

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 «Центроэнергоремонтж»
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
----------------------------	---

Рукавицын В.В., директор Дирекции по строительству Гродненской ГЭС
Монтаж основного оборудования на Гродненской ГЭС продолжается..... 7

Казарновская А.П.
Новый инновационный проект энергетиков Витебщины..... 8

ПРИОРИТЕТЫ

Гончар О.В. Время испытания на прочность <i>По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь</i>	10
--	----

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

На Минской ТЭЦ-5 завершено строительство самого мощного в республике энергоблока <i>Интервью с заместителем генерального директора РУП «Минскэнерго» Алексеем Владимировичем Жуковским и директором Минской ТЭЦ-5 Владимиром Владимировичем Кишко</i>	14
---	----

Филатова Л.И., начальник управления экономики ГПО «Белэнерго»
Новые подходы к вопросам государственного регулирования тарифов на электрическую энергию, вырабатываемую блок-станциями и приобретаемую энергоснабжающими организациями 19 |

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Кулагин А.Г., начальник Полоцкого межрайонного отделения филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» Надежность электроснабжения как залог устойчивости промышленного производства	21
Киселев Н.Н., начальник отдела энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» Предварительные итоги работы систем теплоснабжения Гомельской области в отопительный период 2011/2012 года	25

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Забелло Е.П., д.т.н., профессор УО «Белорусский государственный аграрный технический университет», Тополев В.А., инженер II категории лаборатории системного математического обучения РУП «БЕЛТЭИ» Режимы работы блок-станций при параллельной работе с электрическими сетями энергосистемы	28
--	----

ПРИГЛАШАЕМ К ОБСУЖДЕНИЮ

Кондратьев М.П., профессор, председатель комиссии по вопросам строительства и монтажа объектов электроэнергетики, перспектив развития отрасли Совета ветеранов ГПО «Белэнерго» Реформирование Белорусской энергосистемы, подобное реформе электроэнергетики России в 1992–2008 годах, недопустимо	32
---	----

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (март/апрель 2012 года)	36
Приглашаем на «Атомэкспо-Беларусь»	41

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Клязва В.И., начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Электроэнергию нужно расходовать экономно43

Шмаков Ю.А., главный инженер РУП «Гродноэнерго»,
 Сороко В.В., главный инженер филиала «Лидские электрические сети»
 РУП «Гродноэнерго»,
 Авдеев С.К., начальник отдела научно-технического прогресса
 РУП «Гродноэнерго»
Ветер на службе у энергетиков45

Русан В.И., д.т.н., профессор УО «Белорусский государственный аграрный
 технический университет»
**Энергосбережение и надежное энергообеспечение –
 важнейшие условия инновационного развития АПК48**

Дерюжков С.А., директор коммунального жилищного унитарного предприятия
 «Гомельский райжилкомхоз»,
 Новиков М.Н., к.т.н., доцент, декан энергетического факультета УО «Гомельский
 государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
 Мороз Д.Р., к.т.н., заместитель декана энергетического факультета УО «Гомельский
 государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
 Фиков А.С., к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение» УО «Гомельский
 государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
 Шенец Е.Л., инженер ОАО «Белтрансгаз»
Управление энергетической безопасностью предприятия51

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Гуревич В.Л., директор Белорусского государственного института стандартизации и
 сертификации (БелГИСС),
 Примакова И.Н., начальник отдела сертификации систем менеджмента качества
 БелГИСС
**ISO 50001 – основа для интеграции энергоэффективности в практику
 управления организацией.....55**

Радченко А.А., зам. директора Института сварки и защитных покрытий,
 зам. председателя национального технического комитета по стандартизации ТК ВУ 5
 «Сварка и родственные процессы»,
 Кудинова В.П., зав. сектором стандартизации отдела компьютерных технологий
 Института сварки и защитных покрытий
**Новые ТНПА, регламентирующие требования к квалификации
 технологических процессов сварки, как часть системы управления
 сварочной деятельностью.....58**

Национальный фонд ТНПА – энергетике62

СОБЫТИЕ

Чернов О.И.
Нам есть чем гордиться!
 ОАО «Белэнергоремналадка» – 55 лет63

Рыков А.Н., к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»,
 Сыропушинский В.М., к.т.н., начальник ПТО РУП «Белнипиэнергопром»
На пути повышения эффективности и развития энергетики
 РУП «Белнипиэнергопром» – 60 лет67

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает72

Энергетическая безопасность**Традиционная и ядерная энергетика****Транспорт газа и газоснабжение****Альтернативная и малая энергетика****Энергоэффективность и экология****Редакция:**

Главный редактор	Федосеенко 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 28.02.2012 г., формат 60х90%,
 тираж 1300 экз., заказ № 545.

© Информационно-издательский центр, 2012

Президент Республики Беларусь осуществил символический пуск нового энергоблока Минской ТЭЦ-5

17 февраля Президент Республики Беларусь Александр Лукашенко осуществил символический пуск нового энергоблока Минской ТЭЦ-5. В ходе визита на станцию Глава государства ознакомился с технологическим процессом производства тепловой и электрической энергии на современных высокоэффективных парогазовых установках. Президенту было доложено о реализации проекта реконструкции Минской ТЭЦ-5 с привлечением китайских инвестиций, а также ходе выполнения программы модернизации и развития Белорусской энергетической системы.

Комплексное строительство под ключ парогазового энергоблока мощностью 399,6 МВт на Минской ТЭЦ-5 осуществляла Китайская национальная корпорация по зарубежному экономическому сотрудничеству за счет средств кредита Государственного банка развития Китая, выданного под гарантии Правительства.

Пробный пуск ПГУ был осуществлен 25 декабря 2011 года. Через полтора месяца энергоблок вышел на проектную мощность. Реализация проекта позволит увеличить мощность станции до 720 МВт, повысить эффективность производства электрической энергии за счет применения современной парогазовой технологии сжигания топлива вследствие уменьшения удельных расходов условного топлива на ее производство. Ожидается, что экономия топлива на производство электроэнергии составит не менее 141 тыс. т у.т. в год.

Подробнее о реализации проекта читайте на стр. 14–18 настоящего номера.

Установлено задание по снижению потребления электроэнергии в 2012 году

В целях снижения в 2012 году энергоемкости ВВП Совет Министров Республики Беларусь установил государственным структурам задание по снижению потребления электроэнергии в 2012 году. Об этом говорится в постановлении № 1777 от 30 декабря 2011 года «О некоторых вопросах потребления электрической энергии и природного газа в 2012 году».

Согласно постановлению, республиканские органы государственного управления и иные государственные организации, подчиненные правительству, облисполкомам и Минскому горисполкому, должны довести до подчиненных юридических лиц и хозяйственных обществ, в уставных фондах которых акции (доли в уставных фондах), находящиеся в собственности Беларуси либо административно-территориальной единицы, составляют более 50 % и которые относятся к обрабатывающей промышленности с годовым потреблением энергоресурсов более 1 тыс. т у.т., задания по снижению потребления электрической энергии и природного газа на производственные нужды (за исключением природного газа, используемого в качестве сырья и на выработку электрической энергии собственными энергоисточниками) в 2012 году не менее чем на 5 % к уровню 2011 года.

Белорусское правительство также утвердило правила рассмотрения ходатайств юридических лиц, не обеспечивших выполнение указанных выше заданий, о неприменении к ним повышающих коэффициентов к тарифам на электрическую энергию и ценам на природный газ.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.



Белорусско-чешское сотрудничество в сфере энергетики

ГПО «Белэнерго» взаимодействует с чешской компанией Eneso Export по вопросам участия в реализации инвестиционных проектов по строительству подстанций в Беларуси. Дочерняя компания Eneso Export, зарегистрированная на территории Беларуси, планирует принять участие в строительстве под ключ подстанций 110–330 кВ в г. Минске и Минской области. В настоящее время РУП «Минскэнерго» готовит конкурсную документацию на реконструкцию ПС 110 кВ «Химзавод», «Камвольный комбинат» и ПС 330 кВ «Минск–Северная».

Чешская компания Mavel a.s. реализует в республике инвестиционный проект по строительству Гродненской ГЭС на р. Неман. Поставки основного гидротехнического оборудования для объекта финансировались согласно кредитному соглашению между РУП «Гродноэнерго» и АО «Чешский экспортный банк», подписанному в 2009 году.

Оборудование компании Mavel a.s. будет использоваться при строительстве Полоцкой ГЭС на р. Западная Двина. Генподрядчиком проекта является российская компания ОАО «ВО Технопромэкспорт». Финансирование проекта на сумму \$ 99,8 млн осуществляет Евразийский банк развития.

Кроме того, чешская компания Modranska potrubni a.s. и ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» учредили совместное белорусско-чешское предприятие СООО «Бэзимп», которое уже в январе 2012 года начало производство продукции – деталей трубопроводов высокого давления.

Газпром намерен повысить эффективность деятельности ОАО «Белтрансгаз»

ОАО «Газпром» намерено до конца 2012 года провести основные мероприятия по повышению эффективности деятельности ОАО «Белтрансгаз». В текущих планах «Газпрома» значатся подготовка предложений по улучшению работы объектов транспортировки и подземного хранения газа ОАО «Белтрансгаз», формирование программ развития компании на трех- и десятилетнюю перспективу, а также Генеральной схемы газоснабжения Беларуси.

В 2011 году объем транспортировки российского газа через Республику Беларусь в направлении Украины, Польши, Литвы и Калининградской области России составил 44,3 млрд м³ газа, что на 2,6 % больше, чем в 2010 году. В указанный объем входит газ, который

транспортировался по белорусскому участку российско-го магистрального газопровода Ямал – Европа и газотранспортной системе ОАО «Белтрансгаз».

В 2012 году ОАО «Газпром» предполагает увеличить объем транспортировки природного газа через Беларусь в страны Западной Европы.

Поставка газа от ОАО «Газпром» в Беларусь в 2011 году составила 20 млрд м³, что позволило в полном объеме обеспечить потребность в данном энергоресурсе белорусских потребителей.

Импорт электроэнергии из России и Украины будет продолжен

Согласно контрактам с российским ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и украинским ООО «Востокэнерго», в 2012 году в республику предполагается импортировать не менее 4,5 млрд кВт·ч электроэнергии.

Контракт с ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» предусматривает импорт электроэнергии в 2012 году из России в Беларусь в объеме до 5 млрд кВт·ч. Из них 3 млрд кВт·ч – на условиях гарантированной поставки и до 2 млрд кВт·ч – исходя из экономической целесообразности сторон. По контракту с ООО «Востокэнерго» в текущем году планируется импортировать из Украины до 3,5 млрд кВт·ч электроэнергии, в том числе на условиях гарантированной поставки – 1,5 млрд кВт·ч.

В целях диверсификации топливно-энергетического баланса и исходя из экономической целесообразности в республику ежегодно импортируется от 3 млрд до 6 млрд кВт·ч электроэнергии. По Беларуси осуществляется также транзит российской электроэнергии в Брянскую, Псковскую и Калининградскую области России, а также в Литву и Латвию. Условия транзита электроэнергии определяются действующими договорами на транзит с ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», а также подписанным в рамках Единого экономического пространства Соглашением об обеспечении доступа к услугам естественных монополий в сфере электроэнергетики, включая основы ценообразования и тарифной политики. Объем транзита электроэнергии за 2011 год составил 2,8 млрд кВт·ч.

Подписан контракт по разработке проектной и первоочередной рабочей документации по белорусской АЭС

ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» и ЗАО «Атомстройэкспорт» подписали контракт

по изыскательским работам, разработке проектной документации и первоочередной рабочей документации по белорусской АЭС. Это один из трех первоочередных контрактов по строительству АЭС, которые планируется подписать в первом квартале 2012 года. Два оставшихся контракта предусматривают выполнение первоочередных работ подготовительного периода до «первого бетона», а также заказ оборудования длительного цикла изготовления.

Эти документы создадут необходимую базу для предстоящих работ по подготовке котлована к строительству первого энергоблока АЭС, начать которые запланировано в текущем году. Также в этом году планируется подписание генерального контракта на строительство АЭС в Беларуси.

Финансирование строительства АЭС будет осуществляться преимущественно за счет государственного экспортного кредита России. 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».

Белорусская энергетика была представлена на XIX Минской международной книжной выставке-ярмарке

8–12 февраля состоялась XIX Минская международная книжная выставка-ярмарка, в которой приняли участие книгоиздатели из 20 стран. Мероприятие проходило под знаком Года книги, объявленного в 2012 году в стране Президентом Республики Беларусь А.Г. Лукашенко.

Участие в выставке приняли и белорусские энергетики. Одно из крупнейших предприятий электроэнергетики Беларуси РУП «Минскэнерго» было представлено изданиями об истории столичной энергосистемы, ее людях, а также о процессе модернизации важнейших объектов генерации – Минских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5. На стенде посетители выставки ознакомились также с изданиями, посвященными становлению и развитию Белорусской энергосистемы, работникам и ветеранам отрасли. Организация и сопровождение экспозиции проведены дизайн-студией «Энергонаследие».

Подготовлено по материалам Минэнерго, информерагентств, собственных корреспондентов

Минэнерго информирует:

30 МАРТА 2012 ГОДА С 15-00 ДО 16-00

состоится прямая телефонная линия

«О порядке газификации природным газом эксплуатируемого жилищного фонда граждан»

27 АПРЕЛЯ 2012 ГОДА С 15-00 ДО 16-00

состоится прямая телефонная линия

«Строительство АЭС в Беларуси – актуальные вопросы»

телефон прямой линии – 017 218-23-95

НАЧАЛАСЬ РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА ПО РЕКОНСТРУКЦИИ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА № 3 ЖОДИНСКОЙ ТЭЦ В Г. БОРИСОВЕ

Проект реконструкции котельного цеха № 3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове включает в себя строительство современной парогазовой установки (ПГУ) общей электрической мощностью 65 МВт. В состав установки входят газовая турбина в комплекте с генератором мощностью 45 МВт; паровой котел-утилизатор двухбарабанного типа со встроенным газовым подогревателем сетевой воды, вертикальный, с индивидуальной дымовой трубой; паровая конденсационная турбина в комплекте с генератором мощностью 20 МВт.

Проект предусматривает подключение ПГУ по технологическим трубопроводам к существующей схеме РК-3, а также создание системы технического водоснабжения закрытого типа с градирнями. Выдача электрической мощности будет осуществляться на напряжении 110 кВ от строящегося на котельной распределительного устройства РУ 110 кВ на ПС «Борисов-330».

По результатам торгов 28 декабря 2011 года заключен контракт с ОАО «Группа Е4» (Россия) на комплексное строительство объекта «Реконструкция котельного цеха № 3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со стро-

ительством парогазовой установки». В составе основного оборудования газотурбинная установка SGT-800 Siemens, паротурбинная установка SST-400 Siemens, а также котел-утилизатор SteamGen 8 производства Aalborg Engineering.

В соответствии с решением Валютно-кредитной комиссии Совета Министров Республики Беларусь финансирование проекта осуществляется за счет займа Международного банка реконструкции и развития (80 %) и средств государственного целевого бюджетного инновационного фонда Министерства энергетики Республики Беларусь (20 %).

Реализация проекта даст возможность повысить эффективность энергетического производства за счет применения современной парогазовой технологии сжигания топлива. Так, удельный расход условного топлива на производство электроэнергии составит 169 г/кВт·ч, тепла – 169,5 кг/Гкал. Кроме того, ввод в эксплуатацию ПГУ на РК-3 Жодинской ТЭЦ в г. Борисове позволит увеличить генерирующую мощность Белорусской энергосистемы и повысить уровень энергетической безопасности Республики Беларусь.

Э.С. ТУРЧЕНЮК, начальник отдела капитального строительства и реконструкции энергоисточников РУП «Минскэнерго»

ВИТЕБСКАЯ ТЭЦ РАБОТАЕТ В ОБНОВЛЕННОМ ВАРИАНТЕ

В рамках Государственной комплексной программы модернизации основных производственных фондов Белорусской энергосистемы на Витебской ТЭЦ проведена замена отработавшей ресурс турбины № 2 мощностью 35 МВт на турбоустановку ПТ-40/50-8,8/1,0 мощностью 40 МВт с генератором ТТК-40-2УЗ-П и вспомогательным оборудованием.

Масштабные работы по обновлению станции начались в августе прошлого года. В декабре завершены комплексные испытания новой турбины и состоялся торжественный пуск турбоагрегата.

Поставку основного оборудования для Витебской ТЭЦ осуществляло ОАО «Калужский турбинный за-

вод», входящее в концерн «Силловые машины» (Россия). Генеральным проектировщиком проекта выступило РУП «Белнипиэнергопром», генеральным подрядчиком – ОАО «Центроэнергоагрегат».

Модернизация Витебской ТЭЦ проводилась за счет собственных средств РУП «Витебскэнерго». Одновременно на строительной площадке трудилось более десятка строительно-монтажных организаций. Наравне с подрядными организациями работы по замене турбоагрегата велись непосредственно персоналом ведущих технических служб РУП «Витебскэнерго». С максимальной отдачей работал эксплуатационный персонал станции.

Наряду с заменой турбины шли работы по замене повышающего трансформатора связи с энергосистемой. Вместо трансформатора ТДТНГ-31,5 МВА был установлен более мощный ТДН-40000/110У1 российского производства.

Установка нового турбоагрегата позволит Витебской ТЭЦ выработать дополнительно более 35 млн кВт·ч электрической энергии, что при существующих тепловых нагрузках приведет к экономии топлива в объеме порядка 720 т у.т. Кроме того, повысится надежность и экономичность работы ТЭЦ и энергосистемы в целом.



Заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк производит торжественный пуск турбоагрегата № 2 Витебской ТЭЦ

Алина КАЗАРНОВСКАЯ

МОНТАЖ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ГРОДНЕНСКОЙ ГЭС ПРОДОЛЖАЕТСЯ

Одним из приоритетов Стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь является строительство энергетических источников на местных видах ТЭР и возобновляемых источниках энергии. В 2011–2015 годах в республике предполагается ввести ряд гидроэлектростанций суммарной мощностью около 120 МВт. 17 из них будут вырабатываться Гродненской ГЭС, сооружение которой предусмотрено Государственной программой инновационного развития Беларуси на 2011–2015 годы.

Возведение Гродненской ГЭС начато в мае 2008 года. В настоящее время строительные работы на объекте находятся в завершающей стадии. Параллельно проводится монтаж основного гидроэнергетического и гидромеханического оборудования.

Очередной этап монтажа основного гидроэнергетического оборудования Гродненской ГЭС начался в январе. В первой декаде месяца, по условиям строительной готовности машинного зала Гродненской ГЭС, силами подрядной организации ОАО «Центроэнергомонтаж» смонтирован мостовой кран грузоподъемностью 25 т, проведены его комплексные испытания и приемка. Данный кран предназначен для выполнения монтажных работ и последующего обслуживания основного гидроэнергетического оборудования чешской фирмы Mavel, которая в соответствии с договором, заключенным по итогам открытых конкурсных торгов, еще в январе прошлого года завершила поставку оборудования для Гродненской гидроэлектростанции, в том числе пяти турбин типа «Каплан» с диаметром рабочего колеса 3 м. Мощность каждой турбины составляет около 3,4 МВт.

В соответствии с технологическим проектом и условиями договора поставки третья фаза монтажа проходила с участием шеф-инженеров чешской фирмы, прибывших на строительный объект 10 января. Работы выполнялись в три этапа:

- монтаж пяти направляющих аппаратов гидротурбин;
- монтаж камер рабочих колес гидротурбин;
- монтаж входных металлических частей отсасывающих труб гидротурбин.

Монтажные работы третьей фазы технологического проекта были завершены 27 января. Смонтированное оборудование закреплено в проектное положение и передано строителям под бетонирование.

К заключительной, четвертой, фазе монтажа основного гидроэнергетического оборудования планируется приступить в марте текущего года после завершения чистовой отделки помещений здания ГЭС. Эта фаза включает монтаж линии вала турбин, лопастей турбин, мультипликаторов, генераторов, систем управления, сухие испытания без

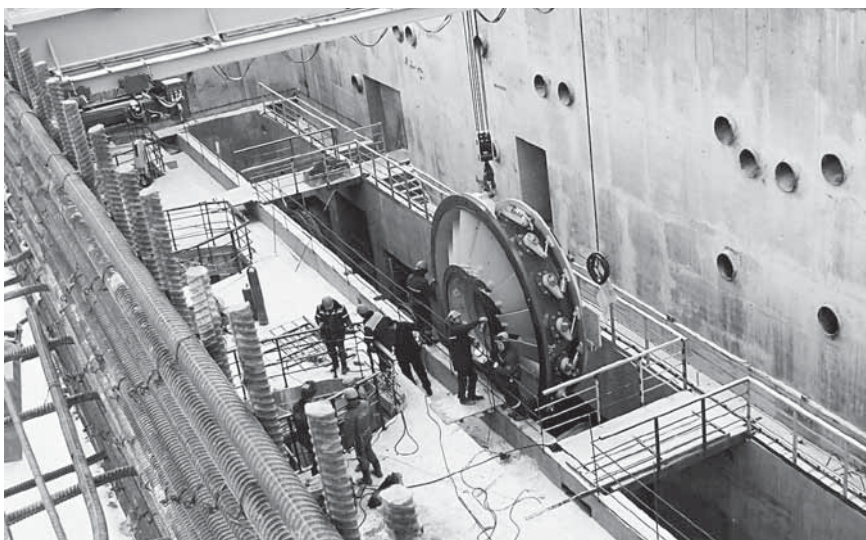


воды в проточном тракте турбин, мокрые испытания с наличием воды в проточном тракте, наладку систем управления гидротурбин.

В настоящее время генподрядная организация ОАО «Гроднопромстрой» продолжает работы по армированию, бетонированию отдельных конструкций гидроузла, устройству эстакады подъемных канатных механизмов водосливной плотины, предназначенных для маневрирования основными сегментными затворами. Кроме того, продолжают работы по монтажу сегментных затворов первого и второго пролетов водосливной плотины, направляющих закладных конструкций данных затворов. В здании ГЭС выполняются монтаж металлоконструкций воздухопроводов системы вентиляции и электромонтажные работы.

Общий комплекс строительномонтажных работ по Гродненской ГЭС планируется завершить в третьем квартале 2012 года.

**В.В. Рукавицын, директор
Дирекции по строительству
Гродненской ГЭС**



НОВЫЙ ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОЕКТ ЭНЕРГЕТИКОВ ВИТЕБЩИНЫ

18 января в торжественной обстановке был заложен первый камень в фундамент ПГУ 400 МВт, которая будет построена на Лукомльской ГРЭС с использованием китайских инвестиций. В мероприятии приняли участие председатель Витебского облисполкома А.Н. Косинец, помощник Президента Республики Беларусь – главный инспектор по Витебской области Н.Ф. Домашкевич, Чрезвычайный и Полномочный посол Китайской Народной Республики в Республике Беларусь Гун Цзяньвэй, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Ю.В. Рымашевский, заместитель генерального директора ГПО «Белэнерго» М.В. Лузин, руководство РУП «Витебскэнерго», представители других общественных организаций и местных органов власти.

Сооружение блока ПГУ-400 на Лукомльской ГРЭС предусмотрено Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь на 2011–2015 годы и на период до 2020 года. Старт совместному белорусско-китайскому инвестиционному проекту дан около года назад. Его реализация станет еще одним шагом на пути обеспечения энергетической безопасности и независимости республики.

Строительство парогазовой установки под ключ доверено Китайской машиностроительной инженеринговой корпорации (СМЕС). Согласно контракту, подписанному РУП «Витебскэнерго» и Китайской

корпорацией, китайская сторона осуществляет проектирование, комплексное строительство, поставку и монтаж оборудования, пусконаладочные и режимно-наладочные работы, испытания, сдачу объекта в эксплуатацию, техническое обслуживание в гарантийный период, обучение персонала электрической станции.

