры по накоплению и бесперебойному обеспечению потребителей газом. Обеспечение потребителей газом осуществляет Польская нефтегазовая компания (Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo). Она располагает газотранспортной системой и дополнительно шестью подземными хранилищами газа общим объемом 1,8 млрд м³. В 2012 году планируется ввод еще одного хранилища. До 2015 года компания планирует увеличить объем хранилищ газа до 3 млрд м³. Это актуально, так как в связи с сезонными колебаниями цен на природный газ в течение года некоторые потребители покупают газ летом, когда он дешевле, передают его на хранение и используют в осенне-зимний период.

На тепловых электростанциях энергокомпаний Польши на газе вы-

рабатывается сравнительно мало электроэнергии (2,66 % в 2010 году). В перспективе планируется значительно уменьшить использование угля и увеличить долю газа, преимущественно применяя его на парогазовых энергоблоках.

Предприятия угольных компаний широко используют попутный газ метан, возникающий вследствие вентиляции шахт при добыче угля, для выработки электроэнергии и тепла. Например, Kompania Węglowa S.A. [8] планирует увеличить объем его применения до 149 млн м³ в год.

В г. Свиноустье на Балтийском море сооружается современный терминал для приема 7,5 млрд м³ более дешевого сжиженного газа в год, в создании которого заинтересована как Польша, так и другие страны Центральной Европы [12]. В этих целях строится газопровод до г. Щецина протяженностью 80 км, который свяжет терминал с газопроводами страны. Его ввод в эксплуатацию планируется в 2013 году. Одним из инвесторов проекта выступает ЕС.

Хотелось бы отметить общепризнанную высокую экономическую и экологическую эффективность использования газа на тепловых электростанциях, в том числе и на ТЭЦ. По оценкам специалистов Польской энергетической группы и газовой компании Gaz System, удельная стоимость 1 МВт установленной мощности газовой ТЭС составляет около 66 % стоимости угольной ТЭС и только 20 % стоимости АЭС [12]. По их мнению, в будущем в мире, в том числе и в Польше, откажутся от сооружения гигантских угольных или атомных электростанций, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, и предпочтут сооружать значительно меньшие по размерам, рассредоточенные по всей стране газовые ТЭС и ТЭЦ мощностью 50–500 МВт.

Среди стран ЕС Польша обладает наиболее значительными запасами сланца, месторождения которого находятся на побережье Балтийского моря, и возможностью добычи сланцевого газа для энергетики и других отраслей экономики [13]. Этой проблемой занимается польская компания PGNiG, выдавшая 15 концессий (разрешений) национальным и зарубежным организациям на разведку сланцев в стране. Для выполнения этих работ требуются значительные



Электростанция «Рыбник»

инвестиции, так как стоимость бурения одной скважины оценивается в \$ 15 млн. В феврале 2012 года компания подписала документы на продажу 5-летних облигаций с рентабельностью 4,098 % на сумму € 500 млн. Собранные финансовые средства планируется направить на разведку нефти и газа, причем преимущественно сланцевого (57 % инвестиций), а также на расширение подземных газохранилищ (6 %), развитие распределительной сети и реализацию энергетических проектов. В соответствии со стратегией компании до 2015 года [14] предусматривается выделить на эти цели € 6,2 млрд, в том числе в 2012 году – € 1,9 млрд.

Промышленная добыча сланцевого газа в Польше может быть начата в 2020 году. По мнению польских энергетиков, экологов и специалистов других стран, при поиске и добыче сланцевого газа возникнет ряд сложных проблем, связанных с использованием частных земель, необходимостью бурения множества глубоких скважин, использования большого количества воды и ее очистки, а также с потребностью в значительных финансовых средствах.

Возобновляемая энергетика

Среди 25 стран ЕС Польша является значительным производителем и пользователем различных видов энергии, однако доля возобновляемой энергетики в топливно-энергетическом балансе страны (3,8 %, 2008 год) еще не достигла среднего значения по странам ЕС (17,6 %) [15]. Для выработки электроэнергии и тепла преимущественно используется энергия воды, а также биомассы и биотоплива на ТЭС энергокомпаний. В 2009 году выработка электроэнергии от этих источников составила 3,17 % и в 2010 году – 3,78 % от общего производства электроэнергии [3].

В соответствии с Директивами Европейского парламента и Совета Европы № 2001/77 от 27 сентября 2001 года и № 2009/28 от 23 апреля 2009 года, Стратегией развития возобновляемой энергии от 23 августа 2001 года, Энергетической политикой Польши до 2030 года от 10 ноября 2009 года и Программой развития энергетики от 28 марта 2006 года в Польше предусмотрено увеличение доли возобновляемых источников

энергии в топливно-энергетическом балансе страны до 15 %.

Значительное внимание в стране уделяется использованию биомассы и биогаза для выработки электроэнергии и тепла, преимущественно на электростанциях энергокомпаний. Благодаря наличию земельных ресурсов, развитому сельскому и лесному хозяйствам, а также благоприятным климатическим условиям Польша располагает большим потенциалом биомассы. По данным Польской национальной ассоциации участников рынка биомассы, для достижения поставленных правительством целей необходимо увеличить площади посевов культур в несколько раз. В настоящее время эта задача реализуется, что позволяет обеспечивать установки ТЭС и ТЭЦ биомассой для ее совместного сжигания с углем. В 2010 году установленная мощность таких агрегатов в Польше составляла 252 МВт (для сравнения: в странах ЕС этот показатель достигает почти 7000 МВт).

На тепловых электростанциях преимущественно сжигается твердая биомасса. В 2011 году на ТЭЦ «Поланец» (Подкарпатское воеводство) реализован проект создания установки мощностью 190 МВт с годовым потреблением 220 тыс. т сельскохозяйственных отходов и 890 тыс. т древесной щепы. В ближайшей перспективе может быть построено еще пять аналогичных объектов. В настоящее время на электростанции «Поланец», восемь энергоблоков которой мощностью 225 МВт каждый вырабатывают в год 7 млрд кВт·ч (наибольшее производство «зеленой энергии»), эксплуатируются установки для совместного сжигания биомассы и каменного угля.

Польская энергетическая группа сооружает установку для очистки дымовых газов и котел для сжигания биомассы на ТЭС «Нижняя Одра» стоимостью около € 53 млн [16]. Предприятие тепловых сетей в г. Быдгоще планирует до 2012 года закончить модернизацию действующего парового котла ТЭЦ с переводом его на сжигание биомассы вместо угля [10]. Топливом будут являться специально подготовленные выращенные энергетическая верба и солома. Для хранения биомассы на ТЭЦ сооружаются склады емкостью 5 тыс. т. По расчетам руководителей электростанции, с

использованием биомассы будет вырабатываться 400 МВт·ч электроэнергии в год.

Представляет интерес установка для совместного сжигания биомассы с углем в двух существующих паровых котлах на ТЭЦ в г. Эльблонге [16]. Каждый котел оснащен четырьмя биомассовыми горелками. Для обоих котлов создана общая пневматическая система подачи биомассы для сжигания. Она будет использоваться в работе 8000 ч в год при заданной мощности 36 МВт и поочередной работе котлов, что даст возможность проводить их текущие осмотры. Ввод этой установки в постоянную эксплуатацию был предусмотрен в феврале 2012 года. Предположительно, выработка электроэнергии на ТЭЦ составит 55 млн кВт·ч в год.

Использование биомассы как дополнительного топлива, замещающего уголь при выработке электроэнергии, обеспечит эффект в виде уменьшения выбросов CO₂ в объеме около 500 т, сернистого газа – около 500 т и золы – около 4000 т в год.

Эффективным источником возобновляемой энергии является биогаз, используемый для выработки электрической и тепловой энергии, а также для отопления помещений частного сектора. В целях координации работы в сфере производства биогаза и поддержки его производителей в Польше создана ассоциация РВА. В 2011 году в республике работало около 150 заводов по производству биогаза, в стадии согласования находилось еще около 300 проектов.

Возобновляемая энергетика в стране развивается быстрыми темпами. Так, по данным [15], в 2009 году с использованием всех возобновляемых источников энергии было выработано 8679 млн кВт·ч электроэнергии, что в 3,12 раза больше, чем в 2001 году (2783 кВт·ч); в том числе на биогазе – 319,2 млн кВт·ч, что в 7,6 раза больше, чем в 2001 году (42 млн кВт·ч). Выработка тепла при использовании таких источников в 2009 году составила 9870 ТДж, что в 5,4 раза больше, чем в 2001 году (1815 ТДж). При этом 91,7 % тепла выработано при сжигании биомассы и 8,3 % – биогаза. Всемирный банк выделил Польше € 750 млн на повышение энергетической эффективности, а также развитие возобновляемых источников энергии [16].

Ветроэнергетика

В мире постоянно увеличивается использование энергии ветра для производства электроэнергии [18]. Если в 2009 году установленная мощность ВЭУ составляла 159,7 ГВт, в 2010 – 240,5 ГВт, то по прогнозу в 2017 году она достигнет около 718 ГВт.

Польша обладает значительным потенциалом энергии ветра промышленного значения на северо- и юго-западе страны (польский шельф и побережье Балтийского моря), а также в других регионах страны.

Интенсивное сооружение ВЭУ, в основном изготавливаемых в ФРГ и Швеции, началось в республике в начале 2000-х годов. В 2006 году общая установленная мощность польских ВЭУ составляла уже 100 МВт, в 2009 – 500 МВт, в конце сентября 2010 года – более 1 ГВт (1000 МВт), в первой половине 2011 года – более 1,35 ГВт. В отдельных воеводствах их общая установленная мощность достигала следующих значений: в Западно-Поморском – 455,91 МВт, Великопольском – 220,05, Куявско-Поморском – 189,44, Поморском – 140,99, Варминско-Мазурском – 122,17 МВт.

По показателю суммарной установленной мощности ветроэнергостановок Польша занимает первое место среди стран Центральной и Восточной Европы благодаря законодательной и финансовой поддержке правительства и Еврокомиссии, а также созданию благоприятных условий для притока

иностраных инвестиций (наличие квалифицированных кадров и более дешевый труд).

Ветровые турбины имеют, как правило, мощность 2–3 МВт. Ветроэлектростанции мощностью 5–6 МВт предназначены для установки в море. Все чаще около городов сооружаются ВЭУ с турбинами, имеющими вертикальные винтовые оси, что позволяет им работать при всех направлениях ветра. Такие установки производят значительно меньше шума, так как скорость вращения их лопастей меньше, чем в традиционных.

В настоящее время в Польше сооружаются ветроэнергетические парки (ветропарки) большой мощности. Так, энергетический концерн TAURON EnergiaPro совместно с немецкой фирмой WSB Neue Energien GmbH и PKO Bank Polski сооружает ветропарк «Липники» (Опольское воеводство) мощностью 30,75 МВт [17]. Намечено реализовать аналогичные проекты в других регионах страны.