На сегодняшний день уже завершены изыскательские и геолого-разведочные работы, разработан и утвержден архитектурный проект, получено разрешение на производство строительно-монтажных работ, создано управление строительством ПГУ, демонтированы и снесены железобетонные кон-

струкции, загромождавшие площадку строительства ПГУ, полным ходом идет устройство свайного поля под основное оборудование ПГУ, завершены земляные работы по устройству котлована, на строительную площадку доставлено 17 тыс. м³ песка и 11 тыс. т щебня. В намеченные сроки размещены заказы на изготовление основного оборудования.

В рамках проекта предусмотрено строительство не только парогазовой установки, но и объектов вспомогательного и обслуживающего назначения ПГУ (системы технического водоснабжения, транспортной инфраструктуры, связи, технологических коммуникаций, сетей и сооружений водоснабжения, канализации и теплоснабжения). Кроме того, будет построен подводный газопровод до ПГУ.

Реализацию проекта планируется осуществлять поэтапно, параллельно с разработкой, согласованием, экспертизой и утверждением в установленном порядке необходимой проектно-сметной документации на каждый из этапов строительства с одновременным проектированием последующих этапов строительства.

К строительно-монтажным работам будет привлечено более 700 иностранных рабочих. Для них ведется строительство временного жилого городка. Уже закончен монтаж первого корпуса общежития, столовой, офиса, выполнено устройство инженерных сетей



Торжественная закладка первого камня в фундамент ПГУ Лукомльской ГРЭС

с подачей тепловой и электрической энергии.

Также для выполнения проектных, строительно-монтажных и наладочных работ, поставки материалов для реализации строительства ПГУ будут привлечены организации Республики Беларусь. Их вклад в возведение ПГУ составит не менее 30 % от общей стоимости работ.

Лукомльская ГРЭС является крупнейшей в республике конденсационной электростанцией. Ее установленная мощность достигает 2459,5 МВт, что составляет около 40 % установленной мощности всей энергосистемы Беларуси. Летом (в период наибольшей загрузки мощностей станции) ЛГРЭС производит около 60 % вырабатываемой в республике электроэнергии. На станции функционирует восемь энергоблоков, использующих в качестве основного топлива природный газ.

В настоящее время электростанции энергосистемы потребляют большую часть поставляемого в страну газа. С учетом постоянно растущих цен все острее становится необходимость снижения его потребления. Введение в эксплуатацию новой ПГУ-400 позволит получить экономию топлива в объеме порядка 140 тыс. т у.т. в год и, соответственно, уменьшить импорт природного газа в республику на 120 млн м³ в год.

Строящаяся ПГУ-400 основана на новейших парогазовых технологиях. При сооружении парогазового блока будут использованы наиболее экономичные газотурбинная установка (с генератором) производства Siemens (Германия) мощностью 285,87 МВт (ISO); двухцилиндровая паротурбинная установка (с генератором) конденсационного типа с перегревом пара высокого давления электрической мощностью 141,13 МВт производства Shanghai Electric Group (КНР); трехконтурный котел-утилизатор горизонтального типа без дожигания топлива производства Hangzhou Boiler Group (КНР).

Благодаря реализации данного проекта будет обновлено генериру-



Чрезвычайный и Полномочный посол КНР в Беларуси Гун Цзяньвэй делает запись в Книге почетных гостей

ющее оборудование ЛГРЭС и повышена эффективность работы электрической станции в целом. Кроме того, это строительство придаст новый импульс развитию города Новолукомля, в котором Лукомльская ГРЭС является градообразующим предприятием.

Выступая на торжественном митинге, посвященном началу строительства ПГУ-400, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Ю.В. Рымашевский отметил, что строительство современной парогазовой установки при участии китайских инвесторов – это важнейшее событие для энергетической системы страны, прорыв в сфере высоких технологий, ведь около половины электроэнергии в Беларуси вырабатывается на конденсационных электростанциях и основная часть – на Лукомльской ГРЭС. Несмотря на то, что работа по повышению эффективности оборудования велась постоянно, на сегодня резервы традиционной паротурбинной энергетики исчерпаны. «Мы благодарны китайским партнерам за сотрудничество, которое выведет белорусскую энергетику на новый уровень», – подчеркнул заместитель Министра.

Значимость этого проекта для белорусской энергетической систе-

мы подтверждает ряд налоговых и иных льгот, представленных белорусским правительством китайской стороне. Так, технологическое оборудование, комплектующие и запасные части к нему, а также сырье и материалы, ввозимые в Беларусь для реализации этого инвестиционного проекта, освобождаются от обложения ввозными таможенными пошлинами. А иностранные рабочие, привлекаемые к строительству, освобождены от уплаты госпошлины за выдачу разрешений на временное проживание.

Для КНР данное сотрудничество также обещает быть весьма выгодным. Чрезвычайный и Полномочный посол Китайской Народной Республики в Республике Беларусь Гун Цзяньвэй отметил, что отношения стран динамично развиваются как в политическом, так и экономическом плане. Китай всегда благодарен Беларуси за поддержку, которую она оказывает ему на международной арене, и в свою очередь стремится поддерживать усилия белорусской стороны, направленные на сохранение государственного суверенитета, общественной стабильности и экономической независимости.

Алина Казарновская

ВРЕМЯ ИСПЫТАНИЯ НА ПРОЧНОСТЬ

По итогам работы коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь

10 февраля состоялось заседание коллегии Министерства энергетики Республики Беларусь, где были подведены итоги работы организаций Минэнерго в 2011 году и намечены пути выполнения задач на 2012-й и последующие годы пятилетки. Приоритетное внимание в ходе мероприятия было уделено финансово-экономической деятельности организаций Минэнерго, выполнению заданий по инвестициям в основной капитал, привлечению прямых иностранных инвестиций на чистой основе, внешнеэкономической и закупочной деятельности, работе по импортозамещению, а также вопросам охраны труда и обеспечению надежности работы оборудования.

В работе коллегии принял участие первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь Владимир Ильич Семашко.

В сложных финансово-экономических условиях прошлого года организациями отрасли полностью реализованы основные задачи, предусмотренные Программой социально-экономического развития Республики Беларусь на 2011–2015 годы, обеспечено бесперебойное энерго- и газоснабжение предприятий и населения, а также удовлетворены потребности в иных видах топлива – сжиженном газе и топливных брикетах. Выполнены прогнозные показатели по инвестициям в основной капитал, темпу роста экспорта услуг, экспорту товаров, сальдо внешней торговли услугами и товарами, а также показатель по энергосбережению.

Темп роста инвестиций в основной капитал превысил задание и составил 159,2%; снижены по сравнению с соответствующим периодом прошлого года удельные расходы условного топлива на отпуск электрической и тепловой энергии (на 4,6 г/кВт·ч и 0,25 кг/Гкал соответственно); на 1,13 процентных пункта снизился технологический расход электрической энергии на ее транспорт в электрических сетях и на 0,22 – технологический расход тепловой энергии на ее транспорт в сетях ГПО «Белэнерго».

За январь – декабрь 2011 года организациями Минэнерго введено в эксплуатацию 2095 км линий электропередачи напряжением 0,4–10 кВ, 60,6 км ВЛ напряжением 110 кВ, 1885,49 км распределительных газопроводов (124 % к соответствующему периоду 2010 года). Впервые за последние годы добыча торфа в Беларуси превысила 3 млн т. Возросла выручка от экспорта торфобрикетов.

Несмотря на успешное решение основных задач, 2011 год стал для электроэнергетики временем ис-



пытания на прочность. Этот факт отметил в своем докладе Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец, это ощущалось и в выступлениях докладчиков.

Финансово-экономические условия деятельности отрасли

Самой серьезной проблемой в 2011 году стала значительная задолженность за природный газ, которая повлияла на все показатели работы отрасли. Заместитель Министра энергетики Р.С. Филимонова проинформировала коллегию, что в результате неполной компенсации затрат на производство энергии, девальвации белорусского рубля, роста цен на природный газ и невозможности адекватного повышения тарифов для населения на электро- и теплоэнергию и газ, газо- и энерго-снабжающие организации испытывают недостаток средств.

Принципиально важным моментом для отрасли стало подписание 25 ноября 2011 г. в г. Москве меж-

правительственных соглашений, затрагивающих отношения Республики Беларусь и Российской Федерации в газовой сфере на долгосрочную перспективу. Как отметил Министр, это позволит в 2012 году снизить цену на природный газ для Республики Беларусь на 37,6%, выплатить в полном объеме долг за природный газ, образовавшийся в 2011 году, стабилизировать финансово-экономическое состояние отрасли, а также обеспечить с 2013 года синхронное изменение цен на природный газ для Республики Беларусь и в Российской Федерации. А.В. Озерец подчеркнул, что нужна жесточайшая дисциплина в финансовой деятельности 2012 года, который обещает быть достаточно напряженным, и его надо пройти так, чтобы были выполнены все стоящие перед отраслью задачи и все утвержденные программы.

Инвестиции в основной капитал

Положительным моментом в деятельности организаций Минэнерго

стало существенное перевыполнение задания по освоению инвестиций в основной капитал. Это результат проделанной в предыдущие годы работы по привлечению внешних кредитных ресурсов на обновление основных производственных фондов Белорусской энергосистемы, отметил заместитель Министра М.И. Михадюк и назвал еще ряд объективных факторов, оказавших влияние на темпы роста инвестиций. При этом было сказано, что удельный вес иностранных источников инвестиций в основной капитал составил почти 50 % при задании не ниже 21 %.

Тем не менее из запланированных ГПО «Белэнерго» к вводу в эксплуатацию в 2011 году семи объектов работы завершены только на трех – Минской ТЭЦ-2, Витебской ТЭЦ и мини-ТЭЦ в г. Речице. На остальных четырех – Гродненской ГЭС, 5-м блоке Березовской ГРЭС, Гродненской ТЭЦ-2 и Минской ТЭЦ-5 – в настоящее время работы продолжают. Среди основных причин срыва первоначальных сроков ввода этих объектов в эксплуатацию М.И. Михадюк назвал невыполнение договорных обязательств по срокам поставки оборудования, недостаточную проработку состоятельности поставщиков на стадии их выбора и нечеткость формулировок контрактов, что дает возможность инвесторам по-разному толковать его отдельные пункты.

Заместитель Министра обратил также внимание на то, что контрактами предусматриваются недостаточно ощутимые штрафные санкции, не оговаривается должным образом компенсация упущенной выгоды заказчика. Между тем именно жесткая позиция Минэнерго и РУП «Белнипэнергопром» по отношению к иностранным инвесторам позволила реализовать проекты модернизации Минских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-5 в соответствии с требованиями заказчика.

Докладчик потребовал приложить максимальные усилия, чтобы обеспечить ввод этих объектов в эксплуатацию в текущем году, тщательно проанализировать технологические решения, предложенные китайской стороной. Кроме того, М.И. Михадюк предложил направить белорусских специалистов в Китай на постоянной основе для оперативного решения вопросов, связанных

Информация о выполнении прогнозных показателей Министерством энергетики Республики Беларусь в 2011 году

Наименование показателя	2011 год	
	задание на год	январь–декабрь
Инвестиции в основной капитал, %	96,0	159,2
Удельный вес затрат на приобретение машин, оборудования, транспортных средств в общем объеме инвестиций в основной капитал, %	45,0	55,0
Темп роста экспорта услуг, %	108,0	108,0*
Сальдо внешней торговли услугами, \$ млн	220,0	479,0*
Темп роста экспорта товаров (без учета ОАО «Белтрансгаз»), %	109,0	109,3*
Сальдо внешней торговли товарами (без учета импорта природного газа и электроэнергии, товаров, работ, услуг, связанных со строительством АЭС), \$ млн	-175,0	33,0*
Показатель по энергосбережению в т.ч. ГПО «Белэнерго», тыс. т у.т. ГПО «Белтопгаз», %	-275,0 -4,0	-345,8 -4,7

* Оценка.

с участием КНР в модернизации Белорусской энергосистемы.

Заместитель Министра отметил, что работы по сооружению объектов, использующих местные виды топлива, идут в основном по графику. Вместе с тем необходимо ускорить установку котлоагрегата на МВТ на Мозырской ТЭЦ и придать должную динамику реализации проектов мини-ТЭЦ в Витебске («Северная») и Лунинце. М.И. Михадюк напомнил, что в соответствии с поручением Главы государства строительство Луинецкой районной котельной должно осуществляться с максимальной локализацией белорусского оборудования, работ и услуг.

Заместитель Министра предложил сделать результаты работы по привлечению прямых иностранных инвестиций предметом серьезного разговора внутри коллективов и с участием всех лиц, ответственных за эту работу.

Резюмируя обсуждение вопроса о прямых иностранных инвестициях, Министр энергетики А.В. Озерец подчеркнул, что эту задачу надо решать только за счет привлечения кредитных линий под низкий процент и на длительный срок. Такой подход позволит обновить созданную в основном в послевоенные годы белорусскую энергетику, которая по эффективности пока не выдерживает конкуренции с ближайшими соседями – Украиной и Россией.

Внешнеэкономическая деятельность

Анализируя внешнеэкономическую деятельность, импортозамещение и закупочную работу организаций Минэнерго в 2011 году, первый заместитель Министра энергетики Э.Ф. Товпенец остановился на тех негативных тенденциях, которые необходимо преодолеть в планировании и организации этой работы. Несмотря на то что в целом по отрасли годовое задание по сальдо внешней торговли услугами выполнено, установленных заданий по этому показателю не достиг ряд организаций, среди которых ГПО «Белэнерго», РУП «БЕЛТЭИ», РУП «Белгипрогаз». В числе объективных причин – резкое падение экспорта строительно-монтажных работ (выполнение составило 79 % от уровня прошлого года). Но есть и субъективные – РУП «БЕЛТЭИ» и РУП «Белгипрогаз» не проводится работа по расширению направлений проектной деятельности и активному поиску партнеров.

Результаты внешнеэкономической деятельности отдельных организаций свидетельствуют о том, что усилия по развитию этого направления необходимо значительно активизировать. В частности, была отмечена неудовлетворительная организация работы по формированию прогнозных параметров импорта товаров в ГПО «Белэнерго». И хотя

формально показатель выполнен, перенос ввода высокоэффективных энергетических объектов на более поздний срок приводит к тому, что энергосистема теряет дополнительную выработку электроэнергии и ту экономию топлива, которую могла бы получить.

Заместитель Министра подчеркнул, что во внешнеэкономической деятельности, необходимо использовать значительный потенциал Единого экономического пространства и Таможенного союза, и сообщил, что в России и Казахстане уже запущены масштабные программы модернизации энергетических секторов, на реализацию которых выделены значительные финансовые средства.

Со своей стороны Министр энергетики А.В. Озерец потребовал детального, скрупулезного подхода к этой работе, а также организации постоянного ее мониторинга, без которого успех этой деятельности не может быть обеспечен.

Охрана труда и обеспечение надежности работы оборудования

В прошедшем году в работе организаций Минэнерго по охране труда сложилась положительная тенденция – снижение травматизма. Общее количество потерпевших при несчастных случаях в отрасли сократилось на 27 % по сравнению с 2010 годом, при этом количество несчастных случаев с тяжелыми последствиями снизилось на 23 %, а со смертельным исходом – на 15 %. Анализируя эти результаты, заместитель Министра Ю.В. Рымашевский призвал руководителей не расслабляться и продолжить работу в этом направлении. Он отметил, что на 2012 год стоит задача сократить производственный травматизм по коэффициенту частоты еще на 10 % и потребовал от руководителей неукоснительно выполнять все мероприятия согласно приказу Министерства энергетики по активизации деятельности в сфере охраны труда.

В прошедшем году значительно активизировалась работа по надзорной деятельности, отметил заместитель Министра. Во исполнение поручения Министерства энергетики энергоснабжающими ор-

ганами было проведено обследование 104 км линий электропередачи 220 кВ, более 73 тысяч подстанций, проведена значительная работа по выявлению бесхозных сетей, а также уделено большое внимание повышению надежности электросетей 6–10 кВ.

Сегодня госэнергонадзор республики контролирует выполнение значительной части мероприятий по повышению надежности важнейших энергетических объектов. Несмотря на работу, проделанную в этом направлении, и отсутствие роста отказов, снижение надежности произошло по всем видам электрических и тепловых сетей, что было компенсировано повышением надежности тепловых электростанций.

Ю.В. Рымашевский подчеркнул, что не в полном объеме выполнены мероприятия по обеспечению надежности функционирования энергообъектов, недостаточно внимания уделялось проработке вопросов возможных нарушений электроснабжения потребителей, и, как следствие, в 2011 году произошло значительное количество отключений ответственных потребителей г. Минска и Минского района, в том числе котельных.

Вызвали нарекания заместителя Министра подготовка систем теплоснабжения к работе в условиях ОЗП 2011/2012 года и контроль за наиболее ответственными участками тепловых сетей в РУП «Могилевэнерго», РУП «Минскэнерго», РУП «Витебскэнерго» в связи с тем, что в городах Бобруйск, Слуцк, Новополоцк и других имели место нарушения теплоснабжения потребителей. В целях предупреждения подобных нарушений поручено принять меры по защите теплосетей от повреждений, устранить недостатки проектирования, не позволяющие проводить ремонт без полного останова основного оборудования, повысить уровень подготовки технического персонала, обслуживания систем управления автоматизации оборудования тепловых сетей, требования к испытаниям тепловых сетей.

Заместитель Министра потребовал не допускать переноса сроков выполнения мероприятий по повышению надежности важнейших энергообъектов, в полном объеме выполнять работы по расчистке просек линий электропередачи и прилегающих к просекам территорий и принять неотложные меры по надежному энергоснабжению потребителей в отопительный период.

Инновационная деятельность

В соответствии с Государственной программой инновационного развития Республики Беларусь на 2011–2012 годы Министерством энергетики реализуется восемь важнейших проектов: проектирование и строительство АЭС (2400 МВт), строительство Полоцкой ГЭС (23 МВт), Гродненской ГЭС (17 МВт), Витебской ГЭС на р. Западная Двина, Зельвенской КЭС, установка ПГУ 400 МВт на Минской ТЭЦ-5, установка ГТУ 121 МВт на Гродненской ТЭЦ-2, а также разработка и организация производства устройств микропроцессорной дуговой защиты комплектных распределительных устройств 0,4–35 кВ.

Анализируя научно-техническую деятельность организации Минэнерго, которая проводилась в рамках Государственной научно-технической программы «Энергетика-2015» и плана НИОК(Т)Р Министерства энергетики на 2011 год, А.В. Озерец отметил, что нельзя поднимать экономику отрасли только за счет генерации энергии, надо полнее использовать возможности НИОКР. Среди недостатков этого направления деятельности Министр назвал затягивание сроков выполнения разработок, отсутствие инновационных предложений по их внедрению, недостаточную работу по выбору и освоению технологических решений и потребовал навести в этом вопросе порядок. Особо было подчеркнуто, что до настоящего времени не выработана концепция развития электрических сетей, что недопустимо.

В ходе заседания коллегии были заслушаны отчеты руководителей областных энергосистем отрасли о результатах деятельности в 2011 году, задачах на 2012 год и последующие годы пятилетки. С проблемными вопросами выступили также руководители других предприятий и организаций Минэнерго.

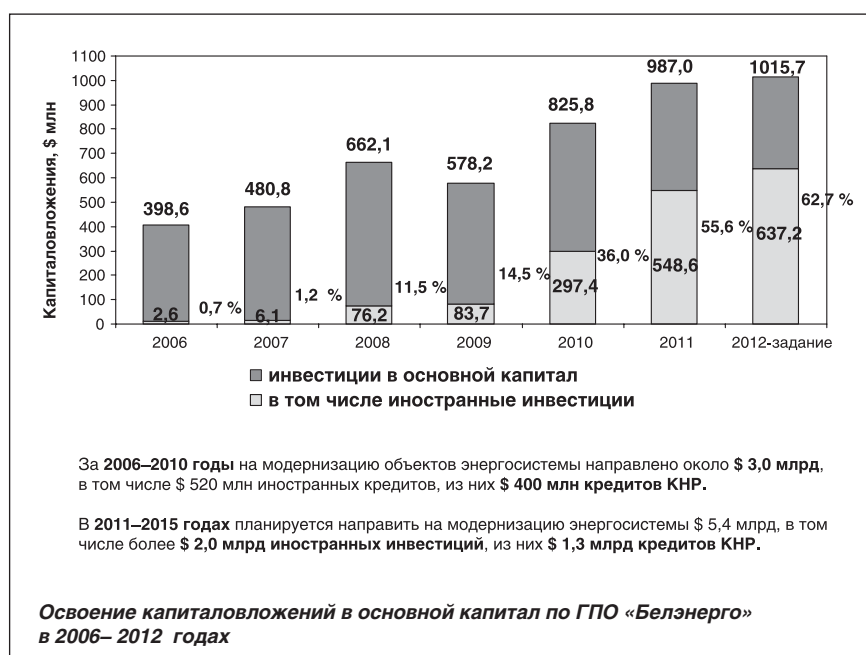
Перспективы развития Белорусской энергосистемы и задачи на 2012 год

Реализация Государственной программы развития Белорусской энергосистемы на период до 2016 года позволит отрасли снизить износ основных производственных фондов Белорусской энергосистемы до 39 %, ввести 2 248 МВт высокоэффективных электрических мощностей, вывести из эксплуатации 1 820 МВт неэффективных, снизить удельный расход топлива на производство электроэнергии на 25–30 г/кВт·ч, получить фактическую экономию топливно-энергетических ресурсов к 2016 году 1,26 млн т у.т., довести объем МВт в топливном балансе страны до 482 тыс. т у.т., уменьшить расход природного газа в энергосистеме на 1,26 млрд м³, снизить импортоспособность с 74,9 % в 2010 году до 64,4 % в 2015 году. Планируется, что с 2012 года начнется плавная ликвидация перекрестного субсидирования.

Очерчивая пути решения стоящих перед отраслью задач, Министр энергетики отметил, что 2012 год станет годом начала практической реализации строительства АЭС с вводом блоков в эксплуатацию в 2017–2019 годах. Для этого подписаны все межгосударственные соглашения. В 2012 году необходимо заключить генеральный контракт, разработать проектную документацию по строительству котлована, завершить разработку технического проекта, чтобы в октябре 2013 года приступить к строительству непосредственно АЭС.

Министр подчеркнул, что необходимо организовать полномасштабную работу по реализации проектов, запланированных к вводу в 2012–2016 годах, для чего обеспечить своевременную подготовку проектной документации, проведение торгов по выбору оборудования, разработать сетевые графики работ по данным инвестиционным проектам и обеспечить действенный контроль за их выполнением.

Среди объектов, которые должны быть введены в эксплуатацию в 2012 году, Министр назвал ПГУ 400 МВт на Минской ТЭЦ-5, ГТУ 121 МВт на Гродненской ТЭЦ-2, Гродненскую ГЭС (17 МВт) и ряд подстанций. Он потребовал также активизировать в текущем году работы по установке турбины мощностью 60 МВт



на Мозырской ТЭЦ, ПГУ 15 МВт на РК-3 г. Могилева, строительству мини-ТЭЦ на местных видах топлива «Барань» и «Лунинец», которые должны быть введены в эксплуатацию в 2013 году.

В ходе коллегии выступил **первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь Владимир Ильич Семашко**. Он поблагодарил энергетиков за ту работу, которая была проведена в 2011-м и другие годы, и особо отметил эффективность инвестиций в основной капитал отрасли и, как результат, существенное снижение износа основных производственных фондов Белорусской энергосистемы.

В.И. Семашко подчеркнул, что энергетикам пришлось работать в сложных условиях, когда цена на газ постоянно росла, а тарифы на энергию для реального сектора экономики и тем более для населения существенно не менялись. Тем не менее Минэнерго как ни одно другое ведомство эффективно решило проблему привлечения иностранных кредитов под небольшие проценты на длительный срок.

Особую благодарность первый заместитель Премьер-министра выразил всем, кто участвовал в переговорах с российской стороной по условиям поставки газа в Республику Беларусь, и в первую очередь первому заместителю Министра энергетики Э.Ф. Товпенцу, который возглавлял рабочую группу по переговорам. Пакет соглашений, подписанный по

их результатам, способствовал стабилизации финансово-экономического положения в республике.

В.И. Семашко положительно оценил выполнение отраслевой инвестиционной программы. Вместе с тем он отметил слишком частые переносы сроков ввода объектов в эксплуатацию и потребовал более четко проводить переговоры с победителями тендеров, вести жесткую и принципиальную работу с проектировщиками и поставщиками, особенно в вопросах, касающихся такого амбициозного проекта, как строительство АЭС. После ввода в эксплуатацию блоков атомной станции в республике появится 25 % новых эффективных мощностей, что позволит диверсифицировать энергоресурсы и повысить энергонезависимость страны.

Затрагивая проблему повышения энергоэффективности, В.И. Семашко подчеркнул, что в стране есть значимые результаты по снижению энергоёмкости ВВП, и потребовал и дальше работать в этом направлении. Такая работа должна проводиться системно. С одной стороны, необходимо создавать новые предприятия и заводы с высокой производительностью труда, с другой – энергетическая отрасль должна обеспечить реальный сектор народного хозяйства экономически эффективной электроэнергией. Это один из значимых факторов формирования имиджа республики как страны, имеющей привлекательный инвестиционный климат.

Ольга ГОНЧАР

НА МИНСКОЙ ТЭЦ-5 ЗАВЕРШЕНО СТРОИТЕЛЬСТВО САМОГО МОЩНОГО В РЕСПУБЛИКЕ ЭНЕРГОБЛОКА

Интервью с заместителем генерального директора РУП «Минскэнерго» Алексеем Владимировичем Жуковским и директором Минской ТЭЦ-5 Владимиром Владимировичем Кишко

В конце 90-х годов прошлого века, когда заработал первый энергоблок Минской ТЭЦ-5, станция оказалась у всех на слуху, ведь это был первый энергоисточник, построенный в СНГ с применением самого современного оборудования. Сегодня к Минской ТЭЦ-5 вновь приковано внимание энергетиков всей республики: здесь завершается реализация одного из наиболее амбициозных проектов в Белорусской энергосистеме «Минская ТЭЦ-5. Строительство парогазового блока мощностью 399,6 МВт». Это является важным событием не только для станции, но и в целом для энергосистемы. 17 февраля Глава государства А.Г. Лукашенко в ходе посещения станции осуществил символический пуск нового энергоблока.

О ходе реализации проекта и его значении нашему корреспонденту рассказали заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго» Алексей Владимирович Жуковский и директор Минской ТЭЦ-5 Владимир Владимирович Кишко.



А.В. ЖУКОВСКИЙ, заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго»



В.В. КИШКО, директор Минской ТЭЦ-5

– Минская ТЭЦ-5 – самая молодая станция в Белорусской энергосистеме; в то же время она имеет, пожалуй, самую богатую и интересную историю. Чем же знаменательно ее прошлое?

А.В. Жуковский: Уникальность истории создания Минской ТЭЦ-5 в том, что изначально на ее месте планировалось построить атомную электростанцию электрической мощностью 2 000 МВт и тепловой – 1 800 Гкал/ч, которая в полной мере обеспечивала бы теплоснабжение г. Минска. Уже был создан проект по вводу двух реакторов типа ВВЭР, начаты строительные работы (подготовлены первый пионерный поселок, строительная база, выкопан котлован и забиты сваи под первый

реактор), велась подготовка к сооружению тепломагистрали от АЭС к г. Минску. Если бы не события 1986 года, то к 1999-му страна имела бы первую атомную электростанцию. После аварии на Чернобыльской АЭС строительство было остановлено. Но было бы непростительной ошибкой отказаться от того, что к тому времени было уже сделано, – от созданной инфраструктуры и сформированного профессионального коллектива численностью 2,5 тысячи человек. Поэтому было принято решение построить на этой площадке теплоэлектроцентр, работающую на органическом топливе.

Изначально Минская ТЭЦ-5 проектировалась как источник теплоснабжения г. Минска с комбини-

рованной выработкой тепловой и электрической энергии. Проектом, разработанным Белорусским отделением ВНИПИэнергопрома, предусматривалась установка четырех теплофикационных энергоблоков с паровыми турбинами Т-250/300-240Д и котлами ТГМП-354 российских заводов-изготовителей. Если бы удалось воплотить задуманное, то по тем временам МТЭЦ-5 стала бы лучшей станцией страны.

Однако жизнь снова внесла коррективы в планы энергетиков. После развала СССР в связи со спадом экономической активности спрос на тепло в г. Минске значительно уменьшился. Поэтому ввод теплофикационного комплекса на станции оказался нецелесообраз-

Изменение основных технико-экономических показателей работы Минской ТЭЦ-5 после ввода энергоблока № 2

Наименование показателей	До ввода	После ввода	Изменение показателей
Установленная мощность, МВт	320	719	+399
Годовая выработка: – электроэнергии, млн кВт·ч – тепла, тыс. Гкал	2145,0 320	5142,0 320	+2997 0
Число часов использования электрической мощности	6500	7152	+652
Годовой отпуск продукции (электроэнергии и тепла), млн рублей	548 066	1 318 353	+770 287
Удельный расход топлива на отпуск электроэнергии, г/кВт·ч	316,9	262,0	-54,9

ным и ТЭЦ была переориентирована на производство электроэнергии по конденсационному циклу. В августе 1999 года был введен в эксплуатацию первый энергоблок мощностью 320 МВт.

От дальнейшего расширения станции пришлось отказаться, так как оно потребовало бы строительства тепломагистрали, что в сложившейся тогда экономической ситуации было неподъемно для страны. Развивать станцию с тем оборудованием, которое изначально было предусмотрено проектом, стало экономически невыгодно.

– Минская ТЭЦ-5 была построена с применением самого современного на тот момент оборудования. В связи с чем было принято решение о строительстве на станции нового энергоблока?

А.В. Жуковский: Минская область – самая энергодефицитная. Сегодня мы вынуждены брать недостающую для нее энергию от Лукомльской ГРЭС. Кроме того, несмотря на молодость ТЭЦ-5, ее оборудование по показателям экономичности и эффективности сегодня уступает современным зарубежным теплоэлектростанциям. К тому же введение в эксплуатацию второго энергоблока сделает работу станции более надежной. Так что расширение Минской ТЭЦ – это задача республиканского масштаба, поэтому строительство ПГУ на станции было включено в Государственную программу инновационного развития Республики Беларусь и вошло в перечень важнейших инвестиционных проектов.

Для участия в конкурсе на реализацию проекта были приглашены 11 претендентов. Конкурсные предложения поступили от двух: Китай-

ской национальной корпорации по зарубежному экономическому сотрудничеству и ЗАО «Атомстройэкспорт». Тендер выиграли китайские партнеры потому, что, во-первых, предложенное ими оборудование отвечало всем необходимым технико-экономическим показателям, а во-вторых, они готовы были соблюсти сроки ввода энергоблока в эксплуатацию.

В сентябре 2008 года РУП «Минскэнерго» заключило контракт с Китайской национальной корпорацией по зарубежному экономическому сотрудничеству на строительство парогазового блока мощностью около 400 МВт на Минской ТЭЦ-5. Проект реализуется под ключ. Это значит, что в обязанности китайской стороны входят проектирование, поставка оборудования, строительные и пусконаладочные работы, обучение специалистов, ввод в эксплуатацию с передачей персонала станции. При реализации проекта под ключ важным условием является то, что объект принимается заказчиком только тогда, когда удалось достигнуть всех технико-экономических показателей его работы, оговоренных контрактом.

Немаловажно, что финансирование той части проекта, реализацию которой выполняют китайские специалисты, осуществляется за счет кредита Государственного банка развития Китая, выдаваемого Правительству Республики Беларусь сроком на 15 лет.

– О новом энергоблоке говорят как о самом современном с технической точки зрения. Это действительно так?

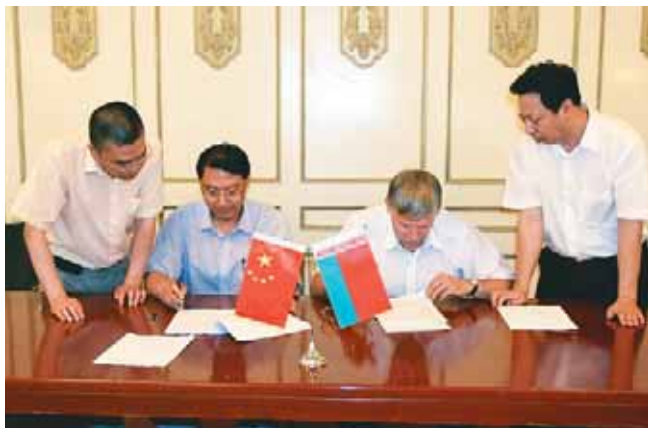
В.В. Кишко: Оборудование для энергоблока Минской ТЭЦ-5 изготавливалось ведущими японскими,

американскими, китайскими компаниями. На сегодняшний день это самые современные технологии, применяемые на многих зарубежных ТЭС.

В состав ПГУ входят газотурбинная установка и паровая турбина производства ООО «ПТУ «Восток», котел-утилизатор производства ООО «Котел «Восток-Хитачи» (без дожигания) и один генератор. Уникальность блока состоит в том, что он одновальный: на одном валу находятся газовая и паровая турбины и генератор. Отдельно устанавливается трехконтурный котел-утилизатор. Основным топливом для ГТУ служит природный газ, в качестве аварийного используется дизельное топливо. При этом предусмотрена возможность автоматического переключения с одного вида топлива на другой. Номинальная мощность ПГУ при работе на газе – 399,6 МВт (мощность газовой турбины 270 МВт плюс мощность паровой турбины 129,6 МВт). Для газовой турбины, требующей подачи газа давлением 3,9 МПа, установлена дожимная компрессорная станция производительностью 51 300 кг/ч.

Кроме того, системы сгорания, водяного охлаждения, подачи природного газа, дизельного топлива, сжатого воздуха для приборов и собственных нужд оборудования и многое другое основное и вспомогательное оборудование блока, установленное китайскими специалистами, также отвечают современным требованиям.

И еще один важный момент. Работа блока полностью автоматизирована. На объекте установлена система управления и контроля, оборудование для которой изготовлено ведущими японскими, американскими и китайскими компаниями. Вся информация о работе



Подписание протокола о сотрудничестве с ССООЕС, июнь 2007 г.



Доставка турбины

энергоблока стекается на центральный щит управления. Здесь же находится и система видеонаблюдения. Таким образом, оператор видит все оборудование, можно сказать, не сходя со своего рабочего места. На сегодняшний день это самая современная и надежная автоматизированная система, аналогов которой в Беларуси нет.

Благодаря техническим решениям, примененным при создании парогазовой установки, второй энергоблок Минской ТЭЦ-5 будет иметь самые высокие технико-экономические показатели в Белорусской энергосистеме. Современные парогазовые технологии сжигания топлива, примененные в данном оборудовании, позволяют добиться значительной экономии топлива на производство электроэнергии. Так, удельный расход условного топлива на парогазовом блоке составит 223,5 г/кВт·ч (ранее по ТЭЦ-5 он был равен 316,9 г/кВт·ч). Это естественным образом повысит эффективность производства электроэнергии и обеспечит экономию топлива в энергосистеме не менее 141 тыс. т у.т. в год. КПД блока – 57 % – самый высокий среди действующих в Беларуси электростанций. Это будет энергоблок с наивысшими в республике показателями энергоэффективности и экономичности.

После его выхода на полную мощность Минская ТЭЦ-5 станет четвертым по мощности энергоисточником в Беларуси. Станция увеличит производство электрической энергии более чем в два раза – с 2 млрд до 5 млрд кВт·ч.

– Какой из этапов реализации проекта строительства энерго-

блока на Минской ТЭЦ-5, на Ваш взгляд, оказался самым сложным?

А.В. Жуковский: В целом проект потребовал колоссального вложения сил на каждом из этапов его реализации. Сложным оказалось начало взаимоотношений с китайскими партнерами. Здесь в первую очередь сказались различия в нормативно-технической документации. Согласно контракту, китайские специалисты должны были выполнять строительные работы в соответствии с требованиями своих нормативно-технических актов, в то время как в области экологии и пожарной безопасности применялись белорусские нормативы. При рассмотрении проекта, представленного генеральным подрядчиком строительства, обнаружилось большое количество нестыковок по данным нормативам и даже противоречий. В целях разрешения ситуации мы пригласили специалистов РУП «Белнипиэнергопром», которые провели детальный анализ поступающей документации. Процесс согласования нормативов оказался достаточно продолжительным, однако нам удалось поставить все точки над *i* и предупредить возможное появление разногласий в дальнейшей работе.

Возникали споры по поводу методов и подходов при проведении некоторых строительных работ. Здесь вопрос решился просто: по контракту строительство должно вестись по китайским нормам, которые, как нам известно, более жесткие, чем наши. Нами было поставлено условие, что приниматься работы будут также согласно этим требованиям.

Непросто оказалось решить и организационные вопросы, связанные с устройством прибывающего пер-

сонала. Нужно было принять около тысячи китайских специалистов, оформить визовые документы, разрешения на работу в Республике Беларусь и многое другое.

В.В. Кишко: Очень сложным и ответственным этапом реализации проекта стала доставка оборудования. Парогазовая установка состоит из четырех крупногабаритных элементов – трансформатора, газовой турбины, ротора генератора и паровой турбины длиной 17,3 м и весом около 440 т. Все это оборудование в собранном виде из китайского города Шандул, где находится завод-изготовитель, было переправлено по р. Янцзы в Гонконг, затем морским путем до Херсона. В Беларусь оборудование доставлялось по Днепру и Березине, русла которых в некоторых местах пришлось углублять. Для того чтобы выгрузить оборудование в г. Березино, пришлось построить причал. Оборудование сняли с барж специально установленными приспособлениями и погрузили на сверхмощные тягачи. Для успешной транспортировки наземным транспортом предварительно укрепили мосты и дороги. Были сложности и с доставкой металлоконструкций каркаса котла-утилизатора, которые доставлялись через порт г. Клайпеды. Но все эти трудности удалось преодолеть, и надо сказать, что этап поставок прошел без срывов.

Но самым сложным мне представляется этап пусконаладочных работ. В первую очередь в связи с тем, что он для нас является самым ответственным, ведь от успешного прохождения этого этапа зависит, как дальше будет работать блок. Для пусконаладочных работ на площадку приехали новые специалисты. И если в ходе строительства общение через переводчи-



Подвод газохода к дымовой трубе



Центральный щит управления

ка не составляло особых трудностей, то на стадии пусконаладочных работ языковой барьер стал очень серьезной проблемой. Тем не менее нашим специалистам удалось наладить общение, и в настоящее время работы идут в плановом порядке. Нельзя не отметить, что на этом этапе, а также при приемке оборудования большую методическую и практическую помощь нам оказали специалисты ОАО «Белэнергоремналадка».

К сожалению, возникли проблемы и на этапе подготовки к комплексному опробованию энергоблока, которое планировалось провести в июле 2011 года. Однако осуществить первое включение удалось лишь 25 декабря. Причины задержки в реализации проекта абсолютные: при проведении индивидуальных испытаний были обнаружены незначительные отклонения показателей работы от заданных. Китайские специалисты с присущей их нации щепетильностью не смогли проигнорировать этот факт. Проблему обсудили и приняли решение заменить подшипник газовой турбины, что потребовало ее частичного демонтажа на месте. На все это, в том числе изготовление и поставку из Китая новых деталей, ушло более трех месяцев.

Надо отметить, что китайские партнеры всегда были готовы к обсуждению спорных вопросов и принятию компромиссного решения. Благодаря этому сегодня мы достаточно успешно, на мой взгляд, выходим на финишную прямую реализации проекта строительства нового энергоблока на ТЭЦ-5. 13 февраля благополучно завершились 72-часовые комплексные испытания ПГУ на номинальной мощности 400 МВт. Ведь важно то,

что мы имеем на выходе, а что касается возникающих трудностей – полностью их исключить невозможно, особенно когда идет такая масштабная работа.

А.В. Жуковский: Если бы не языковой барьер, то я бы назвал этот проект самым успешным из тех, которые мне пришлось курировать. Поставки оборудования и выполнение работ по объекту осуществлялись в установленные сроки. Нужно отметить, что в целом по ходу реализации проекта серьезных срывов не было. Если возникали какие-то вопросы, то они решались в рабочем порядке.

Отдельно хочется подчеркнуть высокую культуру производства китайских специалистов, особенно в части выполнения строительных и отделочных работ. Возникали, правда, сложности на этапе оформления актов выполненных работ, потому что прежде китайские специалисты не сталкивались с такими процедурами и им сложно было адаптироваться к нашим требованиям. По их словам, если бы не оформление такого объема документации, то блок они могли бы построить гораздо быстрее.

– Какие белорусские организации принимали участие в реализации данного проекта?

В.В. Кишко: Проектом строительства нового энергоблока на ТЭЦ-5 было предусмотрено, что работы, не вошедшие в контракт с китайскими партнерами, будут выполняться белорусской стороной, в частности белорусские специалисты занимались сооружением брызгального бассейна, реконструкцией циркуляционной, строительством внеплощадочных и внутриплощадочных циркуляционных камер переключения,

внутриплощадочной инженерной сети для подключения блока ПГУ. Генподрядчиком работ белорусской стороны было определено РУП «Белэнергострой». Силами ОАО «Электротронтаж» проводилась реконструкция ОРУ 330 кВ и сооружение двух новых ЛЭП 330 кВ для выдачи мощности в энергосистему. В качестве основных строительно-монтажных организаций белорусской части проекта также выступили ОАО «Центроэнергомонтаж», УМ «Белэнергостроймеханизация», ОАО «Белэнергозащита». Проектированием всех вспомогательных объектов занималось РУП «Белнипиэнергопром».

В настоящее время на объекте продолжают работать специалисты ОАО «Белэнергоремналадка», выполняющие вместе с китайскими коллегами пусконаладочные мероприятия. Таким образом, предприятия белорусской энергетической отрасли внесли значительный вклад в дело строительства нового энергоблока на Минской ТЭЦ-5.

А.В. Жуковский: Следует также отметить, что китайские партнеры, реализуя свою часть проекта, достаточно широко привлекали белорусские организации. В частности, некоторые общестроительные работы по заказу китайского генподрядчика выполняли РУП «Белэнергострой» и ОАО «Белэлектромонтажналадка». Кроме того, строительные и отделочные материалы покупались в основном в Беларуси. Так что в общей сложности из стоимости работ по строймонтажу (€ 33,6 млн) порядка € 10 млн освоено отечественными предприятиями. Такая локализация средств – положительный момент для страны в целом.



Монтаж ЦНД



Машинный зал энергоблока № 2 Минской ТЭЦ-5

– Кого из специалистов Вы хотели бы назвать в числе тех, кто внес особый вклад в реализацию проекта?

А.В. Жуковский: Несомненно, двигателем проекта был директор Минской ТЭЦ-5 В.В. Кишко. Он является руководителем стройки от заказчика, по контракту на него возложены функции инженера проекта. Им проделан огромный объем работ. Владимир Владимирович самым серьезным образом вникал во все вопросы – от проектирования до наведения чистоты и порядка на территории объекта.

Отдельно хочется отметить работу его заместителя по капитальному строительству А.А. Михайлова. Выполнение строительно-монтажных работ курировал А.В. Бузо, в то время начальник цеха, потом заместитель главного инженера, а ныне – директор Минских тепловых сетей. Он отказывался переходить на новую должность до тех пор, пока не закончатся работы на энергоблоке станции.

Надо отдать должное начальнику цеха ТАИ М.Т. Лупачеву, в обязанности которого входили анализ документации, монтаж и приемка АСУ ТП. Это один из лучших специалистов станции по системам управления и контроля. Можно было бы назвать еще немало фамилий тех, кто все силы и энергию отдавал на то, чтобы проект был завершен успешно и в срок.

В.В. Кишко: Должен сказать, что идея строительства нового энергоблока очень вдохновила коллектив станции. У молодых специалистов, только пришедших после университета, глаза горели. Новое оборудование, новые технологии – все это не могло не пробудить интерес. Все

прекрасно сознавали, что станция переживает важнейший этап в своем развитии, и каждый работник понимал степень ответственности за то, что он делает. Мне сложно выделить конкретно кого-то из них. Все, кто участвовал в реализации проекта, выкладывались на сто процентов. Назвав хотя бы десять имен, я неизбежно обойду вниманием многих других. Поэтому хочу выразить благодарность всем, кто причастен к делу возведения ПГУ на Минской ТЭЦ-5. На всех этапах реализации проекта ими проявлены максимальная степень профессионализма, ответственности и трудоспособности, что во многом и определяет успех реализации любого проекта.

Должен сказать, что условиями контракта, заключенного с китайской стороной, предусматривалось проведение обучения персонала станции работе на новом энергоблоке. Работники МТЭЦ-5 в течение месяца проходили подготовку к эксплуатации нового оборудования в высшей школе подготовки персонала в Китае, еще месяц стажировались на аналогичной станции, после чего сдали экзамен на право обслуживания подобного оборудования. В настоящее время эти специалисты вместе с китайскими непосредственно участвуют в процессе пусконаладочных работ, что также является для них своеобразной школой.

Кроме того, китайской стороной предоставлены инструкции по эксплуатации оборудования на русском языке. Конечно, возникали трудности, связанные с качеством перевода технического текста, в связи с чем инструкции пришлось дорабатывать специалистам ОАО «Белэнерго».

В целом я уверен, что наши работники справятся с поставленной задачей. Я вижу, что у них есть интерес к современным технологиям и желание работать на новом оборудовании.

– Что ожидает станцию в будущем?

А.В. Жуковский: Конечно, хотелось бы загрузить станцию по теплофикационному циклу, ведь у нее крупнейший незадействованный в настоящее время потенциал по теплу (мы выдаем всего 35 Гкал/ч при возможности отпускать 100 Гкал/ч, а в случае небольшой реконструкции – 230). А такая перспектива реальна в случае развития самого поселка Дружный, в котором расположена Минская ТЭЦ-5. Кстати, для этого есть все условия: необходимые коммуникации, развитое транспортное сообщение, а главное – мощный и надежный энергоисточник. На этих территориях мог бы успешно быть создан город-спутник.

В.В. Кишко: В ближайшее время масштабных преобразований на Минской ТЭЦ-5 не ожидается. Задача-максимум – освоить работу нового оборудования, выйти на номинальные показатели и обеспечить надежную передачу выработанной им электроэнергии в энергосистему. А если появится необходимость увеличения мощности станции, то на ТЭЦ для этого есть все возможности – в ее проекте заложены технические решения, предполагающие ее расширение до 1 500 МВт электрической мощности без строительства дополнительных вспомогательных сооружений.

Беседовала Анна НИКИТИНА

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ВОПРОСАМ ГОСУДАРСТВЕННОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТАРИФОВ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ВЫРАБАТЫВАЕМУЮ БЛОК-СТАНЦИЯМИ И ПРИОБРЕТАЕМУЮ ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИМИ ОРГАНИЗАЦИЯМИ

Рост количества малых генерирующих источников (блок-станций) в последнее время оказывает заметное влияние на режимы работы основного генерирующего оборудования Белорусской энергосистемы. Эта тенденция потребовала дальнейшего совершенствования законодательной и нормативной базы, в том числе и в сфере регулирования тарифов на электроэнергию, вырабатываемую блок-станциями и приобретаемую энергоснабжающими организациями. В этом направлении государством проводится тарифная политика, ориентированная на стимулирование развития в республике малой энергетики, – при условии обеспечения эффективности топливоиспользования на энергетических объектах.