По оценке Агентства информации и иностранных инвестиций, в Польше производство электроэнергии на ветроэлектростанциях является прибыльным. Средняя стоимость сооружения ВЭУ установленной мощностью 1 МВт составляет € 1,2–1,7 млн, а годовая выработка ветропарка мощностью 40 МВт после налогообложения (20 %), страховых и иных сборов (10 %) достигает € 9 млн.

При сооружении ВЭУ в Польше устанавливается преимущественно оборудование зарубежных фирм Vestas (30 %), Siemens, Enerson,

Gamesa и Nordex (по 6–12 %). С 2010 года отдельные элементы ветротурбин изготавливаются польскими фирмами LM Windpower, Mostostal Chojnice, Energomontaż Gdynia, Gdańsk Shipyard, которые поставляются как на внутренний, так и на внешний рынки, в том числе германскому концерну Nordex.

В Польше создана национальная ветроэнергетическая ассоциация PWEA и разработан план использования возобновляемых источников энергии (National renewable energy action plan – NREP). В соответствии с планом Министерства экономики Польши к 2020 году общая мощность ВЭУ должна достигнуть 6,65 ГВт, выработка электроэнергии ветроустановками – 17 %, а к 2030 году – 29 % от суммарного производства электроэнергии. За счет этого ожидается значительное уменьшение выбросов CO₂ в атмосферу, что соответствует требованиям Директив Европейского сообщества.

Ядерная энергетика

В соответствии с Энергетической политикой Польши, утвержденной постановлением Совета министров Республики Польша 10 ноября 2010 года, и Национальной программой развития ядерной энергетики предусмотрено сооружение в республике двух АЭС общей мощностью 6000 МВт [19]. Первый ядерный реактор планируется ввести в эксплуатацию в 2023 году. Предполагается, что первая АЭС выйдет на полную мощность в 2025 году. Ввод второй АЭС мощностью 3000 МВт предусмотрен в 2030 году.

Для строительства атомной электростанции рассматривались три потенциальные площадки: для первой АЭС – Жарновец в зоне действующей ГАЭС, Гонжки и Хожево; для второй – предположительно Клемпич. Правительство Польши принимает меры по ускорению развития атомной энергетики. Так, 23 февраля 2012 года премьер-министр Д. Туск [19] заявил, что АЭС будет сооружать компания PGE с созданием международного консорциума. Постановлением правительства ей гарантируется 51 % акций АЭС, остальные 49 % могут получить несколько национальных и иностранных инвесторов.

Стоимость одной АЭС оценивается приблизительно в \$ 12,64 млрд



Ветроэнергетическая установка

(по курсу валют на 26 февраля 2012 года). Однако доля PGE может уменьшиться, так как к участию в строительстве АЭС проявляют интерес Taigop и другие компании. В 2012 году планируется объявить торги на поставку ядерного реактора. В них заинтересованы принять участие фирмы AREVA совместно с EDF (Франция), Westinghouse (США), KEPSCO (Южная Корея) и др.

Приватизация топливно-энергетического комплекса

В Польше объекты топливно-энергетического комплекса принадлежат государству и нескольким энергокомпаниям. С целью пополнения государственного бюджета в 2010 и 2012 годах пакеты акций ряда энергокомпаний были проданы через биржи финансовым организациям, в том числе 10 % акций KGHM, около 11 % акций топливного концерна Lotos, 16 % акций энергокомпании Enei, почти половина акций угольной шахты «Богданка», 10 % акций компании PZU [20]. 23 февраля 2012 года проведена успешная продажа около 7 % акций компании PGE.

Правительство запланировало поступление в госбюджет на 2012 год средств от приватизации в размере \$ 3,16 млрд. Во второй половине 2012 года на финансовую биржу могут быть выставлены акции комплекса электростанций Pątnów-Adamów-Konin на общую сумму \$ 475 млн. Стоимость этого комплекса может значительно увеличиться в случае продажи ему государством акций угольных шахт в Конине и Адамове. Польские эксперты считают, что приватизация компаний способствует более интенсивному развитию и эффективному функционированию ТЭК. Вместе с тем приватизация больших компаний ТЭК стратегическими инвесторами практически задержана с целью обеспечения энергетической безопасности и сохранения энергонезависимости страны.

Импорт и экспорт электроэнергии. Трансграничные ВЛ

В последние годы в Польше увеличивалась выработка электроэнергии, создан рынок этого продукта, осуществлялся экспорт и импорт

электроэнергии по воздушным линиям электропередачи (трансграничным ВЛ) [1, 3, 5, 21].

Как известно [5], с 1962 года до 30 июня 2004 года Польша импортировала электроэнергию по ВЛ 220 кВ Росс (Беларусь) – Белосток (Польша) и непродолжительно по двухцепной ВЛ 110 кВ Брест-2 – Вулька Добрыньска. В настоящее время эти линии не используются. В связи с развитием энергетики Польши, Германии, России, Беларуси и Украины предусматриваются перетоки электроэнергии в эти страны. Так, разрабатываются проекты создания линий электропередачи [21]: ВЛ 400 кВ Элк (Польша) – Алитус (Литва) пропускной способностью 1000 МВт (предполагается, что линия будет введена в 2015 году) [16] и ВЛ 400 кВ Польша – Германия (в связи с планируемым выводом некоторых АЭС).

По оценкам специалистов [1, 6, 16, 21], в ближайшие годы в Польше вследствие повышения стоимости топлива и платы за выбросы CO₂ в атмосферу цена вырабатываемой энергии может увеличиться на большие величины, чем в соседних странах (Украине, Беларуси и др.). В таких условиях может быть взаимовыгодным экспорт электроэнергии из Беларуси в Польшу от действующих подстанций «Брест-2» и «Росс», а также расширяемой Березовской ГРЭС и намечаемой к строительству Зельвенской ГРЭС.

Заключение

Приведенные выше данные свидетельствуют о том, что энергетика Польши развивается динамично. В стране максимально используются национальные запасы каменного и бурого углей, других видов энергоресурсов. Безусловным лидером возобновляемой энергетики является ветроэнергетика. Активно применяются и сооружаются многочисленные установки для использования таких возобновляемых энергоресурсов, как биомасса (солома, энергетическая верба, древесная щепа и т.п.), а также их совместного сжигания с углем в котлах электростанций и котельных. В развитии электроэнергетики главной тенденцией становится переход на парогазовые технологии с увеличением применения природного газа.

Список литературы

1. IV Lubelskie Targi Energetyczne ENERGETICS 2011, Lublin, 15–17 listopada 2011, Katalog targowy, Targi Lublin, 2011. – 76 s.
2. Mała encyklopedia energii jądrowej (Mini Encyclopaedia of Nuclear Energy), Stowarzyszenie Elektryków Polskich-Centralny Ośrodek Szkolenia i Wydawnictwo, Warszawa, 2011. – 64 s.
3. Budujemy wartość i bezpieczną przyszłość. Strategia Grupy PGE na lata 2012–2035. Luty 2012, WWW.pgesa.pl/pl/PGE_Centrum_Prasowe.
4. Gawlik, L., Ullasz-Bocheńczyk, A., Majchrzak, H., Mokrzycki, E. Perspektywy węgla kamiennego i brynatnego w Polsce i Unii Europejskiej, Energetyka, styczeń 2011. – S. 38–45. WWW.webcache.googleusercontent.com
5. Pierwsza synchronizacja bloku 858 MW w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów, Przegląd Energetyczny, numer 3(63), wrzesień 2011. – S. 30.
6. Uznański, T. Konsolidacja szansą na sukces, Przegląd Energetyczny, numer 3(63), wrzesień 2011, s.12, 13 (Oddział Turów S. A.).
7. Baca, K. Energetyczne plany giganta, Rzeczpospolita, 25–26 lutego 2012, S. B5.
8. Jastrzębska Spółka Węglowa inwestuje, Energetyka i Elektrotechnika, nr. 4(18), s. 32.
9. Uznańscy, A. i T. Od węgla do gazu i biomasy, Przegląd Energetyczny, numer 3(63), wrzesień 2011, s. 14–15.
10. Chadam, J., Bałowski, M. Łupkowy impuls rozwoju, Rzeczpospolita, 9 lutego 2012, s. A10.
11. Furman, T. Brak chętnych do magazynu gazu, Rzeczpospolita, 25–26 lutego 2012, s. B5.
12. Łakoma, A. Wydobycie z łupków na razie niezagrożone, Rzeczpospolita, 6 października 2011, s. B7.
13. Furman, T. PGNiG pozyska z emisji pół miliarda euro, Rzeczpospolita, 9 lutego 2012, s. B5.
14. Gorczyca, M. Energia ze źródeł odnawialnych w Polsce na tle innych krajów Unii Europejskiej, Energetyka, sierpień 2011, s. 515–518.
15. Kraj [Polska] w skrócie, gigawat.info energia, nr. 6/2001(138), s. 43 – 45.
16. Grzeszczak, E., Balcewicz, J. Biomasa nie jest w stanie zastąpić węgla, ale może być paliwem dywersyfikującym, gigawat.info energia, nr. 9/2011(141), s. 14–16.
17. Grzesik, W. Wytwarzanie elementów dla energetyki niekonwencjonalnej, Mechanik, NR 12/2011, s. 17–19.
18. Tusk, D. Więcej partnerów do atomu, Gazeta Wyborcza – Gospodarka, 24 lutego 2012, s. 28.
19. Zasuń, R., Prusek, T. Skarb sprzedał 7 procenów akcji PGE, Gazeta Wyborcza – Gospodarka, 24 lutego 2012, s. 29.
20. Piwowarczyk, W. Wyznaczenie rynku relewantnego w kontekście sektora elektroenergetycznego, gigawat.info energia, nr. 8/2011(140), s. 25–30.

ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ ИНЕРЦИОННО-ГРАВИТАЦИОННЫХ ФИЛЬТРОВ-ГРЯЗЕВИКОВ ГИГ НА КОТЕЛЬНЫХ С ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЛАМИ БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Широкое распространение в централизованном теплоснабжении городских поселений получили крупные районные котельные, оборудованные водогрейными котлами большой тепловой мощности (ПТВМ-30, 50, 100, 150, 180, КВГМ-30, 50, 100). Их характерной особенностью является развитая конвективная часть при относительно малых диаметрах трубок. Практика эксплуатации показала, что такие котлы часто уязвимы в отношении заноса механическими загрязнениями, поступающими с обратной сетевой водой, особенно в период запуска отопительных систем потребителей. В связи с этим становится актуальной необходимость применения оборудования для защиты водогрейных котлов и теплообменного оборудования от заноса механическими загрязнениями.

В эксплуатационной практике заносом принято называть быстрое (в течение нескольких суток и даже часов) увеличение гидравлического сопротивления котлов (на 2–5 кгс/см²). Данное явление приводит к необходимости изменения режима работы котлов, например снижению расхода воды, циркулирующей через котел, что в свою очередь ведет к интенсификации роста отложений из-за уменьшения нормативных скоростей ее движения, пережогу труб, аварийным ситуациям и, в конечном счете, выведению котла из работы.