Некоторые аспекты взаимоотношений РУП-облэнерго с владельцами блок-станций, работающих с использованием источников энергии, не относящихся в соответствии с законодательством к возобновляемым источникам энергии, нуждаются в разъяснениях. В связи с этим ГПО «Белэнерго» разработаны и утверждены Методические рекомендации об отдельных вопросах заключения договоров электроснабжения РУП-облэнерго с владельцами блок-станций, которые, в частности, определяют порядок продажи избыточной электрической энергии и (или) оказания РУП-облэнерго услуг владельцам блок-станций по передаче и распределению электрической энергии.

В связи с принятием Указа Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 года № 72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике Беларусь» Министерство экономики Республики Беларусь утратило право государственного регулирования цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую в государственную электрическую сеть энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» (РУП-облэнерго) от объектов электроэнергетики, не относящихся в соответствии с законодательством к возобновляемым источникам энергии. Таким образом, взаимоотношения РУП-облэнерго с организациями, имеющими на своем балансе блок-станции, использующие невозобновляемые источники энергии, должны строиться на дого-

ворной основе, что также подтверждается письмом Минэкономики от 19.07.2011 года № 12-04-03/476.

Расчеты с потребителями за электрическую энергию, отпускаемую на основании договора электроснабжения, осуществляются по тарифам, утвержденным в установленном порядке в соответствии с законодательством. Оплата производится за фактически принятое абонентом количество энергии в соответствии с данными учета энергии, если иное не предусмотрено законодательством или соглашением сторон (ст. 515 Гражданского кодекса Республики Беларусь).

Надо отметить, что, несмотря на то, что ГПО «Белэнерго» в соответствии со своим Уставом осуществляет управление РУП-облэнерго и является вышестоящей организацией по отношению к ним в рамках полномочий, предоставленных Минэнерго, оно не может вмешиваться в их хозяйственную деятельность и, соответственно, регулировать применение РУП-облэнерго тарифов на электроснабжение, которые определяются ими самостоятельно при заключении соответствующих договоров.

Государственное регулирование цен (тарифов) на электрическую энергию, касающееся взаимоотношений РУП-облэнерго с владельцами блок-станций, осуществляется Министерством экономики в части:

- возобновляемой электроэнергетики, в соответствии с постановлением Минэкономики от 30 июня 2011 года № 100 «О тарифах на электрическую энергию, произ-



Л.И. ФИЛАТОВА, начальник управления экономики ГПО «Белэнерго»

водимую из возобновляемых источников энергии, и признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства экономики Республики Беларусь»;

- услуг по передаче и распределению электрической энергии, в соответствии с постановлением Минэкономики от 2 ноября 2011 года № 180 «О тарифе на услугу по передаче и распределению электрической энергии» (в соответствии с абзацем третьим статьи 11 Закона Республики Беларусь от 16 декабря 2002 года «О естественных монополиях»).

Методические рекомендации для РУП-облэнерго, касающиеся отдельных вопросов заключения ими договоров электроснабжения с владельцами блок-станций, разрабатывались в целях определения единой правоприменительной практики при заключении, исполнении договоров электроснабжения и защиты экономических интересов РУП-облэнерго ГПО «Белэнерго», а также с учетом того, что в соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2012 года № 72 тарифы на электрическую энергию, отпускаемую потребителям республики от сетей РУП-облэнерго, регулируются Минэкономики, а затраты, связанные с покупкой электрической энер-

гии, производимой блок-станциями, относятся на себестоимость продукции РУП-облэнерго (электрическая энергия, отпускаемая потребителям республики).

В частности, ГПО «Белэнерго» исходило из того, что для блок-станций, работающих на невозобновляемых источниках энергии, строительство которых осуществлялось преимущественно с целью обеспечения электроэнергией собственных нужд владельцев, расчеты за поставку избыточной электроэнергии в государственную сеть должны осуществляться по тарифам, сформированным на условиях рынка: при наличии экономической целесообразности для потребителей данной энергии – энергоснабжающих организаций, обеспечивающих надежность электроснабжения потребителей Республики Беларусь.

До принятия Указа № 72 и перехода на договорные отношения РУП-облэнерго с владельцами блок-станций, использующих невозобновляемые источники энергии, средняя цена покупки электрической энергии от указанных источников в ценовых условиях 2011 года составляла 11,6 цент/кВт·ч. Применение методологии формирования договорного тарифа на покупку РУП-облэнерго электрической энергии от блок-станций, предложенной Методическими рекомендациями, позволяет установить тариф на уровне 7,63 цент/кВт·ч в ценовых условиях 2011 года, с применением коэффициента 0,7 в ночные часы минимальных нагрузок энергосистемы (ночной тариф – 5,34 цент/кВт·ч).

Расчетный экономический эффект для РУП-облэнерго при переходе на договорные отношения с владельцами блок-станций оценивается в \$ 28 млн, что в условиях дефицита финансовых средств областных

энергоснабжающих организаций позволит предотвратить рост себестоимости электрической энергии, реализуемой предприятиями потребителям республики, ориентировочно на 1,1 %.

Методология тарифообразования, предложенная Методическими рекомендациями, основана на принципе эффективности топливоиспользования, который учитывается при согласовании на государственном уровне строительства блок-станций на невозобновляемых источниках энергии и определен действующим в период их сооружения законодательством. В частности, ст. 5 Закона Республики Беларусь «Об энергосбережении» предусматривает «создание системы финансово-экономических механизмов, обеспечивающих экономическую заинтересованность производителей и пользователей в эффективном использовании топливно-энергетических ресурсов».

При эффективных режимах загрузки оборудования блок-станций удельные расходы условного топлива на указанных установках не должны превышать 160–180 г/кВт·ч (себестоимость производства электроэнергии при цене природного газа 275,87 \$/тыс. м³ оценивается в пределах 5,3–6 цент/кВт·ч). Следовательно, договорные тарифы на уровне 7,63 цент/кВт·ч будут обеспечивать владельцам блок-станций рентабельность поставки электрической энергии в сеть до 40 % в дневные часы нагрузок энергосистемы. Применение понижающего коэффициента 0,7 к договорному тарифу в ночные часы минимальных нагрузок энергосистемы направлено на минимизацию неэффективного использования топлива на ТЭЦ РУП-облэнерго за счет снижения ночной вы-



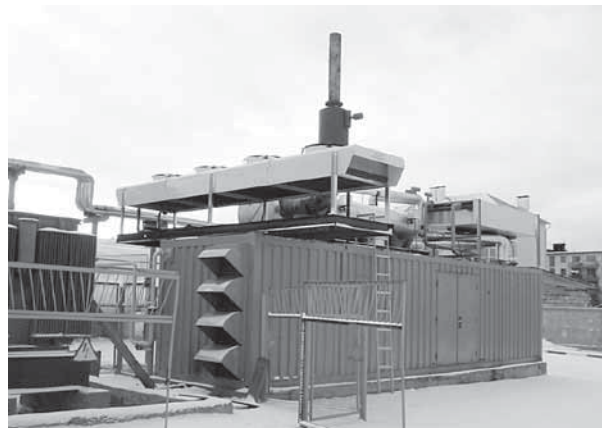
Здание мини-ТЭЦ с двумя ГПА РУП «Завод газетной бумаги», г. Шклов

работки электроэнергии на тепловом потреблении.

Поставка же электрической энергии, произведенной с использованием неэффективных удельных расходов условного топлива (от 230 г/кВт·ч и более), будет экономически невыгодна для владельцев блок-станций. Таким образом, предусмотренный Методическими рекомендациями договорной тариф способствует созданию экономического механизма, направленного на ограничение неэффективного производства электрической энергии на блок-станциях, что в свою очередь будет способствовать снижению затрат РУП-облэнерго, включаемых в тарифы на электрическую энергию для потребителей республики.

Определение в договорах с владельцами блок-станций тарифов с учетом предусмотренных Методическими рекомендациями подходов будет также способствовать созданию равных условий хозяйствования для производителей электрической энергии, использующих невозобновляемые источники энергии, поставляющих электрическую энергию в государственную сеть с генераторных шин электростанций, независимо от их ведомственной подчиненности, что согласуется с принципами либерализации цен в Республике Беларусь, и переходу к рыночным механизмам ценообразования, предусмотренным Директивой Президента Республики Беларусь от 31 декабря 2010 года № 4 и проектом разрабатываемого Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике».

Влияние на тарифообразование ценовых условий 2012 года, в том числе и цен на природный газ, можно оценить позже, когда будут внесены корректировки в договоры с владельцами блок-станций.



ГТУ, Бельничское ЖКХ

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КАК ЗАЛОГ УСТОЙЧИВОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА

Повышение надежности электроснабжения промышленных предприятий, имеющих непрерывный технологический цикл, – одна из важнейших задач энергетиков, так как сбои в электроснабжении таких объектов приводят к значительным материальным и трудовым затратам, а также к снижению качества продукции. Положительным примером обеспечения бесперебойного снабжения электроэнергией одного из крупнейших предприятий республики завода «Полимир» ОАО «Нафтан» может служить сотрудничество в этой области РУП «Витебскэнерго» и самого предприятия.

По результатам расследования аварийных ситуаций в сетях внешнего электроснабжения завода «Полимир» ОАО «Нафтан», вызывающих нарушение технологического процесса, а также итогам технических советов и семинаров, посвященных этим проблемам, представителями завода, филиалов «Электрические сети» и «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго», независимых экспертных организаций – специализированных кафедр технических вузов Республики Беларусь и проектных институтов – был разработан план мероприятий по повышению надежности электроснабжения завода. Контроль за его реализацией в соответствии с основными задачами государственного энергетического надзора осуществляется персона-

лом Полоцкого МРО филиала «Энергонадзор», что способствует обеспечению не только надежного, но и качественного энергоснабжения.

Завод «Полимир» ОАО «Нафтан» является одним из главных потребителей электрической энергии Витебской области. Потребляемая мощность его электроустановок в настоящее время составляет около 80 МВт. Основой технологии завода является пиролиз углеводородного сырья – бензина и легких углеводородных фракций нефте- и газоперерабатывающих заводов, который относится к сложным технологическим циклам. Поэтому обеспечение качества электроэнергии в соответствии с требованиями ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах



А.Г. КУЛАГИН,
начальник Полоцкого
межрайонного отделения
филиала «Энергонадзор»
РУП «Витебскэнерго»

электроснабжения общего назначения» и повышение надежности электроснабжения объектов предприятия, которые являются электроприемниками первой (первой особой) категории по надежности электроснабжения, является важнейшей задачей как завода, так и РУП «Витебскэнерго».

Электроснабжение завода осуществляется от двух независимых источников – подстанций «Полоцкая-330» и «Районная» – через две главные понизительные подстанции ГПП-1 и ГПП-2 110/6 кВ, на каждой из которых установлено по два силовых трансформатора мощностью 63 МВА. ГПП-1 и ГПП-2 запитаны по двум воздушным линиям электропередачи 110 кВ.

Для повышения устойчивости технологического процесса на заводе «Полимир» энергосистемой реализовано разделение основной сети Полоцкого энергоузла на два независимых кольца – «Западное» и «Восточное», для чего потребовалось выполнить постоянный разрыв на стороне 110 кВ подстанции «Полоцкая-330» с отнесением автотрансформаторов 2×125 МВА к «Западному» кольцу и автотрансформатора 200 МВА – к «Восточному».



ВЛ 110 кВ ПС-330 «Полоцк» – ГПП-1 и ПС «Районная» – ГПП-1

Возникновение нарушений технологического процесса на основных производствах предприятия при отключениях и провалах напряжения в питающей сети 110 кВ, связанных с ликвидацией аварийных ситуаций в энергосистеме, – насущная проблема. Во всех случаях длительность ликвидации аварийных ситуаций и остаточные уровни напряжения в кольцах Полоцкого энергоузла соответствовали требованиям ПУЭ и ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения». Однако если в электрической сети 110 кВ возникают короткие замыкания и коммутационные аппараты защиты отключают их за время более 0,14 с, то это приводит к нарушению технологического процесса. Большая часть электроприемников имеет устройства самозапуска и обеспечивает устойчивую работу при провалах напряжения длительностью от 0,1 до 0,25 с, но существует ряд электроприемников, которые отключаются при длительных провалах напряжения.

Наиболее требовательными к качеству питающего напряжения являются электроприводы компрессорных установок (синхронные двигатели и двигатели постоянного тока) производства полиэтилена, номинальное напряжение которых составляет 6 кВ, а единичная номинальная мощность варьируется от 0,63 до 7,4 МВт. В каждом из цехов процесс



ОРУ 110 кВ и силовые трансформаторы Т-1, Т-2 (63 МВА) ГПП-1-110/6 кВ

производства полиэтилена представляет собой единый технологический поток. Компрессоры являются основным крупногабаритным оборудованием единой функционирующей системы охлаждения/сжатия газа, и их дублирование или резерв невозможны. Останов одного из компрессоров приводит к одновременному аварийному останову технологического оборудования всего цеха.

Для предотвращения возникновения и развития аварии при остановке компрессоров, в которых находятся газы в сжатом и сжиженном виде при высоком и сверхвысоком давлении, срабатывают противоаварийные средства защиты. В результате осуществляется мгновенный сброс продуктов, содержащихся в компрессорах и компрессорном оборудовании, на факел и прекращается подача сырья на установки. Возврат установок к нормальной работе требует полного комплекса проведения пусковых операций и вывода на нормальный технологический режим в течение 10–20 ч, что приводит к дополнительным материальным, трудовым затратам и выпуску продукции, не соответствующей ТНПА.

При провалах питающего напряжения на

ВЛ 110 кВ подстанций «Полоцкая-330» и «Районная», когда остаточное напряжение не падает ниже 60–70 %, наблюдается устойчивая работа электроприводов компрессоров. При глубоких провалах напряжения ($U_{ост} = 30–40\%$ от номинального) или пропадании напряжения на питающих линиях происходит останов синхронных электродвигателей и двигателей постоянного тока. Самозапуск двигателей постоянного тока при провалах напряжения невозможен из-за опасности обратных зажиганий ртутных выпрямителей, через которые питаются эти двигатели. Также, по данным завода-изготовителя (Лысьвенский турбогенераторный завод), синхронные двигатели не допускают самозапуска.

Оперативные цепи асинхронных двигателей компрессорных установок запитаны бесперебойно, поэтому даже при глубоких провалах напряжения после его восстановления они продолжают работать, но при отключении линии, питающей электродвигатель, и работе АВР (двигатель затормаживается и снова набирает ход) могут возникнуть отклонения в технологическом процессе и произойти останов оборудования из-за срабатывания блокировок противоаварийной защиты.

В настоящее время частота отключений компрессоров при возникновении аварийных ситуаций в энергосистеме, в том числе при провалах напряжения в питающих сетях, составляет примерно



РУ 6 кВ ГПП-1-110/6 кВ после реконструкции

1–3 раза в год, в то время как прежде их количество ежегодно достигало 5–9 раз. Значительное уменьшение числа аварийных ситуаций в электрических сетях в сравнении с прошлыми годами достигнуто за счет системной совместной работы специалистов РУП «Витебскэнерго» и предприятия по повышению надежности схем внутреннего и внешнего электроснабжения.

Исключить короткие замыкания, вызывающие провалы напряжения в электрических сетях, не представляется возможным, так как эти события зачастую происходят по независящим от энергосистемы причинам. Поэтому руководству электрослужб предприятия приходится постоянно повышать надежность электроснабжения за счет приведения средств релейной защиты и автоматики, а также схемы электроснабжения в соответствие с требованиями устойчивости технологических процессов на предприятии.

Важным шагом в повышении надежности электроснабжения электроприемников предприятия стало завершение строительства в 2011 году первого блока когенерационной установки, состоящей из четырех газопоршневых агрегатов (ГПА) суммарной генерируемой мощностью 7,6 МВт. Топливом для трех агрегатов служит метановодородная фракция, являющаяся вторичным энергоресурсом производственных технологических процессов, что позволяет в значитель-



РУ 6 кВ ГПП-1-110/6 кВ после реконструкции

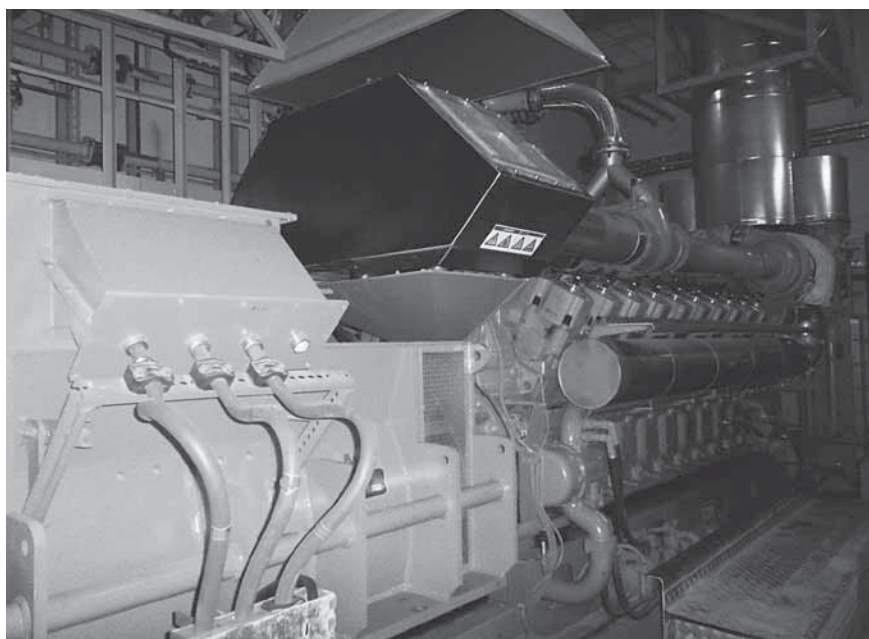
ной степени снизить материальные затраты на выработку электроэнергии. В качестве топлива для четвертого агрегата используется природный газ.

Данная когенерационная установка работает параллельно с сетью и в случае провалов напряжения во внешней питающей сети позволяет обеспечить устойчивость технологического процесса одного из производств. Кроме этого, на протяжении последних лет на заводе выполнен ряд основных мероприятий, повысивших устойчивость и стабильность работы электроустановок:

- на ГПП-1 произведена реконструкция ЗРУ 6 кВ с заменой яче-

ек с масляными выключателями на вакуумные, а также выполнена модернизация релейной защиты, в частности установлены быстродействующие защиты шведской фирмы АВВ;

- в рамках модернизации ГПП-2 проведена реконструкция ЗРУ 110 кВ с заменой короткозамыкателей на элегазовые выключатели 110 кВ, установлены новые разъединители 110 кВ, совмещенные трансформаторы тока и напряжения JUK 123b, микропроцессорные защиты ВЛ 110 кВ подстанций «Полоцк-330»-ГПП-2, «Районная»-ГПП-2, трансформаторов Т-1 и Т-2, а также заменены проходные маслонаполненные изоляторы 110 кВ на сухие (при реконструкции применялось оборудование фирмы АВВ);
- на электродвигателях турбокомпрессоров цеха № 104 установлен быстродействующий АВР;
- произведена замена ряда кабельных линий 6 кВ с выносом из земли на эстакаду;
- выполнено строительство третьего независимого кабельного ввода на РП-18, служащего для электроснабжения очистных сооружений;
- заменены аккумуляторные батареи совместно с зарядными устройствами, а также установлены источники бесперебойного питания цепей управления и сигнализации ряда высококатегорийных токоприемников;



Газопоршневые агрегаты JMS, установленные на первом блоке когенерационной установки



Первый блок когенерационной установки завода

- оснащены системами самозапуска электродвигатели насосов цеха № 301;
- заменены маслonaполненные вводы 110 кВ силовых трансформаторов на ГПП-1 и ГПП-2;
- выполнена замена гирлянд изоляторов ВЛ 110 кВ на ГПП-1 и ГПП-2;
- произведена модернизация силового электрооборудования ТП-5, ТП-38 и ТП-51.

Со своей стороны РУП «Витебскэнерго» в целях повышения надежности работы основной сети Полоцкого энергоузла в текущем году реализованы следующие мероприятия:

- произведена реконструкция подстанции 110 кВ «Районная», завершается капитальный ремонт подстанции 110 кВ «Полоцк-Восточная»;
- на ВЛ 110–330 кВ Полоцкого энергоузла установлено и заменено 1478 пришедших в негодность и неэффективных противоптичных устройств, произведена замена 1793 дефектных изоляторов и 14,8 км молниезащитного троса, отработавшего гарантийные сроки;
- выполнены внеплановые осмотры системообразующих ВЛ 110–330 кВ Полоцкого энергоузла, в том числе и линий глубокого ввода, по которым осуществляется электроснабжение завода; намечены мероприятия по устранению выявленных дефектов, часть которых уже реализована.

Выполнение данных задач позволило снизить количество аварийных

отключений линий глубокого ввода и уменьшить число отказов в работе подстанций.

На период до 2016 года энергосистемой запланированы значительные объемы работ по повышению надежности основной сети Полоцкого энергоузла:

- реконструкция подстанции 110 кВ «Мясокомбинат» с заменой выключателей и РЗиА в соответствии с проектом «Строительство Полоцкого ГЭС на реке Западная Двина»;
- проведение работ по обеспечению надежности ВЛ 110 кВ: валка деревьев, угрожающих падением на ВЛ; замена проводов, устаревших и неэффективных противоптичных устройств, молниезащитного троса;
- замена воздушных выключателей на подстанции 330 кВ «Полоцкая»;
- реконструкция подстанций 110 кВ «Новополоцкая», «Задвинье», «Ветрино», «Стекловолокно», «Птицекомбинат», «Волынцы» с заменой отделителей и короткозамыкателей 110 кВ силовых трансформаторов на элегазовые выключатели.

В свою очередь заводом «Полимир» до 2015 года предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

- реконструкция электрооборудования ОРУ 110 кВ ГПП-1, а именно: замена короткозамыкателей на элегазовые выключатели, разъединителей 110 кВ, релейных защит трансформаторов, а также установка силового трансформатора

мощностью 80 МВА взамен существующего мощностью 63 МВА в связи с планируемым вводом в эксплуатацию гиперкомпрессора мощностью 10,1 МВт;

- реконструкция РУ 6 кВ ТП-4 и КП-1 с заменой существующей схемы РЗиА и модулей с масляными выключателями ячеек производства ГДР на модули с вакуумными выключателями;
- замена кабельных трасс 6 кВ, проложенных от ГПП-1;
- установка источников бесперебойного питания для силовых цепей, цепей управления и сигнализации электроприемников нескольких цехов;
- осуществление самозапуска электроприводов отдельных технологических позиций производства «Нитрон-1» и производства полиэтилена;
- усовершенствование схем подключения частотных преобразователей с целью обеспечения контроля режимов работы, исключения причин аварийной остановки и последующего пуска оборудования после восстановления условий для нормальной работы с помощью контроллеров системы АСУТП для насосов цехов №№ 201 и 204;
- проведение обследования системы электроснабжения завода с выдачей решений по оптимизации и повышению надежности внешнего и внутреннего электроснабжения с привлечением специализированных организаций.

Сегодня можно говорить об эффективности мероприятий, обеспечивающих надежность энергоснабжения предприятия. Это обусловлено тем, что работа в данном направлении ведется совместными усилиями сотрудников областной энергосистемы и самого предприятия. Реализация масштабных задач, которые предстоит решить работникам завода и РУП «Витебскэнерго» в ближайшие годы, позволит поднять надежность электроснабжения предприятия на новый уровень, а также повысить устойчивость и стабильность работы Полоцкого энергоузла. Гарантией выполнения намеченных планов является профессионализм, инициативность, чувство ответственности, а также сотрудничество и добропорядочные отношения, что служит серьезным стимулом к совершенствованию и развитию.

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ИТОГИ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ГОМЕЛЬСКОЙ ОБЛАСТИ В ОТОПИТЕЛЬНЫЙ ПЕРИОД 2011/2012 ГОДА

От успешного решения задач по обеспечению качественной подготовки энергохозяйств к осенне-зимнему периоду зависит полнота выполнения мероприятий по реализации требований «Правил подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии в Республике Беларусь», утвержденных Постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 25/20 от 30 июня 2003 года, Постановлением Совета Министров «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2011/2012 года» от 13 мая 2011 года № 604, а также решением органов власти на местах. Предварительный анализ работы систем теплоснабжения Гомельской области свидетельствует о том, что специалистам удалось обеспечить устойчивую работу теплофикационного комплекса в ОЗП.



Н.Н. КИСЕЛЕВ, начальник отдела энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»

Межотопительный период – время выполнения всего комплекса работ по подготовке систем электро-теплоснабжения потребителей и теплоисточников к предстоящему отопительному сезону. При подготовке субъектов хозяйствования Гомельской области к ОЗП 2011/2012 года филиал «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» осуществлял постоянный контроль за выполнением мероприятий и решением ключевых задач этого периода по четырем основным направлениям:

- повышение надежности работы или замена тепловых сетей со сроком эксплуатации 25 лет и выше;
- оптимизация работы систем автоматического регулирования тепловой энергии;
- уточнение балансовой и эксплуатационной ответственности отдельных участков тепловых сетей, стоимость которых была включена в стоимость объектов строительства и не выделена при продаже объектов; а также выявление фактов изменения формы собственности или ликвидации;
- обеспечение надежного электро-снабжения ведомственных теплоисточников согласно категории надежности.

Выполнение поставленных задач позволило обеспечить 100-процентную готовность 4605 потребителей и 1931 теплоисточника

области к работе в отопительный период. Коротко остановимся на путях решения этих задач и предварительных результатах прохождения отопительного сезона.

Эксплуатация тепловых сетей, прослуживших более 25 лет, не означает, что данная теплотрасса непригодна к дальнейшему использованию, но надежность ее работы снижена. Замена тепловых сетей, инициированная филиалом «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» в апреле 2011 года, дала положительные результаты: из 34 потребителей, имеющих на балансе 61 участок тепловых сетей со сроком эксплуатации 25 лет и более, на 37 участках трубопроводы были заменены; 12 участков тепловых сетей, находящихся на балансе социальной сферы, были переданы на баланс специализированных организаций, что позволяет оперативно устранять аварийные повреждения в период отопительной нагрузки.

Несоблюдение параметров теплоносителя, а именно превышение температуры обратной сетевой воды более чем на 3 °С относительно температурного графика, приводит к неэффективной работе как теплофикационного комплекса в целом, так и систем теплоснабжения потребителей, и в первую очередь к увеличению удельных расходов топлива на выработку 1 Гкал и на-

рушению температурного режима в отапливаемых помещениях потребителей тепловой энергии (так называемые недотопы и перетопы помещений). Высокая степень оснащенности потребителей групповыми и индивидуальными системами автоматического регулирования температуры (3950 всего по области, в том числе 1600 – по г. Гомелю) позволяет не только поддерживать параметры работы тепловой сети согласно температурному графику, но и существенно экономить финансовые средства на оплату потребленной тепловой энергии, что особенно актуально для организаций, дотируемых из бюджета.

В подразделения энергонадзора ежемесячно представляются сообщения группы по приборам учета филиала «Энергосбыт» о несоблюдении отдельными потребителями требований к температуре обратной сетевой воды. С начала отопительного сезона только по г. Гомелю было выявлено 107 фактов нарушения температурного графика, по которым инспекторы энергонадзора оперативно принимают меры реагирования. Таким потребителям направляется предписание с ука-

Таблица 1. Результаты обследований работы систем автоматического регулирования за период с 15 октября по 31 декабря 2011 года

Наименование	Количество
Обследовано:	
– всего объектов	838
– жилых домов	360
– ЦТП	27
– прочих объектов	451
Выявлено:	
– неисправных регуляторов	
отопления	23
ГВС	20
– отсутствующих регуляторов	
отопления	0
ГВС	0
– непроизводительных потерь тепловой энергии, Гкал	206,6
– фактов превышения Т ОСВ	51
– фактов сверхнормативной утечки	152
– отремонтированных регуляторов	17

занием конкретных сроков устранения нарушений и требованием представлять отчет в энергонадзор не только о нормализации температурного режима, но и о принятых мерах к персоналу, не осуществляющему должный контроль за работой автоматики. Так, с начала отопительного периода один работник был освобожден от занимаемой должности, на трех составлены административные протоколы, шесть привлечены к дисциплинарной ответственности.

Как правило, в списки нарушителей попадают объекты социальной сферы: отделы образования, культуры, спорта и туризма и т.д. Не исключение и жилые дома ЖКХ. И это несмотря на внедрение программы удаленного доступа по контролю параметров теплоносителя, которая позволяет в режиме реального времени отслеживать параметры теплоносителя по каждому жилому дому и при сбое в работе системы регулирования оперативно осуществлять настройку регуляторов температуры теплоносителя. Отсутствие должной ответственности за работу систем автоматического регулирования со стороны специалистов ЖКХ приводит к тому, что объекты коммунального жилого фонда составляют 30–40 % от общего числа нарушителей температурного режима.

К сожалению, определить объективно причины сбоев в работе систем автоматического регулирования не представляется возможным. Как правило, потре-

бители ссылаются на выход из строя клапанов, вычислительных устройств, а представители заводов-изготовителей – на некомпетентность потребителей в вопросах эксплуатации и настройке регуляторов. Надо отметить, что 90 % потребителей в качестве причины отклонений от нормы температурного режима работы сети называют нарушения в настройке регуляторов. В то же время при проверках инспекторами энергонадзора соблюдения потребителями договорных обязательств выясняется, что контроль за работой систем регулирования со стороны персонала потребителей проводится эпизодически, от случая к случаю. Лица, ответственные за общее состояние теплового хозяйства, теплотехнический персонал потребителей забывают, что контролировать работу систем регулирования необходимо ежедневно – как при осмотре оборудования теплового пункта, так и при проверке соблюдения энергоснабжающей организацией температурного графика; при этом контроль за показанием прибора учета должен также проводиться ежедневно, а не раз в месяц, как это делается обычно.

За период с 15 октября по 30 декабря 2011 года инспекторами филиала «Энергонадзор» проведено 838 обследований работоспособности автоматических регуляторов систем отопления и горячего водоснабжения потребителей и проверок режимов по соблюдению температуры обратной сетевой воды (табл. 1).

Как показывает информация, обследования позволили выявить превышение температуры обратной сетевой воды у 51 потребителя, в том числе по причине отказов в работе регуляторов – у 43-х (84 %). Но винить в этой ситуации заводы-изготовители некорректно, так как после элементарной настройки приборов регулирования специалистами замечания по температурному режиму в системах теплоснабжения потребителей прекратились.

В процессе производственной деятельности субъектов хозяйствования не исключены случаи, когда при продаже или передаче зданий и сооружений от одного собственника к другому не учитывается наличие у балансодержателя отдельных участков инженерных коммуникаций, в том числе и теплотрасс. То есть складывается ситуация, когда предыдущий собственник теплотрассы своевременно не определил остаточную стоимость тепловой сети, которая была включена в стоимость объекта, а новый собственник не заинтересован в наличии на своем балансе каких бы то ни было коммуникаций, особенно если они питают сторонние объекты, и, естественно, не признает или скрывает их наличие на своем балансе.

Данные факты сотрудники энергонадзора выявляют в ходе работы комиссий по проверке готовности к ОЗП. Так, при присоединении ОАО «Гомельская обойная фабрика» к ОАО «Белорусские обои» новый собственник не признал наличия на балансе бывшего собственника десяти участков тепловых сетей к жи-

Для сведения: систематическая работа инспекций энергонадзора по внедрению систем автоматического регулирования, а также комплекс мероприятий по наладке систем отопления, выполненных персоналом теплоисточников РУП «Гомельэнерго», позволили сократить объем циркуляции воды по тепловым сетям от теплоисточников РУП «Гомельэнерго» на 400–700 т/ч, и это при постоянном росте подключенной тепловой нагрузки.

Таблица 2. Сравнительный анализ выявленных фактов по сверхнормативной утечке теплоносителя и наполнению сетей от теплоисточников РУП «Гомельэнерго» за 2010 и 2011 годы

Наименование	Кол-во актов, 2010 г., шт.	Тепловая нагрузка, 2010 г., Гкал	Кол-во актов, 2011 г., шт.	Тепловая нагрузка, 2011 г., Гкал
Сверхнормативная утечка	408	726,0	441	645,8
Наполнение тепловых сетей	247	72,15	203	116,9
Всего:	655	798,15	644	762,7

лым домам, находящихся на балансе ОАО «Гомельская обойная фабрика» и переданных в коммунальную собственность ЖКХ. Благодаря совместным усилиям исполнительной власти и энергонадзора шесть участков тепловых сетей были заменены и переданы на баланс специализированной организации. По четырем участкам ОАО «Белорусские обои» заключили договоры на аварийное и техническое обслуживание. Такое решение проблемы позволяет быть уверенным в том, что аварийные ситуации в тепловых сетях будут оперативно и квалифицированно ликвидированы.

Определенная работа проводится инспекторами энергонадзора по выявлению фактов ненормируемых утечек теплоносителя. Данные о работе филиала в период отопительного сезона-2011/2012 приведены в табл. 2.

Благодаря совместным усилиям энергонадзора, персонала энергоснабжающих организаций и потребителей приведена к нормативным величинам подпитка сетевой воды в системах теплоснабжения городов Жлобин и Речица, где в 2010 – начале 2011 года были серьезные проблемы с утечками теплоносителя через коммунальные тепловые сети.

В то же время готовность систем теплоснабжения к эксплуатации и включение их в работу иногда приносит неприятные сюрпризы. Так,

при пуске теплоносителя в ряде случаев имели место повреждения внутриквартирных сетей, неудовлетворительная регулировка гидравлического режима, что приводило к нарушениям температурного режима. По Гомельской области порядка десяти объектов были включены в работу с нарушением графика подключения потребителей, составленного с учетом их социального назначения в соответствии с требованием Правил. Причиной таких нарушений обычно является человеческий фактор. Отсутствие квалифицированного персонала на ведомственных теплоисточниках приводит к таким проблемам, как резкий набор давления в тепловых сетях, завоздушивание внутренней системы отопления, утечка теплоносителя через некачественные узлы уплотнения арматуры и т.д.

Мероприятиями 2011 года по обеспечению надежности электроснабжения ведомственных котельных Гомельской области был предусмотрен перевод схем электроснабжения 43 котельных во II категорию надежности. По результатам работы во II категорию переведено 19 котельных; на 16 установлены перекидные рубильники для подключения ДЭС; 3 ликвидированы с переводом тепловых нагрузок на другие теплоисточники; на 2-х котельных проведена замена энергетических котлов на бытовые.

Ревизия наличия у потребителей дизельных электростанций, включая передвижные мощностью от 2 кВт и выше, позволяет оперативно решать вопросы по подключению ответственных электроприемников потребителей или оборудования котельных к электроэнергии в случаях аварийных отключений в основной сети. Причем в каждой районной инспекции энергонадзора составлен список предприятий или организаций, имеющих в собственности автономные источники электроэнергии, которые при нештатной ситуации могут оперативно подключаться через перекидные рубильники к наиболее ответственным электроприемникам. Как правило, это сельскохозяйственные объекты, животноводческие или молочно-товарные фермы и др.

В заключение хочется отметить, что, несмотря на экономические трудности, координация совместных усилий энергонадзора и органов исполнительной власти позволила не только удовлетворительно подготовиться к отопительному сезону, оперативно подключить потребителей тепловой энергии и выполнить гидравлическую наладку систем теплоснабжения потребителей в установленные Правилами сроки, но и обеспечить устойчивую работу теплофикационного комплекса в период прохождения осенне-зимнего периода.

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 с 1 февраля 2012 года.

ЗАКАЗАТЬ документ можно:

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

РЕЖИМЫ РАБОТЫ БЛОК-СТАНЦИЙ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СЕТЯМИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Блок-станции – это электростанции потребителей энергии, включенные непосредственно или через электрические сети энергоснабжающих организаций в электрическую сеть энергосистемы и подчиняющиеся ее диспетчерскому управлению [1]. Их доля в структуре установленной мощности Белорусской энергосистемы постоянно растет, что обусловлено увеличением объемов использования местных ТЭР, вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии.

Присоединение к электрическим сетям энергосистемы блок-станций потребителей должно рассматриваться прежде всего с точки зрения технических и правовых основ. Вместе с тем не должен игнорироваться и технико-экономический фактор. Несмотря на то что блок-станции имеют в большинстве случаев более низкие экономические показатели, чем крупные генераторы энергосистемы, они более маневренны и по этой причине интересны для энергосистемы в случаях покрытия пиковых нагрузок и прохождения их провалов в ночные часы.

В странах с рыночной экономикой независимые мелкие производители энергии, имея равные права с другими ее производителями и доступ к качественному топливу, добились серьезных успехов в конкуренции с вертикально интегрированными компаниями еще в девяностых годах прошлого века. Так, с 1990 по 1994 год 53 % новых генерирующих мощностей в США обеспечивалось независимыми мелкими производителями [2]. В Норвегии основными поставщиками электроэнергии являются не энергетические гиганты, а средние, малые и совсем мелкие производители [3], причем в этой стране вырабатывается наибольшее количество электроэнергии в расчете на душу населения.

В Республике Беларусь нацеленность на максимальное использование собственных энергоресурсов, расщепленных по всей территории республики, нашла свое выражение в том, что в 2011 году специальным постановлением Совета Министров [4] утверждена Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников (ВИЭ) на 2011–2015 годы с целью доведения доли местных видов топливно-энергетических ресурсов в балансе котельно-печного топлива до 30 %. Согласно этой программе, за время с 2013 по 2015 год необходимо построить 32 биогазовые установки с электрической мощностью от 0,2 до 2 МВт каждая; от 199 до 224 ветроустановок суммарной установленной мощностью 440–460 МВт; 42 гидроэлектростанции различных единичных мощностей; большое количество ведомственных собственных энергоисточников тепла и электроэнергии.

О режимах работы ветроустановок можно достоверно говорить, что они будут работать при наличии ветра при скорости не ниже установленных пределов и что выра-



Е.П. ЗАБЕЛЛО,
д.т.н., профессор БГАТУ



В.А. ТОПОЛЕВ,
инженер II категории
лаборатории системного
математического обучения
РУП «БЕЛТЭИ»

батываемая ими энергия будет полностью востребована независимо от сезона и времени суток. Режим работы остальных энергоисточников будет зависеть от сочетания ряда факторов: сложившегося в некоторое время t суммарного графика электрических нагрузок; наличия генерирующих мощностей в энергосистеме; наличия топлива, воды в водохранилищах; тарифа на электрическую энергию, дифференцированного по часам суток рабочих дней, а также сезонов года.

Правда, следует отметить, что в настоящее время для перечисленных выше энергоисточников предусмотрена защита от недобросовестной конкуренции со стороны юридических лиц, занимающих «доминирующее положение в сфере производства энергии». Подобная защита обеспечивается Законом Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии», действующим с июня 2011 года [5], в который включены такие нормы, как гарантированное подключение к государственным энергетическим сетям установок по использованию

ВИЭ, обязательное приобретение государственными энергоснабжающими организациями всей предложенной энергии, произведенной из ВИЭ, а также ее оплату по стимулирующим тарифам в соответствии с условиями, оговоренными в Законе [5] и Постановлении [6].

Тарифы на энергию, произведенную из ВИЭ, устанавливаются на уровне тарифов для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА с применением повышающих коэффициентов, дифференцированных в зависимости от вида возобновляемых источников энергии в первые десять лет эксплуатации электроустановки. Подобный подход неприменим в условиях рынка, когда все участники равны, а цены на электроэнергию складываются на основе фактических текущих нагрузок и поэтому дифференцированы так же, как и нагрузки по часам суток. Рассмотрим подобную ситуацию на конкретном примере.

На рис. 1 приведены относительные значения нагрузок потребителя (P_n^*), график покрытия нагрузок в энергосистеме ($P_{ЭС}^*$) и текущие цены на электроэнергию ($Ц_{Э}^*$) одного из регионов России (ОАО «Татэнерго») за рабочий день июля 2010 года. Графики построены для двухчасовых интервалов, относительные значения показателей приведены в процентах. Как видно из кривых, график нагрузок энергосистемы имеет два традиционных пика (утренний и вечерний), что характерно практически для любой энергосистемы. Нагрузка потребителя (ОАО «Татнефть») в ночные часы выше, чем в часы пиковых и полупиковых нагрузок, что обеспечено проводимыми мероприятиями по их регулированию. Регулирование нагрузок обусловлено плавающей ценой (в почасовом разрезе), складывающейся на розничном рынке. На рис. 1 эта цена (кривая $Ц_{Э}^*$) имеет в данном случае наибольшие значения с 12 до 16 ч, а наименьшие – в ночные часы (с 0 до 8 утра).

Наличие информации, получаемой в режиме online (рис. 1), позволяет строить объективную экономически обоснованную стратегию взаимоотношений потребителя и поставщика энергии в случае, когда потребители не имеют собственных генерирующих источников. Если у потребителей электроэнергии имеются такие источники, возможны разные варианты этой стратегии.

Рассмотрим две независимые энергосистемы, несоизмеримые по мощности, но работающие параллельно.

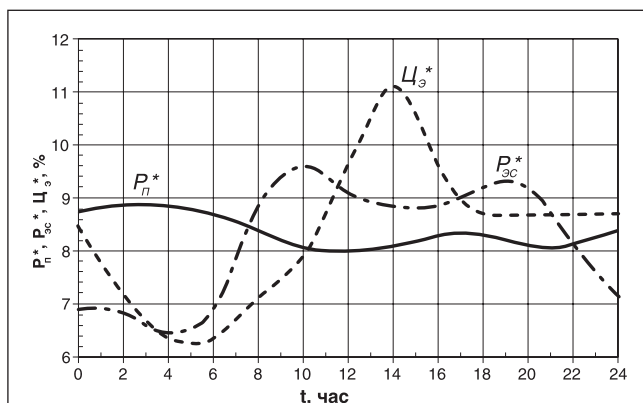


Рис. 1. Относительные значения нагрузок потребителя (P_n^*), текущих цен на электроэнергию ($Ц_{Э}^*$) и графика покрытия нагрузок энергосистемы ($P_{ЭС}^*$) на двухчасовых интервалах

С точки зрения экономических интересов и юридических прав разницы между ними нет, так как в любое время принимающая сторона может стать передающей и наоборот. Но так как технико-экономические показатели этих систем (ЭС-1 и ЭС-2) различны, то алгоритм их совместной параллельной работы не может быть простым и осуществляться по классическому методу, так как должен учитывать интересы каждой из энергосистем и государства в целом.

В такой ситуации возможен алгоритм организации и осуществления параллельной работы ЭС-1 и ЭС-2, одна из которых ведущая (базовая), составленный для случая, когда в энергосистеме будет организован розничный рынок энергии. Его создание намечено в соответствии со Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь на 2011–2015 годы и на период до 2020 года [7].

ЭС-1 рассчитывает значения почасовых цен на отпускаемую энергию и формирует «ценовые сигналы», доступные для ЭС-2 в оперативном режиме. Так как график нагрузки ЭС-1 устойчив, то и «ценовые сигналы» на некотором отрезке времени года (например, сезон) тоже устойчивы.

ЭС-2 рассчитывает значения «ценовых сигналов» для разных режимов работы своих энергоисточников: работы по ровному графику нагрузки (ГН) круглосуточно, работы только в часы пиковых нагрузок и работы по смешанному графику.

При работе генераторов ЭС-2 по ровному ГН в случае, когда «ценовые сигналы» ЭС-2 выше, чем у ЭС-1, в ночные часы и ниже в зонах пиковых (П) и полупиковых (ПП) нагрузок, экономия ЭС-2 заключается в снижении затрат на покупку более дешевой ночной электроэнергии в ЭС-1. Покупка по высокому тарифу в часы П и ПП осуществляется, когда энергии собственных генераторов не хватает.

При работе генераторов ЭС-2 по неровному ГН (ночные нагрузки ниже) объем покупки более дешевой энергии увеличивается в ночные часы и снижается в часы П и ПП.

Самым выгодным для обеих энергосистем по экономическому критерию является вариант, когда генераторы ЭС-2 в ночные часы выключаются, а в часы П и ПП работают на полную мощность. Подобный вариант работы проиллюстрирован на рис. 2, где в относительных единицах приведены кривые, отражающие форму графиков нагрузки ЭС-1, ЭС-2 и их суммарный график $P_{ЭС1}^* + P_{ЭС2}^* = P_{ЭС}^* = f(t)$.

Когда генераторы ЭС-2 работают только в часы пиковых нагрузок, то достаточно существенно выравнивается график нагрузок ЭС-1. Степень его выравнивания будет большей, если сумма генерирующих мощностей ЭС-2 станет сопоставимой с суммой генерирующих мощностей ЭС-1.

Рассмотрим в общем виде процесс перераспределения нагрузок в некоторое время t между ЭС-1 и ЭС-2, для чего используем следующие расчетные формулы:

$$(P_{ЭС1}^* + P_{ЭС2}^*)_t = P_{ЭС}^* = \frac{(P_{ЭС1} + P_{ЭС2})_t}{\sum_{i=1}^{12} (P_{ЭС1} + P_{ЭС2})_i} \cdot 100\%, \quad (1)$$

$$P_{ЭС1t}^* = \frac{P_{ЭС1t}}{\sum_{t=1}^{12} P_{ЭС1t}} \cdot 100\%, \quad (2)$$

$$\Delta P_{ЭС1t}^* = P_{ЭС\Sigma t}^* - P_{ЭС1t}^*. \quad (3)$$

Задаваясь абсолютными значениями объемов генерации $W_{Э1}$ и $W_{Э2}$ каждой из энергосистем на суточном интервале, рассчитаем средние значения и дисперсии нагрузок на двухчасовых интервалах для случаев, когда вся нагрузка покрывается генерирующими источниками ЭС-1 и когда под нагрузкой находятся генераторы как ЭС-1, так и ЭС-2.

$$а) \bar{P}_{ЭС1} = \frac{W_{Э1} + W_{Э2}}{24}, \quad б) \bar{P}_{ЭС12} = \frac{W_{Э1}}{24}. \quad (4)$$

На рис. 2 приведены относительные значения нагрузок ЭС-1, ЭС-2 и ЭС_Σ на основании конкретной формы графика нагрузки энергосистемы за один из рабочих дней года. В течение этого дня было выработано $W_{ЭС} = 118,4$ млн кВт·ч энергии, в результате чего средняя мощность составит:

$$\bar{P}_{ЭС\Sigma} = \frac{118,4}{24} = 4,93 \text{ млн кВт},$$

при $P_{\min} = 4,0$ млн кВт и максимальном $P_{\max} = 5,6$ млн кВт. Если допустить, что распределение часовых значений мощности подчиняется нормальному закону, то дисперсия мощности составит:

$$D_{11} = \frac{P_{\max} - P_{\min}}{6} = \frac{5,6 - 4,0}{6} = 0,27 \text{ млн кВт}.$$

Допустим, часть нагрузки в пиковые часы покрывается генераторами ЭС-2 суммарной мощностью $P_{ЭС2} = 0,5$ млн кВт, работающими с 6 до 22 часов по ровному графику (рис. 2). В этом случае средняя мощность ЭС-1 составит величину:

$$\bar{P}_{ЭС1} = \frac{W_{ЭС\Sigma} - 16P_{ЭС2}}{24} = \frac{110,4}{24} = 4,6 \text{ млн кВт},$$

ее дисперсия D_{12} тогда будет равна:

$$D_{12} = \frac{5,1 - 4,0}{6} = 0,183 \text{ млн кВт},$$

то есть уменьшится на $\left(1 - \frac{D_{12}}{D_{11}}\right) \cdot 100\% = 32\%$.