Существует даже эксплуатационная практика, когда в пусковой период включают в циркуляцию один котел, специально выбранный для работы в этот период как «грязеуловитель» с целью защиты от заноса других котлов. После прохождения пускового периода его выводят в ремонт или выполняют химико-технологическую обработку (кислотную промывку).

Безусловно, явление заноса котлов, а также другого теплообменного оборудования сопровождается значительными финансовыми потерями. Увеличение гидравлического сопротивления котлов и теплообменников неизбежно ведет к увеличению затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя, снижению КПД установки, необходимости проведения дорогостоящих химико-технологических обработок и ремонтов котлов, уменьшению общего ресурса работы теплоэнергетического оборудования.

Известно, что основное загрязнение сетевой воды механическими частицами создают:

- продукты коррозии трубопроводов тепловых сетей, систем отопления, теплообменного оборудования;
- шламовые отложения;
- минеральные примеси в виде частиц грунта и песка;
- посторонние фрагменты и случайные загрязнения.

Источниками загрязнений сетевой воды являются, главным образом, системы отопления зданий и сооружений, сетевые трубопроводы, а также посторонние примеси и случайные загрязнения, попадающие в трубы при ремонте участков тепловых сетей.

Состав, структура, свойства загрязнений сетевой воды

Определенный интерес представляют данные, характеризующие состав, структуру, свойства загрязнений, присутствующие в сетевой воде. По результатам некоторых исследований и данным эксплуатации концентрация и дисперсный состав механических загрязнений значительно изменяются в течение отопительного периода.

Так, по данным некоторых теплоснабжающих предприятий, качество обратной сетевой воды в период запуска тепловых сетей имеет следующие показатели (приведен диапазон значений):

- содержание железа общее, мг/дм³ – 0,8–5;
- цветность по шкале СО-Рt, град – 30–600;



**С.П. БАТУЕВ, к.т.н.,
генеральный директор
ООО СПКФ «ВАЛЕР»
(г. Санкт-Петербург)**

- прозрачность по шрифту, см – 30–12;
- мутность, мг/дм³ – 1,7–30;
- содержание взвешенных веществ, мг/дм³ – 5–1000.

Образование железистоокисных отложений в системах отопления и трубопроводах тепловой сети в значительной степени обусловлено так называемой стояночной коррозией и отсутствием консервации оборудования в межотопительный период. Учитывая, что интенсивность стояночной коррозии в среднем в 15–20 раз выше интенсивности коррозии, протекающей в период эксплуатации, а продолжительность межотопительного периода составляет в среднем пять месяцев, в отопительных системах, сетях и оборудовании за это время происходит накопление большого количества железистоокисных отложений.

С началом отопительного периода при включении циркуляции теплоносителя эти отложения в большом количестве попадают в тепловые сети. Концентрация загрязнений в обратной сетевой воде в этот период может многократно превышать нормативные значения по содержанию железа, взвешенных частиц, цветности, прозрачности, мутности. В динамике показателей (например, концентрации железа) обратной сетевой воды в течение года, показан-

Результаты гранулометрического анализа загрязнений в сетевой воде

Класс крупности загрязнений, мкм	Свыше 5000	От 2000 до 5000	От 1000 до 2000	От 500 до 1000	От 200 до 160	От 160 до 125	От 125 до 71	От 71 до 45	Менее 45
Содержание, % : - сетевая вода котельной «Парнас»	26,92	24,54	17,19	11,67	7,35	1,19	3,57	3,70	3,87
- сетевая ТЭЦ ОАО «Ижорские заводы»	– *	24,08	22,27	14,21	12,88	1,44	3,13	2,53	10,84

* Примечание: частицы загрязнений свыше 5000 мкм в сетевой воде ТЭЦ ОАО «Ижорские заводы» не учитывались вследствие их очень большого количества в накопленном шламе.

ной на рис. 1, это проявляется ярко выраженным «пиком» превышения.

Периодическое превышение нормативных показателей происходит также и в течение отопительного сезона и вызвано, как правило, переключениями на участках тепловых сетей или их запуском после аварийных ремонтов.

По данным эксплуатирующих организаций, в пусковой период около 80–90 % частиц загрязнений в сетевой воде имеют размер свыше 70 мкм (рис. 2), а их количество максимально. Кроме того, в период пуска с обратной сетевой водой поступает большое количество крупных механических примесей – отслоившиеся со стенок трубопроводов фрагменты продуктов коррозии могут достигать 0,5–5 см, встречаются мелкие и крупные камешки, песок, щебень, сварочный грат, окалина и другие посторонние предметы.

Такие загрязнения в силу больших значений концентраций, размеров и плотности имеют определяющее значение в негативном явлении заноса котлов и теплообменного оборудования механическими примесями, особенно в пусковой период. Их присутствие в сетевой воде создает дополнительную опасность повреждения и (или) повышенного абразивного износа рабочих колес сетевых насосов.

Анализ таблицы показывает, что основная масса загрязнений (около 85–90 %) имеет размер более 70 мкм. Интересно, что дисперсный состав механических частиц, улавливаемых разным водоочистным оборудованием (на ТЭЦ ОАО «Ижорские заводы» установлены магнитные уловители шлама), на тепловых сетях разных предприятий достаточно одинаков, что свидетельствует о целесообразной границе размеров частиц, улавливание которых необходимо с точки зрения предотвращения заноса котлов и теплообменного оборудования механическими загрязнениями в сетевой воде.

Подходы к повышению качества сетевой воды

Вынужденной мерой улучшения показателей качества сетевой воды является промывка сетей большим объемом воды, прошедшей водоподготовку. Это ведет к безвозвратной ее потере и существенным затратам.

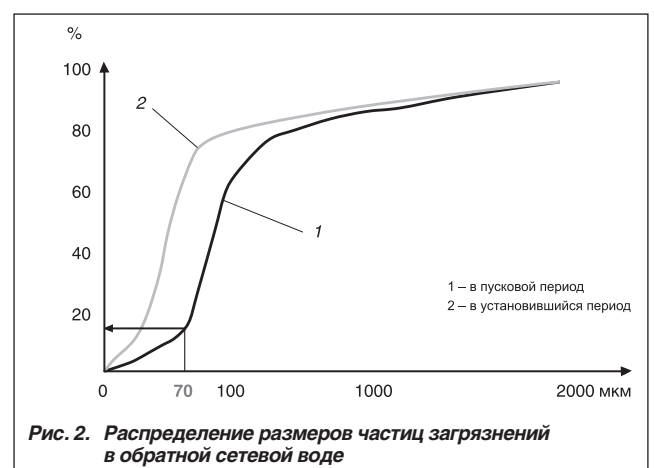
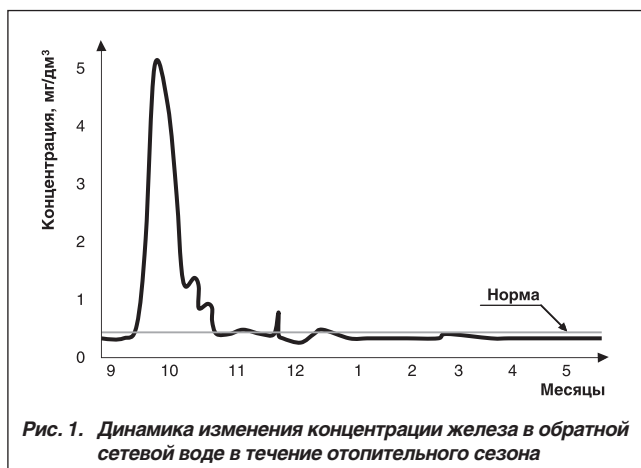
Многие тепловые источники вообще не имеют оборудования для очистки обратной сетевой воды. В лучшем случае установлены грязевики перед сетевыми насосами, которые могут защитить рабочие колеса насосов от попадания только крупных предметов. Вследствие этого на практике явление заноса кот-

лов и теплообменного оборудования встречается достаточно часто. Причем при отсутствии оборудования для очистки обратной сетевой воды от механических примесей опасность заноса котлов и теплообменников сохраняется в течение всего отопительного периода.

Приведенные факты указывают на актуальную необходимость применения оборудования для защиты водогрейных котлов и теплообменного оборудования от заноса механическими загрязнениями, поступающими в котельные с обратной сетевой водой.

При выборе оборудования для очистки сетевой воды от загрязнений большое значение имеют такие показатели, как его эффективность, возможная производительность, рабочий диапазон расходов, простота и удобство эксплуатации, а также характер и свойства загрязнений.

Например, устройства, использующие сетчатые перегородки или фильтрующие материалы, отличаются быстрым нарастанием гидравлического сопротивления и необходимостью очистки или замены указанных элементов. При этом аппарат должен полностью или частично выводиться из работы, а неочищенная сетевая вода в этот период направляется по байпасной линии без очистки или через дополнительный,



резервный аппарат. В период пуска тепловых сетей такие устройства необходимо часто обслуживать, что существенно увеличивает эксплуатационные расходы. Этот факт хорошо показан и подтвержден исследованиями Датского совета по централизованному теплоснабжению.

Устранение данного недостатка возможно путем автоматизации процесса промывки сетчатых перегородок или фильтрующих материалов, однако это также приводит к росту затрат на эксплуатацию. Автоматизация такого процесса, реализуемая в так называемых самопромывных, или самоочищающихся, фильтрах частично решает эту проблему, но при больших концентрациях загрязнений в воде значительно увеличивается частота включения режима промывки и образуется достаточно большой объем промывочной воды. Кроме того, стоимость автоматизации аппаратов достаточно высока.

Существует также возможная опасность повреждения сетки крупным фрагментом загрязнения в воде или случайным предметом, которое может быть не зафиксировано персоналом. В этом случае эффект очистки воды сетчатыми фильтрами резко снижается.

Подобных недостатков лишены устройства, использующие гидродинамические принципы очистки (например, сочетание процессов инерции и гравитации). Комбинированное использование этих процессов реализовано в инерционно-гравитационных грязевиках ГИГ, разрабатываемых предприятием ООО СПКФ «ВАЛЕР».

Такие аппараты имеют незначительное и постоянное гидравлическое сопротивление, независящее от количества уловленных загрязнений. Они не требуют резервирования, специального обслуживания, остановки в ходе эксплуатации, не могут быть повреждены при попадании в них крупных и прочных фрагментов и постоянных предметов с сетевой водой.

Накопление загрязнений происходит в нижней камере устройства (для тяжелых примесей) и в верхней камере (для легко всплывающих примесей). Достаточно большой объем камер обеспечивает сбор частиц загрязнений для последующего их периодического удаления.

Удаление накопленных загрязнений из корпуса грязевиков ГИГ произво-

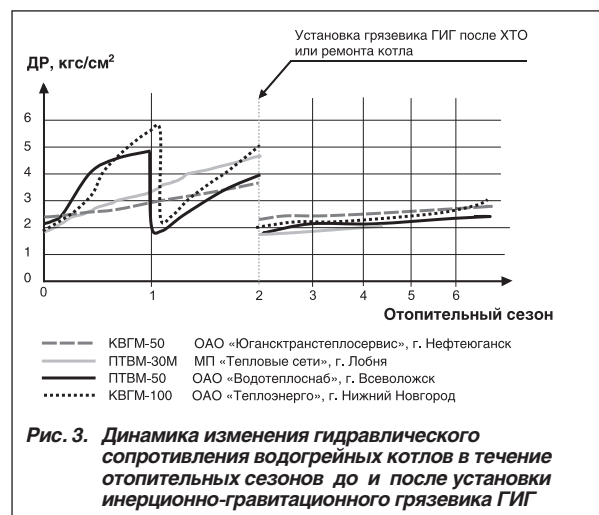
дится кратковременным открытием дренажей, без остановки системы и самого устройства. Объем сбрасываемой воды при этом незначителен и составляет около 2–5 % от внутреннего объема аппарата. Высокая производительность (до 6000 м³/ч и выше) и эффективность очистки сетевой воды в таких устройствах (до 90 % для тяжелых частиц загрязнений с размером более 70 мкм) сочетается с надежностью и простой эксплуатации.

Опыт использования инерционно-гравитационных грязевиков ГИГ

Внедрение инерционно-гравитационных фильтров-грязевиков ГИГ ведется с 1993 года. Накоплен большой положительный опыт эксплуатации аппаратов на многих котельных. На рис. 3 показана динамика изменения гидравлического сопротивления водогрейных котлов на ряде котельных теплосетевых предприятий до и после установки инерционно-гравитационных грязевиков ГИГ.

Например, гидравлическое сопротивление котлов ПТВМ котельной, не оборудованной устройствами очистки сетевой воды от механических примесей, за отопительный сезон увеличивалось с нормативных 1,5 до 6 кгс/см². Причем максимальная степень прироста гидравлического сопротивления приходилась на первые недели пускового периода. Быстрый занос конвективных частей котлов приводил к необходимости постоянных ремонтов конвективных пакетов, а также проведению ежегодных химических промывок. После установки в 2003 году оборудования для очистки обратной сетевой воды (гравитационно-инерционный фильтр-грязевик ГИГ-1000) и его эксплуатации в течение года гидравлическое сопротивление на котлах увеличилось лишь на 0,5 кгс/см², а за последующие два отопительных сезона практически не изменялось.

По данным ОАО «Теплоэнерго» (г. Нижний Новгород), увеличение гид-



равлического сопротивления пиковых водогрейных котлов на Нагорной теплоцентрали до установки гравитационно-инерционных фильтров-грязевиков составляло 4–5 кг/см² за отопительный период. После внедрения аппаратов ГИГ-2300 и ГИГ-6400 прирост гидравлического сопротивления за отопительный сезон 2005/2006 года составил 0,3 кг/см² и продолжает оставаться постоянным. По эксплуатационным данным, в результате работы фильтров-грязевиков ГИГ было уловлено и удалено из тепловой сети около 31 т механических примесей.

Аналогичный характер нарастания гидравлического сопротивления водогрейных котлов типа ПТВМ до установки фильтров-грязевиков ГИГ наблюдался на котельных ООО «Югансктрансстеплосервис» (г. Нефтеюганск) и МУП «Лобненская теплосеть» (г. Лобня Московской области). После установки аппаратов ГИГ нарастание перепада давления на котлах практически не происходит, что позволяет прогнозировать значительное увеличение межремонтного ресурса котлов и существенную экономию материальных затрат.

Продолжительность пускового периода в тепловых сетях зависит от интенсивности подключения потребителей, качества предварительной промывки сетей и систем отопления потребителей, наличия оборудования для очистки обратной сетевой воды и может составлять в среднем от 15 до 30 дней. Установка водоочистного оборудования на сетевых трубопроводах значительно уменьшает период времени до достижения сетевой водой нормативных значений показателей.

Например, в результате длительной (более десяти лет) эксплуата-

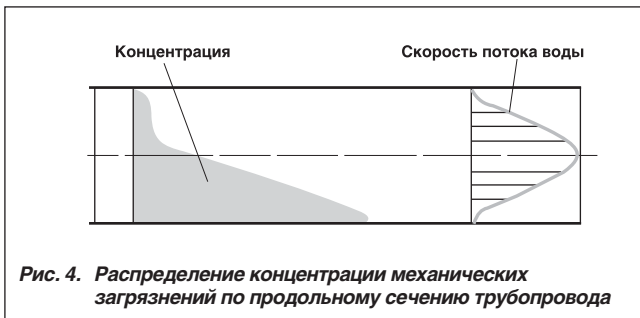


Рис. 4. Распределение концентрации механических загрязнений по продольному сечению трубопровода



Рис. 5. Распределение частиц шлама по поперечному сечению трубы

ции инерционно-гравитационных фильтров-грязевиков ГИГ-5600 на обратном трубопроводе котельной РТ «Парнас» (ГУП «ТЭК СПб») качество обратной сетевой воды достигает нормативных показателей в течение 5–10 дней с начала циркуляции теплоносителя при запуске отопительных систем.

Подобные результаты получены и на котельных ООО «Югансктранс-теплосервис» (г. Нефтеюганск) с водогрейными котлами КВГМ-100 и ПТВМ-30М, обратные трубопроводы которых оборудованы пятью фильтрами-грязевиками ГИГ-2750. Эксплуатационным персоналом отмечено быстрое достижение нормативных показателей сетевой воды, что ранее не удавалось получить на протяжении всего отопительного периода.

После завершения подключения потребителей к тепловым сетям, стабилизации циркуляции теплоносителя и улавливания основного количества

механических примесей водоочистным оборудованием концентрация загрязнений в сетевой воде приближается к нормативным значениям, уменьшаются размеры взвешенных частиц загрязнений – около 50–60 % частиц имеют размер менее 50 мкм (рис. 3) при их общем количестве не более 10–15 %. Эти загрязнения в силу небольших значений концентраций и размеров уже мало влияют на процесс механического заноса, поскольку при нормативных скоростях движения воды в водогрейных котлах практически не осаждаются.

Анализ распределения концентрации механических загрязнений по сечению горизонтального трубопровода (рис. 4, 5) показывает, что крупные частицы (свыше 100 мкм) распределяются в области нижней образующей трубы и тем самым создают наносные отложения на участках труб с низкими скоростями движения воды. Более мелкие частицы в потоке распределяются по сечению трубопровода достаточно равномерно в соответствии с профилем скорости движения воды в трубопроводе

и при скоростях воды более 0,8 м/с практически не осаждаются.

Вероятно, этим объясняется тот факт, что при анализе воды на содержание взвешенных веществ зачастую не обнаруживаются достаточно крупные механические загрязнения (свыше 100 мкм). Тем не менее даже при нормативном значении концентрации взвешенных веществ в сетевой воде в период установившейся циркуляции теплоносителя (после завершения пускового периода) улавливание крупных механических примесей грязевиком ГИГ продолжается. Об этом свидетельствует дисперсный анализ загрязнений в шламе, дренируемом из аппарата периодически в течение всего отопительного периода (см. таблицу).

Таким образом, приведенные данные о результатах практической эксплуатации инерционно-гравитационных грязевиков ГИГ позволяют рекомендовать их широкое применение в котельных и ТЭЦ для очистки обратной сетевой воды от механических примесей и предотвращения заноса загрязнениями котлов и теплообменного оборудования (рис. 6, 7).



Рис. 6. Грязевик ГИГ-2300 на Интинской ТЭЦ ОАО «ТГК-9». Установлен в 2007 году



Рис. 7. Грязевики ГИГ-6000 ВК на Приморской котельной. Установлены в 2009 году

АНАЛИЗ УРОВНЯ ЭЛЕКТРОТРАВМАТИЗМА СРЕДИ ПЕРСОНАЛА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В 2011 ГОДУ

Главной ценностью и основой стабильности любого предприятия является трудовой коллектив, а основной целью при решении любых производственных задач – сохранение жизни и здоровья каждого работника в процессе его трудовой деятельности. Контролируя техническое состояние электрических и теплоиспользующих установок потребителей, условия эксплуатации и выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание этих установок, органы государственного энергетического надзора Республики Беларусь стоят на страже безопасности жизни и здоровья людей и ведут профилактическую работу по предупреждению травматизма на производстве.

Одной из форм такой профилактики является анализ уровня электротравматизма среди персонала потребителей электроэнергии, ежегодно проводимый управлением государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго».

В 2011 году в целом по стране уровень электротравматизма на объектах потребителей в сравнении с 2010 годом увеличился на 20 %. В течение года произошло 24 несчастных случая (НС). Из них со смертельным исходом – 16, с тяжелым – 8. Групповых несчастных случаев в 2011 году, как и в 2010-м, не зарегистрировано (рис. 1).

Увеличение числа случаев электротравматизма в анализируемый период отмечено в Витебской, Гродненской и Могилевской, снижение – в Брестской и Минской областях. В Гомельской области уровень электротравматизма остался на уровне прошлого года. Наибольшее количество несчастных случаев, как и в 2010 году, произошло в Минской области и г. Минске – 10. Стоит отметить, что в 2011 году число смертельных несчастных случаев выросло на 45 %. Распределение несчастных случаев по областям представлено в таблице.

Большинство электротравм по-прежнему случается в летний пе-

риод, причем данный показатель продолжает расти. Так, в 2011 году летом произошло 14 несчастных случаев (58 % от общего числа), в 2010 – 9 (45 %), наибольшее их количество пришлось на июнь и август (рис. 2).

Все 24 несчастных случая происходили в период с понедельника по пятницу, чаще всего во вторник – 7 несчастных случаев.

Наибольшее число пострадавших пришлось на возрастную группу от 31 до 40 лет. Их количество составило 6 человек, в то время как в 2010 году больше всего пострадали от электротравм работники в возрасте от 21 до 30 лет (8 человек).

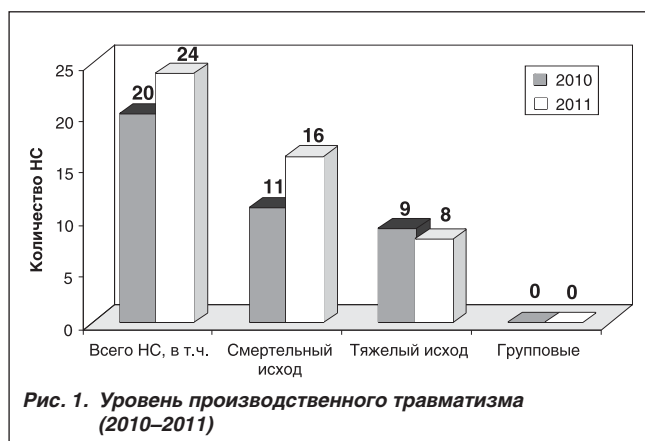
Максимальное количество несчастных случаев, как и в 2010 году, произошло с персоналом промышленных и приравненных к ним потребителей (16 электротравм). С персоналом агропромышленных потребителей произошло 3 несчастных случая, непромышленных – 5. 11 несчастных случаев зарегистрирова-

но в организациях государственной формы собственности, 13 – в организациях частной собственности.