При расчете дисперсии D_{12} значение пиковой нагрузки ЭС-1, как видно из расчетной формулы, уменьшилось на 0,5 млн кВт, то есть на величину суммарной мощности ЭС-2, а значение минимальной осталось прежним, так как минимальная нагрузка приходится на ночные часы и в обоих случаях полностью покрывается генераторами ЭС-1.

Заметим, что в статье не затрагивался имущественный фактор, так как развитие возобновляемой энергетики пошло по двум путям: одна часть энергоисточников, которые сооружаются, принадлежит потребителям энергии, другая – вертикально интегрированной энер-



Рис. 2. Относительные значения нагрузок энергосистем ЭС-1 и ЭС-2 и их суммарной нагрузки в течение рабочих суток

госистеме. В результате этого методы распределения нагрузок в распределительных электрических сетях, принадлежащих только энергосистеме, не могут быть однозначными, так как в результате оптимизации, методика которой приведена, например, в [8], экономию от снижения потерь электроэнергии получает только энергосистема, а потребитель, обеспечивая эту экономию, несет только издержки в случае, если они не окупятся за счет разницы в тарифах на покупаемую и продаваемую энергию.

Данные замечания в очередной раз подтверждают то положение, что предстоящий переход на рыночные отношения в энергетике – процесс непростой и нуждается в разработке новых подходов. В частности, потребуют корректировки обоснования, предложенные в [9] и [10], касающиеся сооружения потребителями собственных энергоисточников и резервирования их мощности; так как эти обоснования для условий рыночных отношений должны выполняться исходя из долей вклада каждой из экономически самостоятельных компаний в некоторое мероприятие (допустим, в совместное содержание энергоисточника) и распределения долей результата от проведения этого мероприятия по методу, предложенному, например, в [11].

В этих условиях волевое распределение повышающих коэффициентов к тарифам на электрическую энергию из возобновляемых источников энергии юридических лиц, не входящих в состав ГПО «Белэнерго» (причем одинаковых (в размере 1,3) для ветро- и биогазовых установок, гидроэлектростанций, установок со сжиганием древесного топлива, с использованием тепла земли), является необоснованным. Более того, оно может привести к серьезным отрицательным последствиям в случае, когда некоторые принадлежащие предприятиям блок-станции станут продавать энергосистеме электроэнергию в ночные часы по повышенному тарифу. Ситуация вполне реальная, так как в документе [6] указано, что юридические лица, имеющие собственные энергоисточники, руководствуются тарифами для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА, то есть одноставочными тарифами без дифференциации по зонам суток.

В случае если бы собственным энергоисточникам был определен статус пиковых, то тариф для них в некотором повышенном объеме был бы оправдан, так как удельные платы за пиковую и непиковую (ночную) энергию различаются в 2–3 раза, а то и более, как, например, в Украине, где базовая часть графиков электрических нагрузок, в том числе и ночных, покрывается атомными электростанциями.

Разумеется, сказанное выше не относится к электростанциям, работающим по случайным графикам нагрузок, обусловленных наличием нескладируемого энергоресурса (ветер, солнце). Для таких электростанций, действительно, на некоторое время в целях повышения их конкурентоспособности может быть установлен повышенный тариф, не дифференцированный по времени. Для других же видов возобновляемых энергоисточников целесообразен их перевод на режим маневренных, работающих на покрытие пиков утренних и вечерних нагрузок энергосистемы, что позволит разрешить проблему выгоды как режимно-взаимодействующих сторон, так и государства в целом.

При рассмотрении вопросов экономического обоснования собственных энергоисточников предприятий-потребителей в [9] эти потребители условно разбиваются на несколько групп в соответствии с наличием (отсутствием) отпуска электроэнергии, наличием собственных ТЭЦ (котельных), наличием (отсутствием) требований по резервированию как тепловой, так и электрической энергии со стороны энергосистемы. Это наиболее сложный вариант ситуации, где в каждом случае требуется проведение индивидуального технико-экономического обоснования.

В результате проведенных авторами [9] расчетов показано, что «по всем критериям учет сопутствующих затрат в энергосистеме оказывает существенное влияние на эффективность проекта и практически все рассмотренные варианты становятся неэффективными. Следовательно, принимая решение о строительстве энергоисточника, необходимо взвесить и другие составляющие в экономике республики...». Мнение бесспорное, но, к сожалению, Минэкономики Республики Беларусь, если судить по Постановлению [6], взвешивать эти составляющие пока не собирается.

ВЫВОДЫ

Блок-станции, работающие с использованием энергии древесного топлива и иных видов биомассы, энергии биогаза, а также гидроэлектростанции различной мощности следует рассматривать как источники покрытия пиковых электрических нагрузок, установив для них тариф на отпускаемую энергию в соответствии с тарифом для пиковых зон нагрузки в энергосистеме.

Режимы работы блок-станций с отпуском электрической и тепловой энергии рассчитываются индивидуально в части отпуска тепла, на каждой станции, с тем чтобы интересы энергосистемы и местного источника тепловой энергии соблюдались в равной мере.

Список литературы

1. Дегиль, Б.Г. Технические требования энергоснабжающей организации при подключении блок-станции к электрической сети / Б.Г. Дегиль // Энергетическая стратегия. – 2011. – № 4. – С. 27–28.
2. Божков, И.И. Влияние тарифов на энергосбережение / И.И. Божков // Электрика. – 2010. – № 9. – С. 6–10.
3. Татаринов, Н.А. Прорыв обеспечит новая генерация / Н. Татаринов // Инновации в электроэнергетике. – 2008. – № 12. – С. 3–5.
4. Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 годы: постановление Совета Министров Республики Беларусь, 10.05.2011, № 586.
5. О возобновляемых источниках энергии: Закон Республики Беларусь, 27.12.2010, № 204-3.
6. О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии, и признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства экономики Республики Беларусь: постановление Министерства экономики Республики Беларусь, 30.06.2011, № 100.
7. Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь: постановление Совета Министров Республики Беларусь, 09.08.2010, № 1180.
8. Фурсанов, М.И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич // Энергетика (Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ). – 2011. – № 3. – С. 11–15.
9. Молочко, Ф.И. Собственные энергоисточники предприятий-потребителей. Когда оправдано их создание / Ф.И. Молочко, А.Ф. Молочко, Т.Н. Трофимова // Энергетика и ТЭК. – 2006. – № 11. – С. 17–21.
10. Молочко, Ф. Цена резерва / Ф. Молочко, А. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 3. – С. 22–23.
11. Забелло, Е.П. О возможных подходах к распределению получаемых результатов независимыми энергокомпаниями при совместном инвестировании в электроэнергетике / Е.П. Забелло, А.Н. Евсеев // Электрические станции. – 2002. – № 12. – С. 2–7.

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

«СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЕДИНСТВА ИЗМЕРЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ. ПОРЯДОК МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ»

ТКП 335-2011 (02230/03220)

Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь и Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 12 декабря 2011 года № 68/88.
Вводится в действие с 1 апреля 2012 года.

ЗАКАЗАТЬ документ можно:

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

РЕФОРМИРОВАНИЕ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ, ПОДОБНОЕ РЕФОРМЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ В 1992–2008 ГОДАХ, НЕДОПУСТИМО

Реформирование Белорусской энергосистемы, одной из целей которого является создание республиканского оптового рынка электрической энергии, предусмотрено Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь. Правовой основой реформирования должен стать ряд законов, среди которых важнейший – Закон Республики Беларусь «Об электроэнергетике», призванный определить основные контуры и принципы развития и функционирования отраслей ТЭК в условиях конкуренции, работы в едином экономическом пространстве Беларуси и России. Между тем проект Закона вызвал у специалистов разные мнения. Предлагаем вашему вниманию одну из точек зрения.

История учит

Когда более четверти века назад в мировой энергетике одна за другой произошли две небывалые аварии (обе в США), американские ученые и практики, считавшие, что у них образцовое управление энергетикой, сделали открытие – в Советском Союзе подобных аварий никогда не было. Более того, они в принципе были невозможны. Американская комиссия, изучавшая причины аварий, решила познакомиться с опытом работы электроэнергетики Советского Союза. Их интересовало, как при меньшем, чем у них, резерве мощности СССР избегает крупных аварий и обеспечивает быструю ликвидацию аварийных ситуаций.

Возглавлявший тогда Министерство энергетики и электрификации СССР П.С. Непорожный открыл американцам четыре основных «секрета»:

- Центральное диспетчерское управление с правом оперативного командования энергетикой всех регионов;
- Единая энергетическая система (знаменитая ЕЭС!);
- государственные планы развития энергетики на 10–15 лет и на каждый год;
- единое хозяйство энергетики, подчиненное единому министерству.

А для повышения надежности и увеличения в нужное время потоков электроэнергии с востока на запад и наоборот необходимо создание мощных ЛЭП.

Через несколько недель в США было создано Министерство энергетики и девять региональных пулов

в каждом территориальном регионе наподобие наших объединенных энергосистем (ОЭС).

О том, что факторы эффективной работы энергетической отрасли, названные П.С. Непорожным, оправдали себя, свидетельствует и тот факт, что энергетика бывшего СССР, включая Российскую Федерацию, по состоянию на 1 января 1990 года стабильно вышла на второе место в мире, уступая только США по объему выработки электроэнергии и установленной генерируемой мощности. Министерство энергетики и электрификации СССР свыше 98,5 % всех видов работ выполняло своими силами, в том числе и в первую очередь своим энергостроительным комплексом, находящимся в государственной собственности. Из 2 296 861 сотрудников отрасли 864 626 работали на строительстве всех генерирующих мощностей, транзитных и распределительных электроэнергосетей и других объектов Минэнерго. В СССР такой мощности не имело ни одно другое строительное министерство и ведомство.

Что же предлагает нам вариант (по состоянию на 26 сентября 2011 года) проекта Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике»?

Во-первых, во главу угла проекта поставлены вопросы коммерции. Их исполнение адресуется ряду инстанций, которые в настоящее время отсутствуют в официальной штатной структуре Объединенной энергетической системы Беларуси (ОЭС). К примеру, «системно-сетевой оператор», или «оператор оптового энергетического рынка» и т.д. Эти понятия и структуры были созданы и функционировали в России в 1998–2008 годах после реструктуризации РАО «ЕЭС России», в результате которой стали возможными вопиющие факты коррупции в энергетике России; государство понесло миллиардные убытки, а энергетика страны потеряла прежнюю мировую престижность. Чтобы избежать подобного, Беларуси ни в коем случае нельзя тиражировать суть проведенного до 2008 года реформирования энергетики России.



М.П. КОНДРАТЬЕВ,
профессор, председатель
комиссии по вопросам
строительства и монтажа
объектов электроэнергетики,
перспектив развития
отрасли Совета ветеранов
ГПО «Белэнерго»,
заслуженный строитель
Республики Беларусь,
почетный энергетик СССР

ческого рынка» и т.д. Эти понятия и структуры были созданы и функционировали в России в 1998–2008 годах после реструктуризации РАО «ЕЭС России», в результате которой стали возможными вопиющие факты коррупции в энергетике России; государство понесло миллиардные убытки, а энергетика страны потеряла прежнюю мировую престижность. Чтобы избежать подобного, Беларуси ни в коем случае нельзя тиражировать суть проведенного до 2008 года реформирования энергетики России.

Экскурс в историю реформирования электроэнергетики в России

В декабре 1992 года в России было зарегистрировано «Российское акционерное общество энергетики и электрификации» (РАО «ЕЭС России»). В его уставной капитал были переданы из государственных районных энергосистем системообразующие крупные ТЭС мощностью 1000 МВт и более, магистральные высоковольтные ЛЭП, центральное и региональное объединенное диспетчер-

ское управление, а также научно-исследовательские и проектные организации и часть каждого из региональных акционерных обществ – АО-энерго, образованных на базе региональных энергосистем (областных, краевых и т.д.).

Участие государства в управлении РАО «ЕЭС России» осуществлялось через представителей государства в Совете директоров РАО «ЕЭС России», а также государственное регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию. На базе электростанций, имущество которых передано в РАО «ЕЭС России», были образованы акционерные общества. Часть региональных акционерных АО-энерго приняли решение внести свое имущество в РАО «ЕЭС России» полностью с учреждением дочерних акционерных обществ.

В РАО «ЕЭС России» вошло семь объединенных энергосистем (ОЭС) бывшего СССР. Суммарная установленная мощность электростанций РАО «ЕЭС России» составила 210 млн кВт; протяженность магистральных ЛЭП – 150 тыс. км; протяженность воздушных линий электропередачи – 4970 тыс. км. В числе 41 электростанции РАО функционировали 15 ГРЭС, 13 ГЭС, 6 ТЭЦ, Загорская ГАЭС, Приливная Кисло-Губская ГЭС на Кольском полуострове, две Зеленогорские ВЭС и на Камчатке три ГеоТЭС – Мутновские геотермальные ЭС. В связи с этим на долю РАО «ЕЭС России» пришлось 71,5 % установленной мощности электростанций страны, 69,4 % общероссийского производства электроэнергии и только 32,8 % отпуска тепла.

За время существования РАО «ЕЭС России» сменилось более семи министров топлива и энергетики Российской Федерации. Энергетика России начала сдавать позиции как по мощности и выработке электрической энергии, так и по безопасности, надежности, бесперебойности и экономичности. 11 июля 2001 года Правительство Российской Федерации издало постановление № 526 «О реформировании электроэнергетики РФ», во исполнение которого Правление РАО «ЕЭС России» под руководством А.Б. Чубайса разработало программу реструктуризации РАО «ЕЭС России» и форсированными темпами начало ее осуществлять.

В основу этой программы был заложен опыт либеральных преоб-

разований энергокомплексов ряда зарубежных стран (США, Великобритании и др.). Главным советником российского правительства стала компания Arthur Andersen, которая консультировала ряд американских, европейских и других энергокорпораций. Стержнем ее идеологии было структурное разделение предприятия отрасли по видам бизнеса (генерация, транспорт электроэнергии, сбыт и т.д.), приватизация их, при этом под контролем государства оставались лишь некоторые ключевые активы (диспетчерская деятельность, атомные электростанции и т.п.).

РАО «ЕЭС России» было расчленено на отдельные генерирующие, сетевые, сбытовые компании, собранные вместе по непонятной мотивации. 28 июня 2002 года из его состава было исключено подавляющее большинство строительных, монтажных организаций, заводов стройиндустрии, машиностроения и т.д. Таким образом, была поставлена точка в окончательном разрушении ЕЭС страны.

Осуществление описанной акции можно проследить по упрощенной схеме:

- 2003–2005 годы. Начинает работать сектор свободной торговли оптового рынка электроэнергии, запущен процесс выделенности АО-энерго из структуры РАО «ЕЭС России», то есть вся местная энергетика отдается на произвол судьбы;

- 2006–2008 годы. Создается свыше 260 компаний, более двух десятков энергосбытовых компаний и половина электростанций переходят в частные руки; почти треть активов достается иностранным компаниям (итальянской Enel, немецкой E. On и финской Fortum), среди наиболее активных российских покупателей – ОАО «Газпром», ОАО «СУЭК», ЗАО «КЭС-холдинг», ОАО «Мечел», компания «Евраз Групп».

Главной задачей руководства РАО «ЕЭС России» становится сбыт и коммерция, а вся практическая энергетика на глазах начинает хиреть и приходить в катастрофическое состояние. Начались аварии в энергетических сетях, на подстанциях, электрических станциях, ГЭС и т.д. Посыпались массовые жалобы на крайне плохое энергоснабжение от целых населенных пунктов, деревень, городов и регионов, предприятий, заводов и фабрик. Вот лишь некоторые из тяжелейших

энергоаварий, произошедших только в 2005–2010 годах:

- май 2005 года – крупнейшая системная авария, начавшаяся с подстанции 500 кВ «Чагино» и распространившаяся каскадом на Московскую, Тульскую, Калужскую, Рязанскую и Смоленскую энергосистемы. Она продолжалась около шестидесяти часов;
- 17 августа 2009 года – беспрецедентная по масштабам для мировой гидроэнергетики авария на самой мощной в России Саяно-Шушенской ГЭС (6,4 млн кВт);
- осень 2010 года – авария в энергоснабжении г. Санкт-Петербурга, аналогичная по причинам и мощности Московской аварии, произошедшей в мае 2005 года.

К сожалению, аварии, подобные описанным выше, в энергетике России продолжают по тем же причинам. Стоит вспомнить аварии на воздушных ЛЭП (линии электропередачи), затянувшиеся с декабря 2010 года и продолжавшиеся весь январь 2011 года, практически по всей территории зимней России.

Несмотря на то, что аварии различались по масштабам и последствиям, главные причины у них общие. Они стали возможными именно потому, что «ЕЭС России» была расчленена на отдельные сетевые и генерирующие компании. Вся прибыль, получаемая от реализации энергии, вырабатываемой генерирующими источниками РАО «ЕЭС России», расходовалась в большинстве своем на неоправданные затраты, реновации в энергетике страны не производились. Средства, полученные от потребителей в достаточном для ремонта и обновления ресурсов в энергетике объеме, шли не на ремонт, а на создание коммерческих структур в энергетике. Работы по ремонту стали предельно криминальными, а откаты в этой сфере перешли в разряд обычных явлений и достигали 30–40 % от их стоимости.

Газета «Аргументы и факты в Беларуси» (№ 3 за 2011 год, статья «Кто вырубил свет») так комментирует причины одной из аварий: «В результате реформы РАО «ЕЭС России» производство и сбыт электроэнергии – самые доходные части – отдали частникам, в том числе и иностранцам, а сетевое хозяйство (провода и опоры) – государству». Эксперт Фонда национальной энергетической безопасности РАО «ЕЭС России» И. Юшков

отметил, что сети Межрегиональной сетевой компании (МРСК) изношены более чем на 75 %, причем более 60 % из них характеризуется как лом; во многих хозяйствах сокращены ремонтные бригады, которые должны вырубать просеки там, где проходят сети; усугубляет ситуацию и тот факт, что государство не контролирует электроэнергетику должным образом.

Хочется добавить, что когда слушаешь объяснение причин отключения в России ЛЭП прошедшей зимой 2010/2011 года власть предрешающими в энергетике и предлагаемые ими меры по недопущению подобного в будущем, поражаешься их крайне низкой профессиональной компетенции. Все это явно свидетельствует о том, что проведенная реструктуризация энергетики России по системе РАО «ЕЭС России» имеет массу глобальных ошибок и принципиально неприемлема для тиражирования и копирования.

Как считают ведущие высококвалифицированные специалисты – энергетики из бывшего СССР и нынешней России (ее европейской части, Сибири и Дальнего Востока), выход из создавшегося положения в энергетике не в расчленении сложившихся энергосистем на отдельные компании (сетевые, генерирующие и т.п.), организованные по совершенно непонятным признакам, а в их объединении, что обеспечивает их научно-технологическую монолитность и мобильность.

При этом базовая энергетика (как электрогенерирующая, так и электротрансферная ее транспортировка к потребителю) как стратегическая отрасль любой страны должна быть в едином ведомстве – государственном.

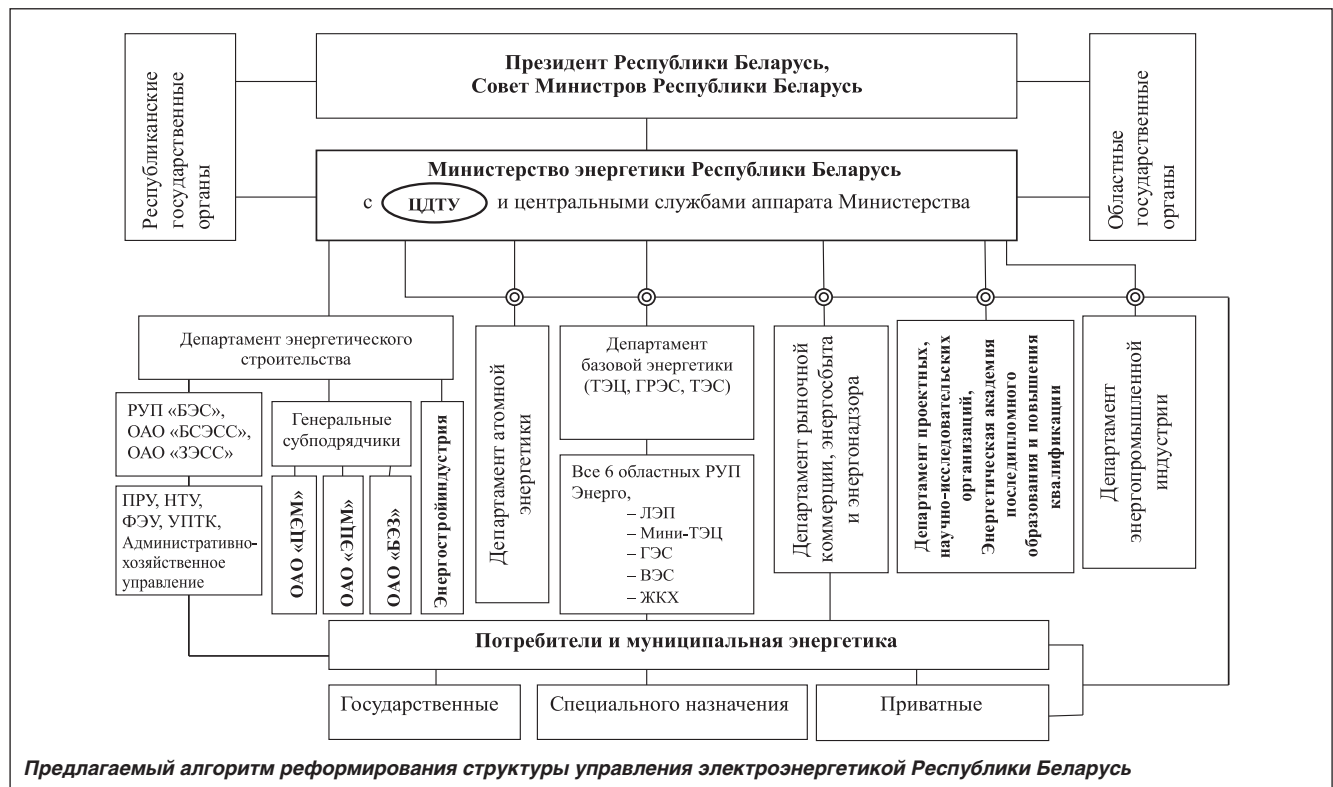
Еще один урок реформирования электроэнергетики в России в 1992–2008 годах – доверять осуществление какой бы то ни было реорганизации или реструктуризации энергетики страны нельзя ни отдельным лицам, ни компаниям, которые не имеют абсолютных знаний глубокого существа энергетики, ее тонкостей во всех разрезах и сути. Реформа должна основываться только на научно обоснованных расчетах и экспериментальных моделях, надежность которых подтверждена долговременной и безупречной работой энергосистем.

Краткие итоги реформы «ЕЭС России» 1992–2008 годов

Подытоживая изложенное выше, можно сказать, что при реформировании Российской энергосистемы в течение 1992–2008 годов было принято и осуществлено много ошибочных решений, которые в конечном счете практически разрушили ранее созданную и успешно функционировавшую Единую энергетическую систему Российской Федерации, являвшуюся по тем временам одной из самых лучших и совершенных энергосистем

мира. Суть этих решений прежде всего заключалась в следующем:

- создавая в 1992 году РАО «ЕЭС России» из мощной Единой энергетической системы Российской Федерации в РАО включили только 71,5 % установленной мощности электростанций и всего 32,8 % отпускаемого тепла;
- в 2003–2005 годах РАО под руководством А.Б. Чубайса вывело из своей структуры АО-энерго, при этом электростанции и системы электропередачи в регионах (областях) были переданы в собственность регионов, которые имели весьма ограниченную возможность содержать энергетическое хозяйство в надежном состоянии;
- на базе единого холдинга РАО «ЕЭС России» было создано свыше 260 компаний, разделенных на основе весьма сомнительной мотивации по видам бизнеса: ОГК, ТГК, сбыта и т.д.;
- в 2006–2007 годах двадцать энергосбытовых компаний и половина электростанций переходят в частную собственность, почти треть активов достается иностранным компаниям;
- началось почти полное уничтожение отраслевой науки, брошены на произвол судьбы проектные институты, собственная стройиндустрия, строительно-монтажные кадры. Произошел развал строительно-



монтажных и наладочных организаций, стройбаз и стройиндустрии, научно-исследовательских институтов энергетического ведомства;

- объем ввода новых и замещение выбывающих энерго мощностей снизился до 1–2 млн кВт в год против 8–12 млн кВт, вводимых ежегодно до внедрения реформистских преобразований. При этом скорректированные программы по фактическим вводам энерго мощностей в 2009 году были выполнены на 35 %, в 2010 – на 48 %, а в сравнении с первоначальными планами – только на 15 и 28 % соответственно;

- электросетевое хозяйство доведено до плачевного состояния. Министр энергетики РФ С. Шматко признал, что износ воздушных электросетей достиг почти 70 %.