Среди министерств и ведомств, в подведомственных организациях которых произошли несчастные случаи, – Министерство промышленности (7 несчастных случаев), Министерство архитектуры и строительства (3), Министерство транспорта и коммуникаций (2), Министерство сельского хозяйства и продовольствия, Министерство жилищно-коммунального хозяйства (по 1), организации, подчиненные обл-, рай-, горисполкомам (10 несчастных случаев).

Из 24 пострадавших 15 человек, или 62 % (в 2010 году – из 20 человек 12, или 60 %), относятся к электротехническому (электротехнологическому) персоналу, из них 6 – оперативно-ремонтный, 3 – ремонтный, 3 – административно-технический, 3 – электротехнологический.

Остальные 9 пострадавших, или 38 % (в 2010 году – 8, или 40 %), –



Распределение несчастных случаев по областям (2010 и 2011 годы)

Область	Количество НС, шт.		Всего пострадавших, чел.		В том числе			
	2010	2011	2010	2011	смертельный исход, чел.		травмировано, чел.	
					2010	2011	2010	2011
Брестская	4	3	4	3	3	3	1	0
Витебская	0	1	0	1	0	1	0	0
Гомельская	4	4	4	4	2	3	2	1
Гродненская	0	3	0	3	0	1	0	2
Минская и г. Минск	11	10	11	10	6	5	5	4
Могилевская	1	3	1	3	0	3	1	0
ИТОГО	20	24	20	23	11	16	9	7

из числа неэлектротехнического персонала: дорожный рабочий, председатель ЖСПК, кочегар, слесарь, механик, два штукатура и два водителя.

Среди электротехнического персонала наибольшее количество пострадавших с группами по электробезопасности III, IV и V – по 4 человека в каждой, с группой по электробезопасности II – 3 человека (рис. 3).

Подавляющее большинство несчастных случаев происходило на электрооборудовании напряжением до 1000 В (электроинструмент, удлинители, электропроводка и т.п.) – 19 несчастных случаев, или 79 % от общего количества несчастных случаев (рис. 4).

В состоянии алкогольного опьянения в 2011 году находились двое пострадавших, или 8 % от общего числа потерпевших (в 2010-м – 3 человека, или 15 %).

Анализ обстоятельств и причин несчастных случаев, связанных с воздействием электрического тока, позволяет сделать выводы, что к травматизму на производстве по-прежнему приводит невыполнение персоналом потребителей электроэнергии требований НПА и ТНПА, регламентирующих производство работ в электроустановках («Межотраслевые правила охраны труда при работе в электроустановках», ТКП 181-2009

«Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», ТКП 290-2010 «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках», «Правила безопасности при работе с механизмами, инструментом и приспособлениями»), в том числе:

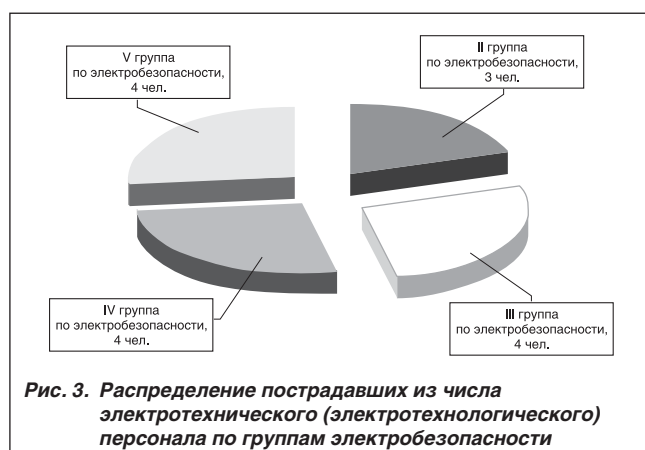
- невыполнение организационных мероприятий;
- невыполнение технических мероприятий;
- несоблюдение мер безопасности при работе с электроинструментом;
- самовольное расширение рабочего места;
- нарушения Правил охраны электрических сетей напряжением выше 1000 В;
- отсутствие контроля за ведением работ в действующих электроустановках.

В числе причин следует назвать также формальное проведение инструктажей, осуществление работ без применения электрозащитных средств, слабый контроль со стороны работников, ответственных за безопасность производства работ в действующих электроустановках, самовольные действия и личная неосторожность пострадавших, выполнение работ в состоянии алкогольного опьянения и низкая производственная дисциплина.

Нельзя не отметить, что имеют место низкий уровень организации работ, грубые нарушения Правил. Так, причинами большей части несчастных случаев явились следующие:

- непосредственное прикосновение к открытым токоведущим частям и проводам;
- прикосновение к токоведущим частям, изоляция которых повреждена;
- прикосновение к металлическим частям оборудования, случайно оказавшегося под напряжением;
- касание токоведущих частей предметами с низким сопротивлением изоляции;
- отсутствие или нарушение защитного заземления;
- ошибочная подача напряжения во время ремонтов или осмотров;
- воздействие электрического тока через дугу;
- воздействие шагового напряжения и др.

Производственный электротравматизм находится в прямой зависимости от уровня организации электрохозяйства. Неудовлетворительное его состояние, несоблюдение требований, предъявляемых к его ведению, порождают электротравмы не только электротехнического персонала, но и работников других профессий и специальностей.



О ПРОИЗВОДСТВЕННОМ ТРАВМАТИЗМЕ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ШИНОМОНТАЖНЫХ РАБОТ

По статистике, подавляющее большинство несчастных случаев на производстве происходит в результате нарушений требований нормативных правовых актов по охране труда. Причем указанные нарушения допускаются как должностными лицами организаций, так и самими потерпевшими. Особенно остро эта проблема стоит в организациях, осуществляющих работы с повышенной опасностью.

Казалось бы, уже само отнесение работ к категории повышенной опасности должно наводить работодателей и работающих на мысль о необходимости повышенных требований к их организации и проведению. Однако, как показывает практика, происходит это далеко не всегда. Не является исключением в этом отношении и такой вид работ, как ремонт и техническое обслуживание транспортных средств, особенно в части организации и выполнения шиномонтажных работ.

Так, в 2011 году Департаментом государственной инспекции труда Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь для принятия мер реагирования было подготовлено и направлено в органы государственного управления, местные исполнительные и распорядительные органы информационное письмо «О несчастных случаях на производстве, происшедших при ремонте и обслуживании транспортных средств». Указанным письмом Департамент потребовал от руководителей организаций республики обеспечить выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту транспортных средств в строгом соответствии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда на автомобильном и городском электрическом транспорте, утвержденных постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь и Министерства транспорта и коммуникаций Республики Беларусь от 4 декабря 2008 года № 180/128, Правил по охране труда при ремонте, техническом обслуживании и постановке на хранение сельскохозяйственных машин, агрегатов и оборудования, утвержденных постановлением Министерства сельского хозяйства и продовольствия Республики Беларусь от 25 февраля 2008 года № 14.

Вместе с тем, как показали итоги прошедшего года, отдельными работодателями данные предложения были проигнорированы. Результатом нарушений требований безопасности при выполнении шиномонтажных работ в 2011 году явилось травмирование восьми работников, трое из которых погибли.

Кроме того, за истекшие три месяца 2012 года Департаментом зафиксирован определенный всплеск травмирования работников при выполнении шиномонтажных работ (три несчастных случая с тяжелым исходом и один – со смертельным) (см. рисунок).

Анализ материалов специальных расследований несчастных случаев с тяжелыми последствиями, происшедших при выполнении шиномонтажных работ в 2011 году, показал, что основными их причинами явились:

- нарушение потерпевшими трудовой и производственной дисциплины, требований нормативных правовых актов по охране труда (50 % от общего количества причин);
- невыполнение руководителями и специалистами обязанностей по охране труда (16,7 %);
- допуск потерпевших к работе без обучения, стажировки, проверки знаний по вопросам охраны труда (16,7 %).

При этом следует отметить, что, несмотря на разные причины, приводящие к нарушению технологии производства шиномонтажных работ, требований безопасности, предъявляемых к ее проведению, общее



Д.А. БОРОВИКОВ,
главный государственный инспектор труда управления организации надзора и контроля Департамента государственной инспекции труда Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь

следствие, как правило, одно – травмирование работников.

Согласно нормативным правовым актам по охране труда обязательным условием обеспечения безопасности работы при выполнении шиномонтажных работ является выполнение требований к технологическому процессу (подготовке рабочего места, колесного транспортного средства к техническому обслуживанию и текущему ремонту (далее – ТО и ТР), его установке на пост ТО (ТР) и снятию с него, проведению работ) и рабочим местам (наличие специальных приспособлений, инструмента и оборудования в соответствии с установленной технологией).

Кроме того, наряду с решением технических вопросов не менее важным является проведение организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность труда. И особое

Для сведения

Типовой перечень работ с повышенной опасностью приведен в Приложении 1 к Инструкции о порядке обучения, стажировки, инструктажа и проверки знаний работающих по вопросам охраны труда, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 года № 175.

внимание в данном вопросе необходимо уделять подготовке специалистов, осуществляющих шиномонтажные работы.

К выполнению шиномонтажных работ должны допускаться лица, имеющие специальную квалификацию (монтировщик шин и шинно-пневматических муфт), прошедшие обучение, инструктаж и проверку знаний по вопросам охраны труда. Работники должны четко знать и соблюдать последовательность технологических операций по выполнению шиномонтажных работ, а также ясно представлять себе всю опасность отступления от них. Как показывает анализ материалов специальных расследований несчастных случаев на производстве, зачастую потерпевшие, получившие тяжелые травмы в ходе выполнения указанных работ, не представляли себе всю опасность и тяжесть последствий от разрушения конструкции колеса, находившегося под давлением. Вместе с тем о тяжести последствий таких происшествий свидетельствуют приведенные выше данные.

Так, например, результатом выполнения шиномонтажных работ лицами, не имеющими специальной подготовки и не прошедшими проверку знаний по вопросам охраны труда, явилось разрушение конструкции колеса, приведшее 17 марта 2011 года к несчастному случаю с тяжелым исходом с водителем автомобиля ОАО «Управление механизации № 88». Специальным расследованием было установлено, что монтаж замочного кольца на обод колеса осуществлялся при помощи подручных средств (лома и кувалды). Аналогичные обстоятельства (установка замочного кольца на обод колеса при помощи ударного действия) привели 14 июня 2011 года к травмированию машиниста автомобильного крана ОАО «Белорусское управление механизации».

Вместе с тем Межотраслевыми правилами по охране труда на автомобильном и городском электрическом транспорте определено, что исправление положения бортовых и замочных колец, когда шина находится под давлением, а также применение кувалд и подобных предметов, способных деформировать детали колес, при монтажно-демонтажных работах запрещено.

13 октября 2011 года при производстве водителем автомобиля ОАО «Юшевичи» работ по демон-

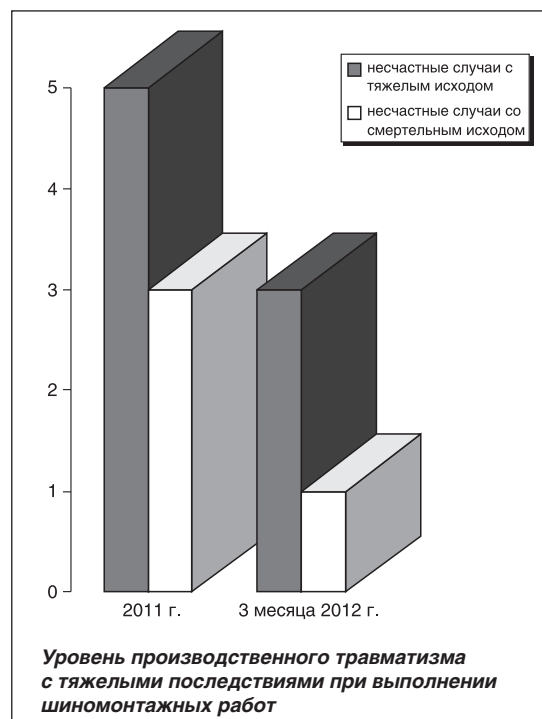
тажу сдвоенных колес с задней оси автомобиля МАЗ 555102 произошло разъединение съемных деталей обода наружного колеса, из шины которого предварительно не был спущен воздух. В результате разрыва элементов колеса работник получил сочетанную травму головы, груди, живота. От полученных повреждений потерпевший скончался. В ходе специального расследования данного несчастного случая было установлено, что потерпевший был допущен к работе без проверки знаний по вопросам охраны труда.

Похожий случай произошел 22 ноября 2011 года, когда при выполнении работ по демонтажу колеса с разборными ободьями без предварительного выпуска воздуха из шины в результате разрыва болтовых соединений частей диска колеса был смертельно травмирован тракторист-машинист ОАО «Лежни» Шумилинского района Витебской области.

В свою очередь в соответствии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда на автомобильном и городском электрическом транспорте перед снятием с транспортного средства колеса с разборными ободьями следует полностью выпустить воздух из шины (при снятии задних спаренных колес необходимо выпустить воздух из обеих шин). Снятие колеса с разборными ободьями, когда шина находится под давлением, запрещено.

Следует также отметить, что за январь 2011 – март 2012 года произошло два несчастных случая, причиной которых явился коррозионный износ дисков колес и бортовых (замочных) колец транспортных средств, эксплуатируемых более 20 лет. Причем если в СПК «Русь-Агро» работник был травмирован в результате подкачки колеса, то в ЧУП «Шиномонтаж Катин-Бор» причиной несчастного случая явилось использование заведомо непригодного диска колеса.

Возвращаясь к Межотраслевым правилам по охране труда на автомобильном и городском электрическом транспорте, следует указать, что в



соответствии с данным нормативным правовым актом перед монтажом шины необходимо проверить исправность и чистоту обода, бортового и замочного колец, а также шины. Монтировать шину на обод колеса, если обод и диск имеют повреждения или деформацию, не допускается.

Учитывая изложенное, в марте 2012 года Департаментом было подготовлено и направлено в органы государственного управления, местные исполнительные и распорядительные органы очередное информационное письмо с предложением обязать руководителей подчиненных (расположенных на подведомственной территории) организаций принять исчерпывающие меры по недопущению нарушений требований правил по охране труда при производстве шиномонтажных работ, а также провести обследование дисков колес транспортных средств, эксплуатируемых более 15 лет.

В заключение хотелось бы напомнить, что системное управление охраной труда в организациях подразумевает под собой наличие не только внутренних связей, но и внешних. Информационные письма Департамента являются для организаций одним из элементов внешней связи с системой государственного управления охраной труда. Таким образом, предложения, изложенные в указанных письмах, подлежат исполнению и должны учитываться при корректировке действующих в организациях систем управления охраной труда.

ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Ограниченность мировых запасов топлива и энергии, неравномерность их распределения по планете, ухудшение экологической ситуации все острее ставят перед всеми странами мира вопрос об использовании экологически чистых энергетических технологий и возобновляемых энергоресурсов. Не последнее место занимает интерес к использованию энергии ветра – как неиссякаемого, наиболее распространенного и доступного источника энергии, тем более что развитие техники XX–XXI веков открывает для этого новые возможности.

Ветроэнергетический потенциал территории Беларуси

Эксплуатация ветроэнергетических установок (ВЭУ) и ветропарков не требует топлива и воды – они могут быть полностью автоматизированы; площадь отчуждаемой под их строительство территории значительно меньше той, которая необходима для сооружения других энергообъектов; на монтаж ветроустановок тратится минимум времени. Все эти преимущества обуславливают бурное развитие ветроэнергетики во многих странах мира.

Валовой ветроэнергетический потенциал территории Беларуси оценен по разным источникам более чем в 220 млрд кВт·ч/год, а по некоторым данным – в 280–300 млрд кВт·ч/год. Однако в силу преобладания в стране ветров малой скорости экономический потенциал ветроэнергетических ресурсов республики значительно ниже.

В зависимости от поставленной задачи выделяются так называемые «малая» (автономная) и «большая» ветроэнергетика. К задачам, решаемым малой ветроэнергетикой, относятся обеспечение водоподъема для сельскохозяйственных целей, получение тепла и электропитания отдельных потребителей (в частности – фермерских хозяйств, удаленных от сетей электроснабжения) и т.п. Выработка электроэнергии на промышленной основе за счет стро-

ительства ветропарков – прерогатива большой ветроэнергетики.

Следует отметить, что малая ветроэнергетика не требует больших территорий, ее можно развивать везде, где имеются для этого соответствующие условия, в то время как для развития большой ветроэнергетики определяющим фактором является достоверность оценки ветрового потенциала местности как наиболее важного фактора развития ветроэнергетики. Так, для относительно постоянной работы ветроэнергетических установок требуется их размещение в местностях, где ветровой потенциал составляет не менее 2500 ч в год.

Ветроэнергетический потенциал включает в себя различные характеристики ветра, определяемые по результатам многолетних наблюдений: среднегодовые и среднемесячные скорости ветра; повторяемость скорости и направления ветра в течение года, месяца, суток; данные о порывистости, затишьях и максимальных значениях скорости ветра; зависимость скорости ветра от абсолютных отметок над уровнем моря, ее изменения с высотой и т.д. (рис. 1, 2).

Эти показатели следует учитывать при выборе конкретных типов ВЭУ. Кроме того, важнейшими факторами, напрямую связанными с финансовыми затратами, являются отдаленность предполагаемого места размещения ВЭУ от потребителя и особенно от линий электропередачи (в том числе от трансформаторных подстанций и т.п.).



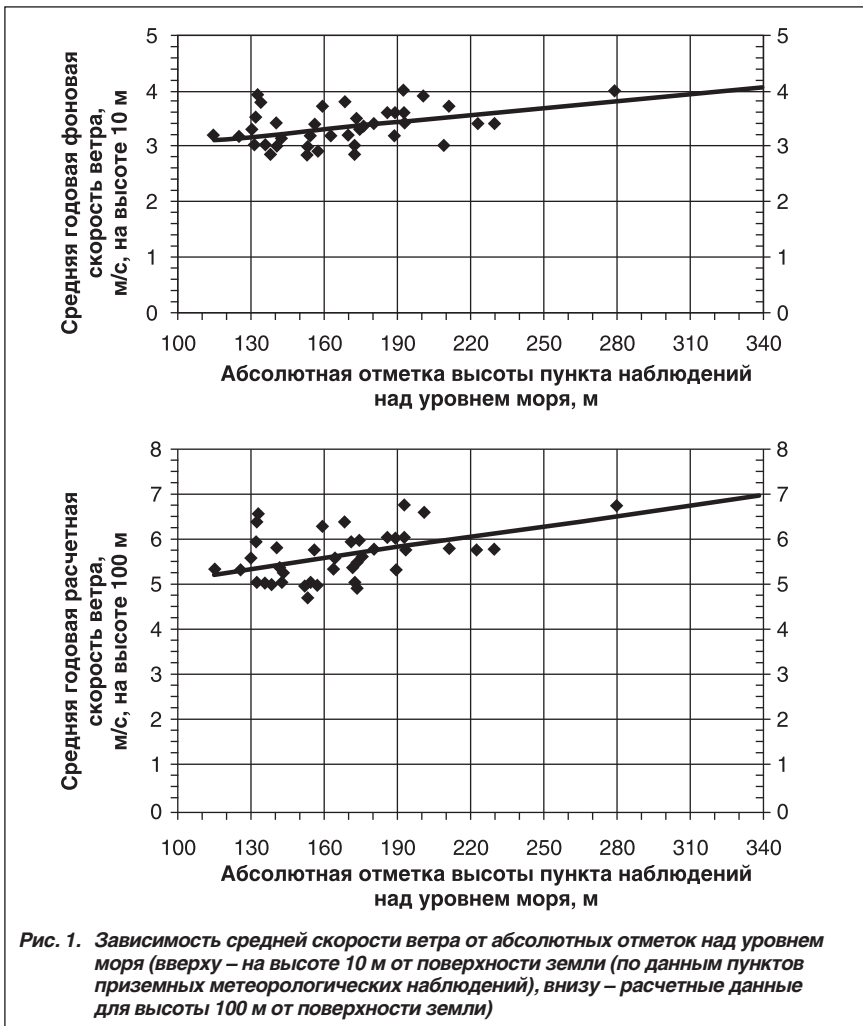
Г.Г. КАМЛЮК, заместитель начальника службы гидрометеорологического мониторинга и фондов данных ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр»

Развитие ветроэнергетики в республике

В 2001 и 2002 годах в Мядельском районе Минской области были установлены две ВЭУ немецкого производства, которые не имеют промышленного значения, – модель Nordex 29/250 кВт с высотой оси вращения ветроротора 36 м и модель Yakobs 48/600 кВт с высотой оси вращения ветроротора 50 м. Среднегодовые показатели выработки электроэнергии этими установками за 2001–2004 годы составляют 315 000 кВт·ч и 1 032 062 кВт·ч, КПД – 0,14 и 0,20 соответственно. В настоящее время их продолжает успешно эксплуатировать международное благотворительное общественное объединение «Экодом» (МБОО «Экодом»).

Эксплуатируются также три ВЭУ модели А-77, созданные белорусским ООО «Аэролла-энерго». Их номинальная мощность составляет 77 кВт при диаметре ветроротора 18 м и высоте оси вращения 30 м.

Основными причинами низких КПД этих ВЭУ является невысокая



среднегодовая скорость ветра в местах их размещения по сравнению с номинальными скоростями для ВЭУ и высота оси вращения ветротурбин установки, которая не превышает 60 м над поверхностью земли. Эти факторы напрямую влияют на эффективность работы ВЭУ.

На первоначальном этапе развития ветроэнергетики Беларуси было определено около 1840 строительных площадок для размещения (внедрения) как одиночных ВЭУ, так и ветропарков. Это в основном гряды холмов высотой от 20 до 80 м с фоновой скоростью ветра свыше 4 м/с, на которых можно разместить от 5 до 20 ВЭУ. При этом каждому внедрению ВЭУ должно предшествовать детальное обследование места строительства, тем более что информация о потенциальных площадках требует актуализации. Несоблюдение условий, продиктованных результатами обследований, приведет к значительным ошибкам в оценке выработки энергии.