В результате 1 июня 2008 года РАО «ЕЭС России» было ликвидировано и все созданные им ОГК, ТГК и т.д. перешли в подчинение Министерству энергетики Российской Федерации.

Таким образом, можно сказать, что реформа электроэнергетики России 1992–2008 годов привела ее в весьма и весьма затруднительное состояние и не может служить моделью для тиражирования в других странах.

Заключение

Нецелесообразно реформировать Белорусскую энергосистему по типу и подобию реформирования Единой энергетической системы России в 1992–2008 годах. И вот почему.

Белорусская энергетика с 1944 по 1962 год уже прошла стадию расчлененности, когда параллельно и независимо друг от друга управляли ею «Белэнергокомбинат», преобразованный в октябре 1944 года в районное управление энергетического хозяйства (РУЭХ) «Белорусэнерго»; «Белкомунэнерго» в составе облэнерго коммунальных электрических сетей и одиннадцати маломощных электростанций; «Белсельхозэнерго» с сельскими электрическими сетями и малыми ГЭС и ДЭС; управление ВВС (воздушные высоковольтные электросети) и т.д., то есть по сути это похоже на Чубайсовский подход к реорганизации электроэнергетики.

В 1962 году объединяются все вышперечисленные энергообъединения, предприятия и организации и на их базе создаются государственные районные энергетические управления (РЭУ) облэнерго, в ведение ко-

торых переходят электростанции небольшой мощности. В то время как крупные ГРЭС и ТЭЦ напрямую подчиняются непосредственно «Белглавэнерго».

Системы РЭУ в Беларуси практически сохранились по настоящее время, менялись только их названия – сначала на ПЭО, затем на РУП, в подчинение которых перешли территориально расположенные в их зоне ГРЭС, ТЭЦ, ГЭС, ЛЭП – любой мощности и напряжения. Огромный опыт, приобретенный энергетической отраслью республики за несколько десятилетий после объединения, показал, что такая структура позволяет Белорусской энергосистеме работать эффективно.

Таким образом, главные выводы из сказанного выше следующие:

- энергетика должна быть однозначно государственной и входить в единое государственное ведомство – Министерство энергетики страны, которое, по моему мнению, должно быть реорганизовано в соответствии с алгоритмом, представленным на рисунке. Республике нужна своя – научно обоснованная, соответствующая духу времени, целесообразная для процветания страны реформа отрасли, которая гарантирует развитие самодостойчивой, надежной, безаварийной, экологически чистой, развивающейся опережающими темпами электроэнергетики;
- отрасль не должна расчленяться на подразделения или компании: генерирующие, сетевые, сбытовые и прочие;
- в сфере муниципальной энергетики сбыт энергии может осуществляться частными фирмами, компаниями и лицами только при условии жесткого государственного контроля за выполнением святой святых энергетики – ПУЭ, ПТЭ и ПТБ энергоустановок потребителей, а также при безоговорочном выполнении всех указаний и требований центрального диспетчерского управления (ЦДУ) и его региональных подразделений;
- нельзя доверять какую бы то ни было реорганизацию и тем более реструктуризацию энергетики на всех уровнях ни отдельным лицам, ни их компаниям, которые не имеют абсолютных знаний глубокого существа энергетики во всех его разрезах и сути;

- электроэнергетике обязательно должен быть подчинен энергостроительный комплекс с государственной формой собственности. Также следовало бы восстановить в составе Министерства энергетики Республики Беларусь должность заместителя Министра по энергостроительному комплексу;
- необходимо отказаться от строительства системной энергетики зарубежными энергостроителями, а строить все своими силами – так, как это было в системе Минэнерго СССР с 1962 года до распада СССР. В противном случае Минэнерго Беларуси и его подразделения будут все время испытывать большие экономические затруднения. (Алгоритм реформирования нынешней структуры управления электроэнергетики Республики Беларусь предлагается на рисунке.)

Список литературы

1. Непорожний, П.С. Энергетика страны глазами министра. Дневники 1935–1985 г. / П.С. Непорожний. – М.: Энергоиздат, 2003. – С. 765.
2. П.С. Непорожний и энергетика великой страны. К столетию со дня рождения П.С. Непорожного. – М.: Энергоиздат, 2010. – 687 с.
3. Белорусская энергетическая система / И.Н. Александров [и др.]. – Минск: ООО Ассор, 2001. – 483 с.
4. Брызгалов, В.И. Из опыта создания и освоения Красноярской и Саяно-Шушенской гидроэлектростанций / В.И. Брызгалов. – Красноярск: Сибирский издательский дом «Суриков», 1999. – 560 с.
5. Садовский, С.И. Реки – живая связь поколений. Избранное / С.И. Садовский. – М.: Энергоиздат, 2006. – 224 с.
6. Материалы научно-практической конференции, посвященной 90-летию со дня рождения П.С. Непорожного. – М.: Энергоиздат, 2000. – 40 с.
7. Кондратьев, М.П. Энергетические системы и их модели / М.П. Кондратьев. – Минск: Право и экономика, 2008. – 402 с.
8. Кошелев, А. Шпильки в колесах Саяно-Шушенской ГЭС / А. Кошелев // Энергия. – 2010. – № 5.
9. Материалы научно-практических конференций, посвященных 100-летию со дня рождения П.С. Непорожного. – М.: Энергоиздат, 2009. – 68 с.; 2010 – 78 с.
10. Материалы 16-го – 1995, 17-го – 1998, 18-го – 2001 Конгрессов МИРЭС.
11. ПУЭ (Правила устройства электроустановок). – Вильнюс, 2006. – 640 с.
12. ПТЭ (Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и ПТЭ и ТБ (Правила технической безопасности при эксплуатации электроустановок и потребителей)). – Вильнюс, 2006. – 671 с.
13. Денисов, Д. Банкет не при свечах / Д. Денисов // Бизнес. – 2011. – № 6 (44).
14. Крысин, Л.П. Иллюстрированный толковый словарь иностранных слов. РАН / Л.П. Крысин. – М.: ЭКСМО, 2010. – 864 с.



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

март/апрель 2012 года

БЕЛАРУСЬ

<p>ЭЛЕКТРОТЕХ - 2012 Электротехнические машины и аппараты, электрооборудование для производства и передачи электроэнергии, высоковольтное оборудование и силовая электроника</p>	<p>Дата проведения: 13.03.2012– 16.03.2012</p>	<p>Город: Минск</p>	<p>www.greenexpo.by</p>
<p>АТОМЭКСПО - 2012 Проектирование и строительство АЭС. Атомное машиностроение. Приборы и оборудование. Ядерная и радиационная безопасность</p>	<p>Дата проведения: 21.03.2012– 23.03.2012</p>	<p>Город: Минск</p>	<p>www.tc.by</p>

РОССИЯ

<p>МАТТЕХ 2012 Международная специализированная выставка оборудования для теплоснабжения, водоснабжения, газоснабжения и канализации</p>	<p>Дата проведения: 12.03.2012– 15.03.2012</p>	<p>Город: Москва</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Строительство. Коммунальное хозяйство. Энергосбережение - 2012 16-я специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 13.03.2012– 15.03.2012</p>	<p>Город: Уфа</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Алтай: Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация - 2012 9-я межрегиональная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 14.03.2012– 16.03.2012</p>	<p>Город: Горно-Алтайск</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Энергосбережение и электротехника. Жилищно-коммунальное хозяйство - 2012 9-я межрегиональная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 14.03.2012– 16.03.2012</p>	<p>Город: Белгород</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>СтройЭКСПО. Строительная техника. СпецАвтоТранспорт. Электро. Энергосбережение - 2012 32-я всероссийская специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 20.03.2012– 22.03.2012</p>	<p>Город: Волгоград</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Газ. Нефть. Химия. Сибирский Гео-форум - 2012 Специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012</p>	<p>Город: Красноярск</p>	<p>www.exponet.ru</p>
<p>Стройиндустрия Севера. Энергетика. ЖКХ - 2012 9-я межрегиональная специализированная выставка</p>	<p>Дата проведения: 29.02.2012– 02.03.2012</p>	<p>Город: Якутск</p>	<p>www.exponet.ru</p>

Энергетика. Энергосберегающие технологии. Газификация. Газовое оборудование. Городское хозяйство. ЖКХ - 2012 Специализированная выставка	Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012	Город: Тюмень	www.exponet.ru
Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу - 2012 8-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 28.03.2012– 30.03.2012	Город: Новый Уренгой	www.exponet.ru
Нефть и газ - 2012 Специализированная выставка	Дата проведения: 28.03.2012– 30.03.2012	Город: Астрахань	www.exponet.ru
Энергосбережение - 2012 Специализированная выставка	Дата проведения: 28.03.2012– 30.03.2012	Город: Астрахань	www.exponet.ru
Bioenergy Russia 2012 Международная выставка и конференция по технологиям и оборудованию для производства и сжигания биотоплива	Дата проведения: 02.04.2012– 05.04.2012	Город: Москва	www.exponet.ru
Энергетика. Электротехника. Энергосбережение - 2012 12-я специализированная выставка энергетического и электротехнического оборудования, энерго- и ресурсосберегающего оборудования и технологий	Дата проведения: 03.04.2012– 05.04.2012	Город: Волгоград	www.exponet.ru
Строймаркет. Энергетика. ЖКХ - 2012 11-я межрегиональная строительная выставка	Дата проведения: 05.04.2012– 06.04.2012	Город: Нижневартовск	www.exponet.ru
Энерго - 2012 Специализированная межрегиональная выставка	Дата проведения: 10.04.2012– 12.04.2012	Город: Казань	www.exponet.ru
Бийск: Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация - 2012 7-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 12.04.2012– 13.04.2012	Город: Бийск	www.exponet.ru
Технологии энергоэффективности - 2012 Всероссийский форум и выставка	Дата проведения: 12.04.2012– 13.04.2012	Город: Екатеринбург	www.exponet.ru
Тепловент. Водоснабжение. Сантехника. Энергоснабжение - 2012 Международная специализированная выставка	Дата проведения: 18.04.2012– 21.04.2012	Город: Санкт-Петербург	www.exponet.ru
Энергетика. ЖКХ. Рынок ПГС - 2012 Специализированная выставка	Дата проведения: 18.04.2012– 20.04.2012	Город: Улан-Удэ	www.exponet.ru
Климатические системы. Тепло-, газо-, водоснабжение - 2012 Специализированная выставка	Дата проведения: 25.04.2012– 28.04.2012	Город: Сочи	www.exponet.ru
Курган: Строительство. Энергетика. ЖКХ. Газификация - 2012 7-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 25.04.2012– 27.04.2012	Город: Курган	www.exponet.ru
Ресурсосбережение и экология - 2012 15-я межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 25.04.2012– 27.04.2012	Город: Пенза	www.exponet.ru
Энергетика. Энергоэффективность - 2012 14-я специализированная выставка	Дата проведения: 25.04.2012– 27.04.2012	Город: Саратов	www.exponet.ru
Энергоснабжение и электротехника в строительстве - 2012 Выставка энергоснабжения и электротехники	Дата проведения: 25.04.2012– 28.04.2012	Город: Сочи	www.exponet.ru

СНГ

Atyrau Oil & Gas 2012 11-я Северо-Каспийская региональная выставка «Атырау нефть и газ»	Дата проведения: 03.04.2012– 05.04.2012	Город: Атырау, Казахстан	www.exponet.ru
---	---	--------------------------	----------------

KazAtomExpo 2012 3-я Казахская международная выставка «Атомная энергетика и промышленность»	Дата проведения: 04.04.2012– 06.04.2012	Город: Астана, Казахстан	www.exponet.ru
Power Lighting Astana 2012 Казахская международная выставка «Энергетика и освещение»	Дата проведения: 04.04.2012– 06.04.2012	Город: Астана, Казахстан	www.exponet.ru
Industrial Expo Uzbekistan 2012 8-я Международная промышленная выставка	Дата проведения: 18.04.2012– 20.04.2012	Город: Ташкент, Узбекистан	www.exponet.ru

В МИРЕ

Oil & Gas Libya 2012 4-я международная выставка по нефти, газу, нефтехимии	Дата проведения: 01.03.2012– 31.03.2012	Город: Триполи, Ливия	www.expoclub.ru
Energiesparmesse 2012 Выставка энергосберегающих технологий	Дата проведения: 02.03.2012– 04.03.2012	Город: Вельс, Австрия	www.exponet.ru
LED WLSF 2012 Выставка светодиодной промышленности и освещения	Дата проведения: 02.03.2012– 05.03.2012	Город: Ченду, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Russian exposition at international oil and gas exhibition 2012 Международная нефтегазовая выставка	Дата проведения: 04.03.2012– 09.03.2012	Город: Хасси Мессауд, Алжир	www.exponet.ru
Power Generation & Steel Production Exhibition and Conference 2012 Выставка и конференция по энергетике и производству стали	Дата проведения: 06.03.2012– 08.03.2012	Город: Абуджа, Оман	www.exponet.ru
IADC/SPE Drilling Conference 2012 Международная буровая конференция SPE/IADC	Дата проведения: 06.03.2012– 08.03.2012	Город: Сан Диего, США	www.exponet.ru
ENEX 2012 Международная выставка энергетики	Дата проведения: 06.03.2012– 08.03.2012	Город: Кельце, Польша	www.exponet.ru
GasShow 2012 Международная выставка и конференция по газовой промышленности	Дата проведения: 07.03.2012– 08.03.2012	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
Electricity 2012 Международная ярмарка электроэнергии и систем безопасности	Дата проведения: 12.03.2012– 14.03.2012	Город: Варшава, Польша	www.exponet.ru
Colombia oil & gas 2012 2-й Колумбийский нефтегазовый саммит и выставка	Дата проведения: 13.03.2012– 15.03.2012	Город: Картахена, Колумбия	www.expoclub.ru
For Energo 2012 1-я Международная выставка производства и распределения электроэнергии	Дата проведения: 13.03.2012– 16.03.2012	Город: Прага, Чехия	www.exponet.ru
Oil & Gas Exhibition & Conference 2012 Выставка и конференция нефтегазовой и нефтехимической промышленности	Дата проведения: 13.03.2012– 15.03.2012	Город: Кейптаун, Южно-Африканская Республика	www.exponet.ru
Cleantec City 2012 Специализированная экологическая выставка	Дата проведения: 13.03.2012– 15.03.2012	Город: Берн, Швейцария	www.exponet.ru
WETEX 2012 Международная выставка энергетических технологий, окружающей среды и водных ресурсов	Дата проведения: 13.03.2012– 15.03.2012	Город: Дубай, Объединенные Арабские Эмираты	www.exponet.ru

BioEnergy 2012 Выставка возобновляемых источников энергии	Дата проведения: 16.03.2012– 18.03.2012	Город: Щецин, Польша	www.exponet.ru
Haus-BAU & Energie 2012 Выставка строительства и экономии энергии	Дата проведения: 16.03.2012– 18.03.2012	Город: Ильзенбург, Германия	www.exponet.ru
CIPPE 2012 Китайская международная выставка нефтяного и нефтехимического оборудования и технологий	Дата проведения: 19.03.2012– 21.03.2012	Город: Пекин, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
CIOOE 2012 9-я Международная выставка технологий и оборудования для добычи нефти	Дата проведения: 19.03.2012– 21.03.2012	Город: Пекин, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Pipeline Operations & Integrity Management 2012 1-я Международная конференция и выставка по обслуживанию и контролю целостности трубопроводов	Дата проведения: 19.03.2012– 21.03.2012	Город: Манама, Бахрейн	www.expoclub.ru
Angola Oil and Gas 2012 1-й Международный нефтегазовый конгресс и выставка Анголы	Дата проведения: 20.03.2012– 21.03.2012	Город: Луанда, Ангола	www.expoclub.ru
TUROGE 2012 11-я Международная нефтегазовая выставка и конференция Турции	Дата проведения: 21.03.2012– 22.03.2012	Город: Анкара, Турция	www.expoclub.ru
SOM Solar-Oberland-Mass 2012 Выставка солнечной энергетики	Дата проведения: 22.03.2012– 25.03.2012	Город: Ветцikon, Швейцария	www.expoclub.ru
Ghana Summit 2012 Конференция и выставка нефтегазовой отрасли	Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012	Город: Аккра, Гана	www.expoclub.ru
ASIAWATER 2012 Международная выставка и конференция по водоснабжению и технологиям очистки сточных вод	Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012	Город: Куала-Лумпур, Малайзия	www.exponet.ru
Racioenergia 2012 Международная выставка по отоплению, кондиционированию воздуха и сбережению энергии	Дата проведения: 27.03.2012– 31.03.2012	Город: Братислава, Словакия	www.exponet.ru
SPE Intelligent Energy International 2012 Международная выставка и конференция инновационных решений по оптимизации эффективности процессов разработки месторождений нефти и газа и производства углеводородов	Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012	Город: Утрехт, Нидерланды	www.exponet.ru
On & Offshore 2012 Выставка нефтегазовой промышленности	Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012	Город: Горингем, Нидерланды	www.exponet.ru
ASIAWATER 2012 Международная выставка и конференция по водоснабжению и технологиям очистки сточных вод	Дата проведения: 27.03.2012– 29.03.2012	Город: Куала-Лумпур, Малайзия	www.exponet.ru
CWIEME Shenzhen 2012 Выставка производителей катушечной обмотки, изоляции и электрического оборудования	Дата проведения: 28.03.2012– 31.03.2012	Город: Шэньчжэнь, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
SEE Solar 2012 Выставка солнечной энергетики Юго-Восточной Европы	Дата проведения: 28.03.2012– 30.03.2012	Город: София, Болгария	www.exponet.ru
Impianti Solari Expo (ISE) 2012 Специализированная выставка технологий солнечной энергетики	Дата проведения: 29.03.2012– 31.03.2012	Город: Парма, Италия	www.exponet.ru

IRAN OIL SHOW 2012 17-я Международная выставка «Нефть, газ и нефтехимия Ирана»	Дата проведения: 01.04.2012– 30.04.2012	Город: Тегеран, Иран	www.expoclub.ru
SYROIL 2012 8-я Сирийская международная нефтегазовая выставка	Дата проведения: 02.04.2012– 05.04.2012	Город: Дамаск, Сирия	www.expoclub.ru
Intereco-Ecodom 2012 Международная ярмарка технологий экономного использования тепла и источников энергии. Международная экологическая выставка-ярмарка	Дата проведения: 13.04.2012– 15.04.2012	Город: Катовице, Польша	www.exponet.ru
OGWA 2012 Выставка и конференция по нефтехимии и нефтепереработке	Дата проведения: 16.04.2012– 18.04.2012	Город: Маскат, Оман	www.exponet.ru
EWEA 2012 Выставка и конференция по ветроэнергетике	Дата проведения: 16.04.2012– 19.04.2012	Город: Копенгаген, Дания	www.exponet.ru
Flame 2012 18-я Европейская газовая конференция	Дата проведения: 16.04.2012– 20.04.2012	Город: Амстердам, Нидерланды	www.expoclub.ru
OGTF 2012 3-й международный форум нефтегазовых технологий	Дата проведения: 18.04.2012– 20.04.2012	Город: Абердин, Великобритания	www.expoclub.ru
FPS Expo 2012 Выставка нефтедобывающей промышленности Великобритании и Ирландии	Дата проведения: 18.04.2012– 19.04.2012	Город: Харрогейт, Великобритания	www.exponet.ru
System Heating Trade Fair (TCS) 2012 Выставка отопительных систем	Дата проведения: 23.04.2012– 26.04.2012	Город: Познань, Польша	www.exponet.ru
Nordic Biogas Conference 2012 Выставка-конференция по биогазу	Дата проведения: 23.04.2012– 25.04.2012	Город: Копенгаген, Дания	www.exponet.ru
Iraq Energy Expo & Conference 2-я Иракская нефтегазовая энергетическая выставка и конференция	Дата проведения: 23.04.2012– 26.04.2012	Город: Багдад, Ирак	www.expoclub.ru
Enreg Energia Regenerabila 2012 Международная выставка и конференция по возобновляемым источникам энергии и энергоэффективности строительства и ремонта	Дата проведения: 25.04.2012– 27.04.2012	Город: Арад, Румыния	www.exponet.ru
Oil & Gas Equipment and Service Providers Forum 2012 Форум по технологиям производства нефти и газа	Дата проведения: 26.04.2012– 28.04.2012	Город: Абуджа, Нигерия	www.exponet.ru
Shanghai International Wind Energy Exhibition & Symposium (CWE) 2012 Международная выставка и симпозиум по энергии ветра	Дата проведения: 26.04.2012– 28.04.2012	Город: Шанхай, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru

Подготовила Вероника АНТОНОВА

ПРИГЛАШАЕМ НА «АТОМЭКСПО-БЕЛАРУСЬ»

Строительство АЭС в Республике Беларусь – это тот проект, реализация которого способна кардинально решить вопрос повышения энергетической безопасности страны. За прошедший год удалось значительно продвинуться вперед на пути к его воплощению. Международная специализированная выставка и конференция «Атомэкспо-Беларусь» представляется наиболее удобной площадкой для обсуждения результатов проведенной работы, анализа текущего состояния проекта и определения задач на ближайшую перспективу.

В этом году форум пройдет с 21 по 23 марта в г. Минске в футбольном манеже по адресу пр-т Победителей, 20/2.

Четвертый раз со дня своего основания открывает двери посетителям форум «Атомэкспо-Беларусь», проведение которого было инициировано в 2009 году Министерством энергетики в связи с принятием решения о строительстве в Республике Беларусь собственной атомной электростанции. В форуме традиционно примут участие около 100 предприятий и организаций, в том числе Министерство энергетики, Министерство промышленности, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь, ГПО «Белэнерго», Национальная академия наук Беларуси, ряд предприятий атомной отрасли Российской Федерации и др.

Специализированная выставка представит участникам и гостям новейшие технологии проектирования, строительства, эксплуатации и обеспечения безопасности АЭС.



Основные тематические разделы выставки

- Проектирование и строительство АЭС, монтажные и пусконаладочные работы основного оборудования
- Ядерные реакторы и оборудование
- Ядерный топливный цикл
- Атомное машиностроение
- Приборы и оборудование для сооружения АЭС
- Безопасная эксплуатация АЭС
- Ядерная и радиационная безопасность
- Охрана окружающей среды

О реализации проекта строительства АЭС в Беларуси

Важнейшими результатами работы по реализации проекта строительства АЭС на территории Республики Беларусь в 2011 году стали значительные подвижки в деле формирования договорной базы с Российской Федерацией. Так, 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 подписано контрактное соглашение о строительстве на территории Республики Беларусь АЭС между ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции» и ЗАО «Атомстройэкспорт», в котором определены сроки подписания генерального контракта на строительство АЭС, основные обязательства сторон, сроки строительства и др. 25 ноября 2011 года заключено межправительственное соглашение о предоставлении Правительству Беларуси государственного экспортного кредита для строительства атомной электростанции на территории республики в объеме до \$ 10 млрд для финансирования 90 % стоимости контракта по реализации данного проекта.