Толчком для развития ветроэнергетики в Республике Беларусь яви-

лось принятие Закона Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии» и Национальной программы развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 годы, в соответствии с которой на территории Беларуси планируются к размещению 199–224 ВЭУ (в составе ветропарков) сум-

марной установленной мощностью 440–460 МВт. Ветропарки предполагается разместить на территориях Дзержинского, Воложинского и Логойского районов Минской области; Ошмянского и Сморгонского районов Гродненской; Лиозненского и Браславского районов Витебской; Горецкого, Шкловского и Могилевского районов Могилевской области.

В мае 2011 года в пос. Грабники Новогрудского района Гродненской области состоялась презентация первой в Беларуси промышленной ВЭУ установленной мощностью 1,5 МВт. Место для размещения ВЭУ выбрано не случайно: высота площадки над уровнем моря составляет около 320 м, что обеспечивает постоянные ветра, имеющие необходимую для работы скорость – более 4,5 м/с на высоте 10 м от поверхности земли.

Длина каждой из трех лопастей ветротурбины ВЭУ составляет около 40 м, вес оборудования – около 200 т, высота мачты – примерно 80 м, общая высота ВЭУ – 120 м. Это приблизительно четыре девятиэтажных дома, поставленных друг на друга (рис. 3).

Одним из достоинств установки является способность вырабатывать энергию при скорости ветра более 3 м/с. Суммарный объем вырабатываемой за сутки электроэнергии – более 20 МВт. Общая стоимость проекта оценивается в 8–9 млрд рублей. Он был осуществлен в рамках Национальной программы развития местных и возобновляемых источников энергии на 2011–2015 годы.

Проект был реализован китайской компанией HEAG. Среднего-



довая выработка электроэнергии установкой в Новогрудском районе составит примерно 3,8 млн кВт·ч, что соответствует экономии около 1,1–1,25 тыс. т у.т. и удовлетворит бытовые потребности населения 30-тысячного райцентра с населением 30 тыс. человек.

В перспективе около Новогрудка в районе пос. Грабники вырастет целый ветропарк из семи-восьми ВЭУ. Суммарная ориентировочная среднегодовая выработка электроэнергии такого ветропарка составит около 25–30 млн кВт·ч.

К сожалению, при реализации инвестиционных проектов появляются подводные камни. Так, немецкая компания «Энертраг» в соответствии с инвестиционным договором планировала освоение перспективного для развития ветроэнергетики Дзержинского района Минской области. Однако в силу ряда обстоятельств, в том числе ограничений по размещению ветропарков в зонах влияния радиолокационных устройств Министерства обороны республики, реализация данного проекта временно приостановлена.

Интерес к развитию ветроэнергетики на территории Республики Беларусь проявляют также датская фирма Global Wind Power и компании других стран. Надо отметить, что Дания добилась значительных успехов в области ветроэнергетики. Этому способствовали как благоприятные географические условия, так и тарифная политика правительства страны. Здесь разработаны и предлагаются к продаже ВЭУ с дополнительным оборудованием мощностью от 100 кВт и группы ВЭУ мощностью до 7 МВт, которые работают в изолированных сетях или в сетях с малой пропускной способностью.

Заключение

Беларусь располагает достаточными для развития ветроэнергетики ресурсами энергии ветра. Как известно, идеальные места для приручения энергии ветра – это протяженные, продуваемые со всех сторон равнины, расположенные на возвышенностях. Именно на таких территориях среднегодовая скорость ветра в республике достигает 4–5 м/с, что соответствует требованиям мировой практики к



Рис. 3. Ветроэнергетическая установка в районе пос. Грабники Новогрудского района Гродненской области

показателям коммерческой целесообразности внедрения ветротехники и обеспечивает эффективную работу ветроэнергетических установок. При этом среднегодовая скорость ветра на высотах 80–100 м от поверхности земли на возвышенных открытых местах, обширных продуваемых долинах и т.п. может достигать 6–7 м/с.

Потенциал любой точки на территории Беларуси в отношении ее перспективности или неперспективности для ветроэнергетики может быть определен с помощью соответствующих расчетов, базирующихся на информации атласа ветров и данных о параметрах ветра, а также путем проведения специальных измерений параметров ветра. Вопросы окупае-

мости и экономической эффективности ветроэнергетических установок – сфера, где еще не расставлены все точки над *i*. Если подходить к этой проблеме глобально, учитывая перспективы постоянного удорожания энергетических ресурсов и их грядущий дефицит, ветроэнергетическая техника однозначно является выгодным вложением средств.

Все исследования свидетельствуют о том, что в Республике Беларусь для развития ветроэнергетики на практике есть не только бесплатный ветер и благоприятные климатические предпосылки, но и люди, которые понимают, что лучше заботиться о будущем сегодня, чем обрекать своих детей на бесперспективное завтра.



**РЕСПУБЛИКАНСКАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
БИБЛИОТЕКА**

**ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ
СТАТЬЯМИ И КНИГАМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ**

- **Ядерная энергия: мифы и реальность: тематические исследования по ядерной энергетике: [сборник]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Киев: Фонд Генриха Белля; Ровно: Экоклуб, 2011. – 352 с.**



Рассматриваются проблемы безопасности атомной энергетики, создания ядерного оружия, вероятности террористических атак на АЭС, эксплуатации старых ядерных энергоблоков. Отражаются экономические аспекты использования атомной энергетики.

Анализируются вопросы гражданского и военного применения ядерных технологий.

- **Михалевич, А.А. Атомная энергетика: перспективы для Беларуси / А.А. Михалевич. – Минск: Беларуская навука, 2011. – 260 с.**



Раскрываются основные проблемы, связанные с развитием атомной энергетики: запасы топливно-энергетических ресурсов, основы безопасности атомных реакторов, обращение с отработанным ядерным топливом и радиоактивными отходами, экономика атомной энергетики, отношение к ней со стороны различных слоев населения и др.

- **Быстрицкий, Г.Ф. Основы энергетики / Г.Ф. Быстрицкий. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: КноРус, 2011. – 350 с.**



Изложены сведения о невозобновляемых и возобновляемых энергетических ресурсах, их характеристики. Рассмотрены основы теплотехники: положения технической термодинамики и основы теплообмена. Приведены схемы и технологические процессы ТЭС, АЭС, гидравлических и ветровых электрических станций газотурбинных установок.

Представлены принципы работы основного теплового оборудования тепловых электрических станций: паровых и водогрейных котлов, паровых турбин, систем теплоснабжения, нагнетательных машин.

- **Быстрицкий, Г.Ф. Справочная книга по энергетическому оборудованию предприятий и общественных зданий / Г.Ф. Быстрицкий, Э.А. Киреева. – М.: Машиностроение, 2012. – 591 с.**



Издание имеет два раздела, в каждом из которых приведены технические характеристики нового и эксплуатируемого оборудования. В теплотехническом разделе рассмотрено энергосиловое и тепломеханическое оборудование, приведены сведения по котельным установкам, паровым и водогрейным котлам, нагнетательным машинам (насосам, вентиляторам, компрессорам), теплообменным аппаратам, автономным источникам питания. В электротехническом разделе приведены сведения по электрооборудованию напряжением до 1 кВ и выше (силовым и измерительным трансформаторам, выключателям, кабельным и воздушным линиям, конденсаторным установкам и др.) и даны рекомендации по его применению. Рассмотрен практический материал по электрическому освещению, охране труда и технике безопасности.

- **Кондратьев, М.П. Вклад белорусских специалистов в формирование энергетических систем: посвящается 80-летию Белорусской энергосистемы / М.П. Кондратьев. – Минск: Право и экономика, 2011. – 92 с.**



В издании на примере РУП «Витебскэнерго» обобщен опыт становления и развития энергосистем разных уровней, дано описание международного участия специалистов-энергетиков СССР, затем России и Беларуси в создании схем организации и управления единой энергетической системой страны.

Дана оценка результатов реорганизации единой энергосистемы Российской Федерации, проводимой с конца 1991 года. Сделан акцент на важности подчинения энергетики единому государственному ведомству страны.

Издания не продаются!

Ознакомиться с предложенными изданиями можно в читальных залах Республиканской научно-технической библиотеки.

Библиотека также оказывает дополнительные услуги по копированию и сканированию фрагментов документов, записи на дискету, CD-ROM, флэш-карту и др.

Более подробную информацию о режиме работы и услугах можно получить по адресу:
220004, г. Минск, пр-т Победителей, 7, РНТБ, тел.: (017) 203 31 00
e-mail: edd@rlst.org.by, www.rlst.org.by



ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

РОССИЯ

СОВЕТ ФЕДЕРАЦИИ РАТИФИЦИРОВАЛ СОГЛАШЕНИЕ ОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В СНГ

Верхняя палата российского парламента – Совет Федерации – ратифицировала Соглашение о сотрудничестве государств – участников СНГ в области эксплуатации межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем.

Соглашение, подписанное в 2009 году Беларусью, Арменией, Кыргызстаном, Молдовой, Россией, Таджикистаном и Украиной, регламентирует правовое обеспечение и определяет условия надежной и эффективной эксплуатации, а также обслуживания межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем.

Соглашение формирует правовую базу для оперативного и эффективного взаимодействия хозяйствующих субъектов его государств-участников при осуществлении обслуживания приграничных участков межгосударственных линий электропередачи и направлено на предотвращение аварийных ситуаций и обеспечение стабильной работы энергосистем.

В частности, документ предоставляет право таможенного оформления в упрощенном виде и в приоритетном порядке в отношении транспортных средств, специальной техники, оборудования, снаряжения, инструментов и материалов, необходимых для обслуживания и ремонта участков межгосударственных линий электропередачи, находящихся на территории государств – участников соглашения. При этом членам бригад обслуживания межгосударственных линий электропередачи предоставляется право пересечения государственных границ в упрощенном порядке.

ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В РОССИИ БЬЕТ ИСТОРИЧЕСКИЕ РЕКОРДЫ

За 2011 год объем потребленной электроэнергии в России составил 155 ГВт. Это рекордная цифра за последние 20 лет. Одной из причин стали небывалые холода, отмеченные в январе–феврале текущего года

Кроме того, в 2011 году в России зафиксирован максимальный исторический уровень добычи природного газа в объеме 670 млрд м³, причем такой рост достигнут за счет добычи независимых производителей.

В 2012 году газодобывающая, газотранспортная система преодолела целый ряд максимумов: пиковая суточная добыча газа 2,1 млрд м³ – 10 января, пиковый суточный отбор газа из подземных хранилищ – 2 февраля, пиковый суточный максимум – 3 февраля. В это же время суточный объем потребления газа на внутреннем рынке увеличился на 134 млн м³ (7,5 %) и составил 1,9 млрд м³ газа. Выросли объемы суточных заявок европейских импортеров, а объем суточных поставок среднеазиатского, азербайджанского газа снизился на 4,2 млн м³.

СТРАНЫ БАЛТИИ

ИГНАЛИНСКАЯ АЭС ЗАВЕРШИЛА СТРОИТЕЛЬСТВО МОГИЛЬНИКА ДЛЯ КОРОТКОЖИВУЩИХ ОЧЕНЬ НИЗКОАКТИВНЫХ ОТХОДОВ

Игналинская АЭС завершила строительство могильника для короткоживущих очень низкоактивных отходов (проект В19).

Ход реализации данного проекта наряду с другими вопросами обсуждался в рамках заседания Комитета по надзору за Игналинской программой, которое проводилось в Литве с целью оценки достигнутого прогресса в процессе вывода из эксплуатации ИАЭС и эффективности управления человеческими ресурсами, сроками и планированием средств.

Особое внимание было уделено осуществляемому на АЭС уникальному проекту UP01 (инженерные работы по демонтажу конструкций из шахт 1-го и 2-го блоков), воплощение которого позволит персоналу станции максимально применить свои знания и опыт. Руководитель проекта проинформировал о достигнутых результатах при изучении материалов реактора. Полученные практические данные позволяют определить эффективные способы обращения с радиоактивными отходами. В качестве положительного примера указаны работы по радиологическим исследованиям четырех извлеченных рабочих каналов системы управления и защиты.

В 2012 году планируется извлечь для радиологических исследований несколько каналов охлаждения отражателя и топливных каналов. Продолжатся другие инженерные работы, включая разработку проектной документации по демонтажу и дезактивации оборудования.

В целом представители Европейской комиссии дали положительную оценку результатам эффективного использования средств и динамике осуществления проектов.

ЯПОНСКИЕ ИНВЕСТОРЫ НАМЕРЕНЫ ФИНАНСИРОВАТЬ СТРОИТЕЛЬСТВО ВИСАГИНСКОЙ АЭС

Японские финансовые структуры JVIC и Nexi (Государственной японской страховой экспортной и инвестиционной компании) заявили о своем намерении финансировать проект Висагинской АЭС в Литве. Литва рассчитывает получить около € 5 млрд инвестиций, что составит 50–70 % стоимости АЭС.

Пока трудно говорить о долевом финансовом участии Японии в осуществлении проекта, поскольку до сих пор не определены доли участия партнеров по его реализации – Латвии, Эстонии и Польши. Кроме того, пока не будет подписан концессионный договор, остается неясной и степень финансового участия со стороны стратегического инвестора Hitachi-GE Nuclear Energy – совместного предприятия японской Hitachi и американской General Electric. При этом планируется, что Япония получит 6 % акций, Литва – 34 %, а Эстония, Латвия и Польша – по 20 %.

Hitachi намеревается в текущем году подписать договор о строительстве в Литве АЭС с реакторами мощностью по 1,3 МВт.

СНГ

ПРАВИТЕЛЬСТВО УКРАИНЫ СТИМУЛИРУЕТ ЭКСПОРТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЕВРОПУ

Кабинет Министров Украины разрешил экспортировать электроэнергию в Словакию, Венгрию, Румы-

нию и Польшу по оптовой рыночной цене без учета объемов дотаций для компенсации потерь, связанных с поставкой электроэнергии по регулируемому тарифу. Правительство также поручило государственному предприятию «Энергорынок» обеспечить заключение с поставщиками электроэнергии договоров купли-продажи на оптовом рынке электроэнергии Украины для ее дальнейшего экспорта в эти страны.

Украина, имея профицит энергогенерирующих мощностей, традиционно экспортировала электроэнергию в Европу. Однако при текущей цене 6,7 евроцента за кВт·ч украинская электроэнергия в настоящее время стала менее востребованной. Для сравнения, цена электроэнергии в Словакии, Венгрии, Румынии и Польше составляет от 4,1 до 6,1 евроцента за кВт·ч.

Отмена дотационных сертификатов при экспорте электроэнергии из Украины сделает более выгодными ее поставки и позволит накапливать валютные резервы. К тому же таким образом будет обеспечена загрузка энергогенерирующих мощностей страны.

УКРАИНА АКТИВНО ИЩЕТ ПУТИ СНИЖЕНИЯ ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОСТАВОК РОССИЙСКОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Украина активно ищет пути снижения зависимости от поставок российского природного газа, цена на который с учетом скидки в IV квартале 2011 года составляла около \$ 400 за 1 тыс. м³. Внутренние потребности в этом энергоносителе украинская сторона планирует компенсировать за счет собственных энергоресурсов, в частности угля, добыча которого в 2011 году значительно возросла – до 82 млн т, переведя все ТЭЦ с газа на этот вид топлива. Данная мера позволит экономить около 6 млрд м³ газа.

О внедрении соответствующей водно-угольной технологии, разработка которой уже начата, Украина договаривается с китайскими партнерами. Для реализации программы перепрофилирования ТЭЦ потребуются около года. Необходимо также принять соответствующий закон, который даст возможность осуществить приватизацию теплоэлектростанций Украины и передачу их в концессию.

Украина намерена также увеличить собственную добычу углеводородов, в том числе сланцевого газа и угольного метана. Для этих целей в течение прошлого года украинской стороной было привлечено более 20 иностранных компаний, в частности подписан Меморандум о взаимопонимании между правительствами Украины и США относительно ресурсов газа из нетрадиционных источников.

Большие надежды возлагаются на атомную энергетику. Так, планируется продление срока эксплуатации 11 ядерных энергоблоков на 20 лет, завершение строительства энергоблоков №2 и №3 и 4 Хмельницкой АЭС, возведение атомных энергоблоков общей мощностью 2–3 ГВт на новых площадках, а также сооружение новых ядерных энергоблоков взамен существующих, которые будут выводиться из эксплуатации после 2030 года.

В ГРУЗИИ ИДЕТ СТРОИТЕЛЬСТВО 15 ГЭС

В строительство новых гидроэлектростанций в Грузии уже вложено \$ 1,5 млрд. В настоящее время в стране идет строительство 15 гидроэлектростанций, до конца года начнется возведение еще десяти. Планируется, что до конца 2012 года в строительство гидроэлектростанций в Грузии будет вложено \$ 2,5 млрд.

ГЭС будут сдаваться в эксплуатацию поэтапно и сбалансировать потребление электроэнергии в стране. Работа новых источников генерации позволит Грузии увеличить объемы экспорта электроэнергии в соседние страны. В настоящее время в Грузии строятся высоковольтные линии электропередачи до границ с Турцией и Азербайджаном. В текущем году начнутся подготовительные работы по строительству ЛЭП 400 кВ до границы с Арменией. Будет сдан в эксплуатацию 1-й агрегат и завершится восстановление 5-го агрегата крупнейшей в Грузии ИнгуриГЭС, электроэнергию которой потребляет население как Грузии, так и Абхазии. Кроме того, в 2013 году на средства правительства США будут восстановлены две ЛЭП 200 кВ в Западной Грузии, а также подстанции «Менджи» и «Цхалтубо».

В МИРЕ

Германия к 2020 году будет получать 36 % электроэнергии из возобновляемых источников

В Германии к 2020 году на возобновляемые источники энергии будет приходиться производство около 36 % всей электроэнергии, вырабатываемой в стране. Такое развитие возобновляемой энергетики связано с 50-процентным сокращением мощностей атомных электростанций. Это в свою очередь потребует значительных инвестиций в модернизацию существующей инфраструктуры передачи электроэнергии.

Одновременно Закон об энергоэффективности (EnEfG) Германии ставит задачу к 2020 году снизить потребление энергии на 9 % по сравнению с уровнем 2001–2005 годов. Аналитики прогнозируют, что вследствие реализации мер по повышению энергоэффективности и роста импорта электроэнергии (последнее обусловлено необходимостью восполнить недостаток предложения в связи с закрытием атомных электростанций) общий объем производимой электроэнергии снизится с 625 ТВт·ч в 2010 году до 590 ТВт·ч в 2020-м. Вместе с тем ожидается увеличение объема установленных мощностей с 153 до 179 ГВт за счет активного развития ветровой и солнечной энергетики, которые характеризуются сравнительно низкой эффективностью и поэтому должны поддерживаться резервными установками, такими как газовые турбины.

До 2020 года основным источником энергии в Германии останется уголь (37 %), однако использование бурого угля будет снижаться по мере того, как старые электростанции будут выводиться из эксплуатации. Ожидается также увеличение доли газа в топливном балансе страны вследствие реализации программ ускоренного развития.

Иран прекратил экспорт нефти в Грецию

10 апреля Иран прекратил экспорт нефти в Грецию под влиянием эмбарго на поставки нефти, введенного в отношении Ирана Евросоюзом. Такие же меры страна обещала в ближайшее время осуществить в отношении других государств ЕС. При этом иранский министр нефти Ростам Кассеми заявляет, что страна не испытывает проблем с продажей нефти и нефтепродуктов. Ежегодно Иран производит 3,5 млн баррелей нефти, объемы экспорта достигают 2,5 млн баррелей в год.

Введение эмбарго на поставки нефти из Ирана было одобрено главами МИД 27 стран ЕС в конце января. В рамках нового пакета санкций, связанных с предполагаемым стремлением Тегерана развивать программу по созданию ядерного оружия, к 1 июля все члены Евросоюза, закупающие нефть у Тегерана, должны будут полностью свернуть импорт из этой страны. Представитель министерства энергетики Греции заявил, что страна предпримет попытки увеличить объем импорта нефти из России, Ирака, Саудовской Аравии и Ливии. Это уже сейчас привело к значительному росту цен на топливо в Греции, которая находится в глубоком экономическом кризисе.

В Японии остался в эксплуатации только один из 54 ядерных реакторов

5 апреля на японской атомной электростанции «Фукусима-1» был зафиксирован второй случай утечки радиоактивной воды в системе опреснения морской воды. Всего вылилось около 12 т жидкости, содержащей радиоактивные частицы. Однако в настоящий момент ситуация на станции полностью стабилизирована. Все три проблемных реактора станции приведены в состояние холодной остановки 16 декабря 2011 года. Начало наиболее сложного этапа ликвидации последствий аварии – извлечения расплавленного ядерного топлива из реакторов – планируется не раньше чем через 10 лет. Он займет примерно 25 лет, после чего еще 5 лет специалисты ТЕРСО будут демонтировать здания реакторов и другие строения на территории станции.

В настоящее время в Японии остался в эксплуатации только один ядерный реактор – третий энергоблок АЭС «Томари» на северном острове Хоккайдо, который также будет остановлен для плановой проверки к началу мая. В общей сложности в Японии имеется 54 коммерческих атомных реактора. После аварии на АЭС «Фукусима-1» в марте минувшего года большинство станций страны были остановлены для проверок и до сих пор не возобновили свою работу.

Отключение атомных станций заметно увеличило нагрузку на национальную энергосистему и привело к росту потребности Токио в топливе для тепловых электростанций. Для перезапуска реакторов необходимо разрешение местных органов власти, которые требуют от операторов станций гарантий безопасности АЭС.

По материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов подготовила Вероника АНТОНОВА