Кроме того, на протяжении года активно велись работы подготовительного периода, необходимые для начала строительства АЭС. Так, введены в эксплуатацию объединенная производственная база строительства АЭС, 56-квартирный жилой дом, магистральные и внутриквартальные инженерные сети микрорайона № 1 г.п. Островец, стартовая база механизации производственной базы, завершена подготовка территории строительства атомной станции, выполнен комплекс инженерных изысканий для реализации строительного проекта по разработке котлована энергоблока № 1 и др.

На 2012 год намечено решение других не менее напряженных задач. Так, в июне планируется подписать генеральный контракт на строительство АЭС. Но до этого Дирекция строительства атомной электростанции намерена уже в первом квартале подписать три первоочередных контракта, что позволит создать необходимую базу для предстоящих работ по котловану АЭС, начало которых запланировано на июнь 2012 года. Первый из них – контракт на разработку проектной документации и разработку первоочередной рабочей документации – подписан 31 января 2012 года.



- Изотопная продукция
- Медицинские аспекты ядерной энергии
- Подготовка кадров для атомной энергетики, правовые вопросы атомной энергетики
- Атомная энергетика и общество, системы информирования общественности

22–23 марта 2012 года в конференц-залах гостиничного комплекса «Виктория» и выставочного павильона состоится **научно-практическая конференция «Перспективы развития атомной энергетики в Республике Беларусь»**. Ее центральным событием станет пленарное заседание, на котором будут обсуждаться вопросы реализации государственной политики в области атомной энергетики и обеспечения энергетической безопасности. Здесь выступят руководители республиканских органов государственного управления и организаций, участвующих в реализации проекта строительства атомной электростанции в Беларуси, в том числе представители НАН Беларуси, ГУ «Дирекция строительства атомной электростанции», ГПО «Белэнерго», Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» и ЗАО «Атомстройэкспорт».

В рамках конференции запланировано проведение ряда других мероприятий.

В частности, предусмотрены секционные заседания по основным тематическим направлениям выставки (проектирование, строительство и безопасная эксплуатация АЭС, атомное машиностроение, приборы и оборудование для сооружения АЭС, трубопроводы и арматура, электротехническое и подъемное оборудование). В них примут участие ученые и специалисты научно-исследовательских институтов и высших учебных за-



ведений страны, компаний – поставщиков технологий и оборудования, представители республиканских органов государственного управления и иных организаций, участвующих в реализации проекта строительства АЭС в Беларуси.

Кроме того, будут организованы 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). В их работе примут участие руководители и специалисты Министерства энергетики, Департамента по ядерной энергетике Минэнерго, Министерства по чрезвычайным ситуациям, Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды, Министерства образования, Министерства информации, представители СМИ и научной общественности.

Компании – участницы выставки проведут семинары-презентации, на которых представят предлагаемые технологические решения, оборудование и услуги.

Форум призван способствовать стимулированию научно-исследовательской деятельности в области атомной энергетики, формированию общественного мнения в поддержку развития в республике ядерной энергетики, содействовать формированию системы подготовки кадров для атомной отрасли. Программа форума дает широкие возможности для детального обсуждения большого спектра вопросов, связанных с развитием ядерной энергетики и возведением атомной электростанции в Беларуси, а также налаживания и укрепления партнерских связей между компаниями-участницами.

Организаторы выставки – Министерство энергетики Республики Беларусь, Национальная академия наук Беларуси, ЗАО «Техника и коммуникации» и ООО «Центр информационной и выставочной деятельности атомной отрасли» Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом».

Генеральный информационный партнер – журнал Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия».

Более подробную информацию о выставке и конференции можно запросить по электронной почте energy@tc.by и телефону **(+375 17) 306 06 06**.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ НУЖНО РАСХОДОВАТЬ ЭКОНОМНО

Электроэнергия – универсальный энергоноситель, без использования которого невозможно представить себе ни один вид деятельности человека. Белорусская энергосистема в целом обеспечивает надежное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией. Вместе с тем современные тенденции развития электроэнергетики диктуют свои требования, важнейшими из которых является эффективное использование электроэнергии.

Мощность электростанций в Республике Беларусь составляет 8300 МВт, в том числе ГПО «Белэнерго» 7900 МВт, и порядка 400 МВт в других отраслях экономики. Указанных мощностей достаточно для обеспечения потребности страны электроэнергией, которая составляет 36–38 млрд кВт·ч в год. Часть электроэнергии импортируется из России и Украины, что позволяет обеспечивать возможность проведения ремонтов основного оборудования, способствует повышению устойчивости параллельной работы Белорусской энергосистемы с энергосистемами стран СНГ и Балтии, а также надежности энергоснабжения потребителей.

Республика Беларусь не обладает достаточными запасами собственных топливных ресурсов. В стране сохраняется преобладающая зависимость от одного поставщика энергоносителей – Российской Федерации. Наше государство оказалось одним из немногих в мире, которое, не обладая собственными месторождениями природного газа, значительно нарастило его долю в первичном энергопотреблении. В настоящее время доля газа в топливно-энергетическом балансе республики составляет более 60 %, а его удельный вес в отечественной электроэнергетической отрасли – 95–96 %, поэтому любое повышение цены на импортируемый природный газ и электроэнергию приводит к негативным экономическим последствиям, создает угрозу ее устойчивому развитию.

Вопросам энергетической безопасности в нашей стране уделяется значительное внимание. На законодательном уровне разработаны и действуют Концепция энергетической безопасности Республики Бе-

ларусь (утверждена Указом Президента 17 сентября 2007 года № 433); Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь 9 августа 2010 года № 1180); Национальная программа развития местных и возобновляемых источников на 2011–2015 годы (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь 10 мая 2011 года № 586); Республиканская программа энергосбережения на 2011–2015 годы (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь 24 декабря 2010 года № 1882). Кроме того, подписан Указ Президента Республики Беларусь от 15 сентября 2011 года № 418 «О размещении и проектировании атомной электростанции в Республике Беларусь»; разработанная Государственная программа развития белорусской энергосистемы на 2011–2015 годы, предусматривающая развитие технического потенциала Белорусской энергосистемы. Принят ряд государственных программ, в том числе по строительству гидроэлектростанций; программа «Торф» и другие нормативные правовые акты, направленные на устойчивое обеспечение электрической энергией и теплом народного хозяйства и населения республики.

Значительные материальные затраты на реализацию программ, модернизацию энергетики, рост цен на энергоносители, большая зависимость экономики от импорта энергоносителей требуют бережного и рационального использования электрической энергии. Одним из наиболее расточительных видов использования электроэнергии является нагрев.



**В.И. КЛЯВЗА, начальник
отдела охраны труда
ОАО «Центроэнергомонтаж»**

Электроэнергия в народном хозяйстве Республики Беларусь для целей нагрева применяется при обеспечении технологических процессов, производстве продукции, оказании услуг, а также для отопления и горячего водоснабжения.

Данный вид нагрева является относительно дорогим по отношению к другим видам энергоносителей, тем не менее потребители широко используют электроэнергию в этих целях. Давайте попробуем проанализировать, во что это обходится. Так, для получения 1 кВт тепловой энергии при прямом сжигании газа необходимо 0,107 м³ газа, или в денежном выражении (все расчеты выполнены в долларах США без учета НДС) 2,95 цента при тарифе для промышленных потребителей \$ 276 за 1000 м³. При применении тепловой энергии из системы централизованного теплоснабжения стоимость 1 кВт тепла составит 4,1 цента (тариф на тепловую энергию на 1 сентября 2011 года по Гродненской области установлен 245 059 бел. рублей/Гкал при курсе 5107 рублей за \$ 1).

1 сентября 2011 года стоимость 1 кВт·ч электроэнергии для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощ-

Таблица 1. Данные о стоимости тепловой энергии и расходе газа при разных видах нагрева

Вид нагрева	Стоимость 1 кВт тепловой энергии		Расход газа
	\$	по отношению к стоимости газа	
Прямое сжигание газа	0,0295	1	0,107 м ³
Теплоэнергия от тепловой сети	0,041	1,4	0,152 м ³
Электроэнергия для технологических целей	0,144	4,9	0,274 м ³ (с учетом потерь 0,301 м ³)
Электроэнергия для отопления и горячего водоснабжения	0,352	11,9	0,274 м ³ (с учетом потерь 0,301 м ³)

ностью до 750 кВА установлена на уровне 737 белорусских рублей при курсе 5107 белорусских рублей за \$ 1 и составит 14,4 цента. Стоимость электроэнергии, расходуемой на нужды отопления и горячего водоснабжения, установлена в размере:

- 468,5 белорусских рублей, то есть 9,17 цента (63,5 % тарифа промышленных предприятий) – для периода минимальных нагрузок (23⁰⁰ – 6⁰⁰);
- 2343,3 белорусских рублей, или 45,9 цента (318 % соответственно) – для остального времени суток.

Таким образом, средняя цена 1 кВт·ч при круглосуточном нагреве составит 35,2 цента, что в 2,44 раза выше, чем тариф для промышленного предприятия. Данная мера принята для стимулирования потребления электроэнергии в ночное время и его ограничения в часы максимальных нагрузок.

За десять месяцев 2011 года филиалами «Энергонадзор» РУП-облэнерго рассмотрено и выдано 5619 заключений на использование электрической энергии для целей нагрева общей мощностью 110 878 кВт (табл. 2). Для обеспече-

ния такой мощности при ее использовании в течение 4300 ч из 8760 в год потребуется:

$$110\ 878 \cdot 4300 \cdot 1,1 \cdot 314,6 \cdot 10^{-6} = 165\ 003 \text{ т у.т., или } 143\ 481 \text{ тыс. м}^3 \text{ природного газа,}$$

где 1,1 – коэффициент, учитывающий потери электроэнергии в электрических сетях (10 %), 314,6 – удельный расход топлива на выработку электроэнергии на Лукомльской ГРЭС (г/кВт·ч).

При среднегодовой цене в 2011 году на природный газ \$ 262 (без НДС) за 1000 м³ дополнительные затраты государства на его закупку составят в год: 143 481 · 262 · 1,2 = \$ 45,1 млн.

Для строительства новых мощностей с учетом инфраструктуры, инженерных коммуникаций потребуется:

$$110\ 878 \cdot 1300 \cdot 10^{-6} = \$ 144,1 \text{ млн,}$$

где 1300 – удельная стоимость строительства 1 кВт мощности электрической станции (\$/кВт).

Таким образом, только прямые затраты на закупку топлива и строительство мощностей без стоимости

выработки электроэнергии, ее транспорта, налогов составят \$ 189,2 млн.

ВЫВОДЫ

Из табл. 1 следует, что для выработки и транспорта электроэнергии требуется в три раза больше топлива на 1 кВт тепловой энергии, чем при прямом сжигании газа. При применении электроэнергии на технологические цели (это касается производств, где нельзя обеспечить температурные условия, используя другие виды энергоносителей) с учетом затрат на выработку и транспорт электроэнергии составляющая стоимость доли энергоресурсов будет в 4,9 раза выше, чем при сжигании газа. Нерациональное применение электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения увеличит разницу в 11,9 раза.

Так что субъектам хозяйствования, прежде чем обращаться за выдачей заключения на использование электроэнергии для целей нагрева, необходимо произвести простейшие расчеты экономической эффективности себестоимости продукции (услуги) и ее конкурентоспособности, используя данные табл. 1.

Таблица 2. Данные об использовании электроэнергии для целей нагрева

Филиал «Энергонадзор»	Количество выданных заключений, шт.			Суммарная мощность устройств, кВт		
	технология	ГВС	электроотопление	технология	ГВС	электроотопление
РУП «Брестэнерго»	137	409	335	7123	3283	5004
РУП «Витебскэнерго»	67	441	415	5887	2784	4415
РУП «Гомельэнерго»	158	220	282	10116	2929	9814
РУП «Гродноэнерго»	91	589	326	4513,49	3620,89	3707,9
РУП «Минскэнерго»	379	561	718	15200	7320	17177
РУП «Могилевэнерго»	81	248	162	4224,56	1705,42	2054,785
Итого	913	2468	2238	47064,05	21642,31	42172,685

ВЕТЕР НА СЛУЖБЕ У ЭНЕРГЕТИКОВ

В настоящее время ветроэнергетика является одним из наиболее быстрорастущих секторов производства электрической энергии. Согласно новому энергетическому сценарию ЕС, опубликованному высшим органом исполнительной власти Евросоюза, к 2020 году на долю ветроэнергетики в ЕС будет приходиться 136 ГВт установленной мощности, что составляет 41 % от суммарной мощности всех энергогенерирующих установок, которые планируется ввести до 2020 года.

Установленная мощность уже существующего ветропарка ЕС достигла к концу 2010 года 86,3 ГВт. Всего же в мире мощность ветроэнергетических электростанций (ВЭС) в том же году составляла 197 ГВт. Странами-лидерами по использованию энергии ветра традиционно являются Германия, Испания, США, Индия и Дания. По итогам 2010 года впервые на первом месте по суммарному количеству установленных мощностей ветряных электростанций оказался Китай (41,8 ГВт), который опередил США (40,2 ГВт), Германию (27,2 ГВт) и другие страны.

В 2010 году количество электрической энергии, произведенной всеми ветрогенераторами мира, составило 430 млн ГВт·ч (2,5 % всей произведенной электрической энергии). Одной из основных тенденций развития ветроэнергетики стало наращивание единичной мощности ветроустановок, которое происходит параллельно со строительством новых ветропарков. Это позволяет снижать удельные капитальные вложения в их строительство. Мировой опыт эксплуатации ВЭУ доказал, что для производства промышленных объемов электроэнергии целесообразно внедрять установки единичной мощностью 1 МВт и выше.

В Республике Беларусь до 2011 года уже имелся определенный опыт эксплуатации ветроэнергетического оборудования – два ветрогенератора мощностью 250 и 600 кВт, установленные на берегу озера Нарочь, – который подтверждает, что в нашей стране при условии правильного выбора площадки под размещение ВЭУ ветер может обеспечить выработку электроэнергии.

В 2006 году с появлением на рынке ВЭУ мощностью 1–1,5 МВт континентального базирования серийного производства в РУП «Гродноэнерго» начал рассматриваться вопрос возможности их внедрения на территории Гродненской области.

Анализ метеорологических и географических условий области показал, что наиболее подходящим для развития ветроэнергетики по высоте над уровнем моря, холмистости и величине фоновых значений скорости ветра является Новогрудский район. На территории района были намечены площадки для установки ВЭУ на высотах, имеющих максимальные значения среднегодовой скорости ветра. Одной из них стала площадка возле н.п. Грабники, расположенная на высоте 323 м над уровнем моря, со среднегодовой скоростью ветра 6 м/с.

В результате выполнения значительного объема работ по мониторингу данной площадки, разработке проектной документации, выбору, поставке, монтажу и наладке оборудования 29 апреля 2011 года введена в эксплуатацию первая в Республике Беларусь промышленная ветроэнергетическая установка мощностью 1,5 МВт типа HW82/1500, произведенная китайской компанией HEAG (Huayi Elec. Apparatus Group Co., Ltd.).

ВЭУ представляет собой довольно сложную конструкцию высотой 82 м, массой 208 т, установленную на фундаментную опору в виде восьмигранника диаметром 14 м. Масса фундамента составляет 1000 т. Установка имеет три лопасти длиной 42 м каждая.

Ветроэнергетическая установка оснащена асинхронным генератором с фазным ротором и системой электронного регулирования сопротивления ротора, что позволяет эф-



Ю.А. ШМАКОВ,
главный инженер
РУП «Гродноэнерго»



В.В. СОРОКО,
главный инженер филиала
«Лидские электрические сети»
РУП «Гродноэнерго»



С.К. АВДЕЕВ,
начальник отдела научно-
технического прогресса
РУП «Гродноэнерго»

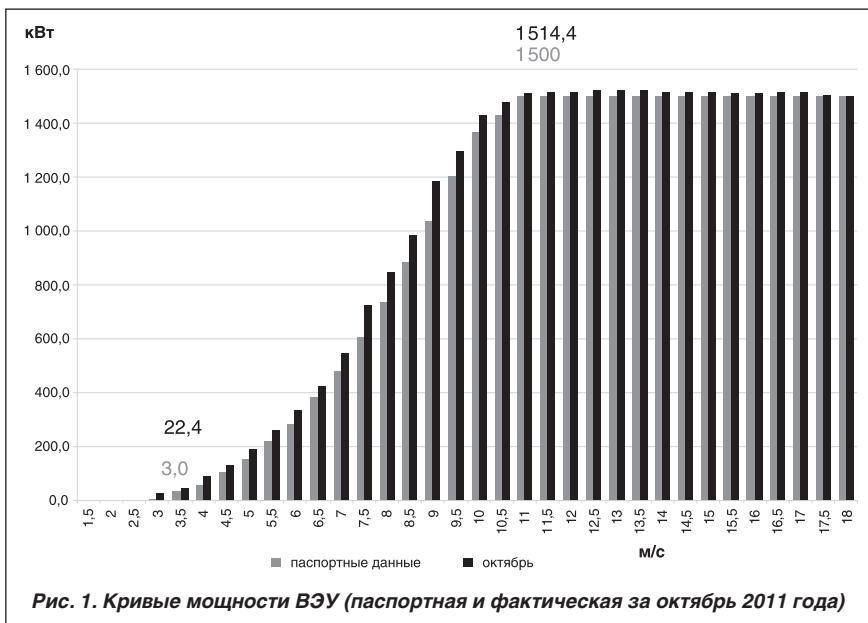


Рис. 1. Кривые мощности ВЭУ (паспортная и фактическая за октябрь 2011 года)

эффективно использовать энергию ветрового потока в широком диапазоне скоростей ветра. Для обеспечения максимальной выработки электроэнергии, а также устойчивой работы без обслуживающего персонала ВЭУ оборудована автоматической системой управления, которая позволяет определять оптимальное положение ветроколеса относительно ветра.

Начальная скорость ветра для включения ветроэнергетической установки должна достигать 3 м/с, для выхода на номинальную мощность (1,5 МВт) – 11 м/с. Когда скорость ветра достигает 25 м/с (среднее значение за 10 мин) либо 35 м/с (3 с при порывистом ветре), установка автоматически отключается. В дальнейшем при снижении скорости ветра до 22 м/с ВЭУ повторно включается в работу. Зависимость вырабатываемой мощности от скорости ветра (кривая мощности) приведена в диаграмме (рис. 1).

Согласно утвержденному архитектурному проекту расчетные технические характеристики ветроэнергетической установки следующие:

- среднегодовая расчетная скорость ветра на площадке (коммерческая) – 5,9 м/с;

- среднегодовая скорость ветра на высоте ветроколеса – 7,2 м/с;
- годовая выработка электроэнергии – 3 183 тыс. кВт·ч;
- полное время работы в течение года – 7 560 ч;
- число часов использования установленной мощности – 2 122 ч/год (коэффициент использования установленной мощности – 24,2 %).

По состоянию на 1 января 2012 года ветроэнергетическая установка выработала 2 512 тыс. кВт·ч. Отпуск электроэнергии в сеть составил 2 466 тыс. кВт·ч, расход электроэнергии на собственные нужды – 46 тыс. кВт·ч (1,83 %), коэффициент использования установленной мощности – 28,48 %, максимальная достигнутая мощность – 1 617,1 кВт, замещение импортных видов топлива – 690 т у.т., что эквивалентно 605 тыс. м³ природного газа. Себестоимость произведенной электроэнергии по итогам эксплуатации в 2011 году составила 254,2 рублей/кВт·ч.

С мая по декабрь 2011 года ветроэнергетическая установка находилась в работе

Таблица 1. Проектные и фактические показатели работы ВЭУ в н.п. Грабники

Показатель работы ВЭУ	Среднегодовая скорость ветра на высоте ветроколеса, м/с	Средне- часовая мощность, кВт	Коэффициент использования установленной мощности, %
Согласно архитектурному проекту	7,2	363,3	24,2
По результатам эксплуатации за 8 мес.	6,7	427,2	28,48

5 314 ч (при этом простой из-за отсутствия ветра составил 781 ч), в плановом ремонте (сервисное обслуживание) – 422 ч, во внеплановом ремонте – 144 ч.

Распределение времени работы ВЭУ с различной нагрузкой (кВт) за восемь прошедших со дня ввода в эксплуатацию месяцев представлено на рис. 2.

Для сопоставления проектных данных с фактическими показателями работы ВЭУ можно воспользоваться сравнением проектной среднечасовой мощности и фактически достигнутых результатов.

Расчетная проектная среднечасовая мощность:

$$3\ 183 / 8\ 760 = 363,3\ \text{кВт},$$

где 3 183 – проектная годовая выработка электроэнергии; 8 760 – количество часов в году.

Фактическая среднечасовая мощность:

$$2\ 512 / 5\ 880 = 427,2\ \text{кВт},$$

где 2 512 – фактическая выработка электроэнергии за восемь месяцев 2011 года; 5 880 – количество часов в мае–декабре.

Сравнение проектных и фактических показателей работы ветроэнергетической установки (по итогам эксплуатации за восемь месяцев) приведено в табл. 1. Результаты сравнения свидетельствуют, что показатели работы ВЭУ соответствуют проектным.

Необходимо также отметить, что средняя скорость ветра непостоянна в течение года. В летние месяцы наблюдаются минимальные скорости ветра, в зимние – макси-

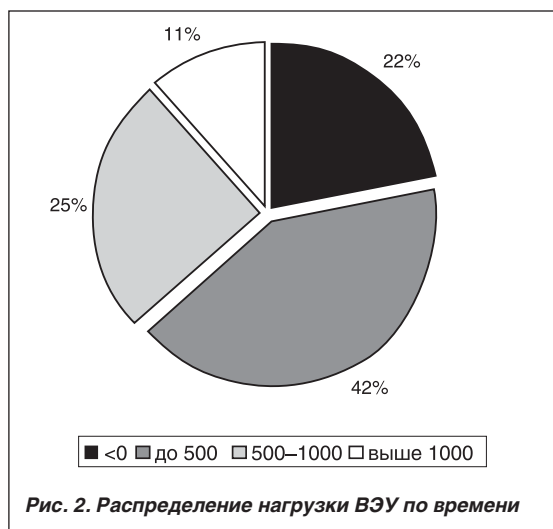
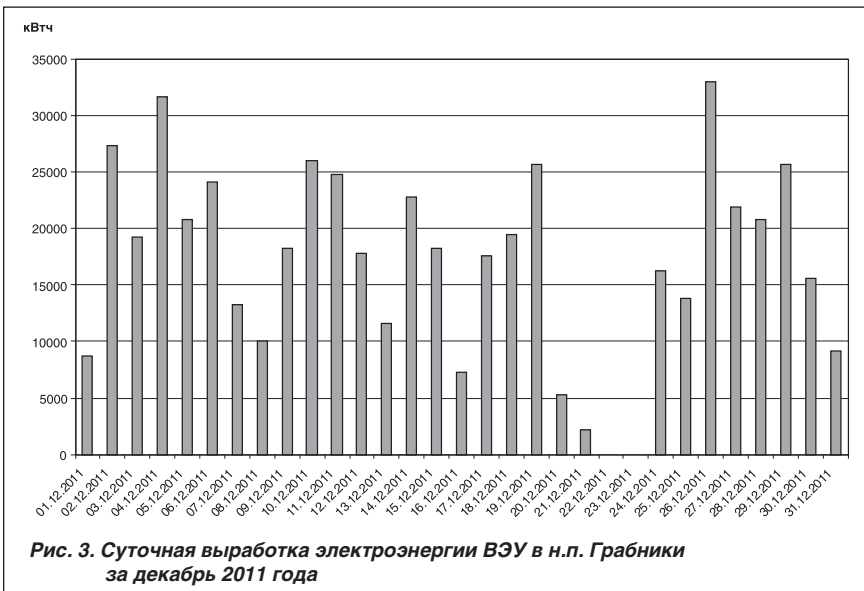


Рис. 2. Распределение нагрузки ВЭУ по времени



мальные. Сравнение проектных и фактических скоростей приведено в табл. 2.

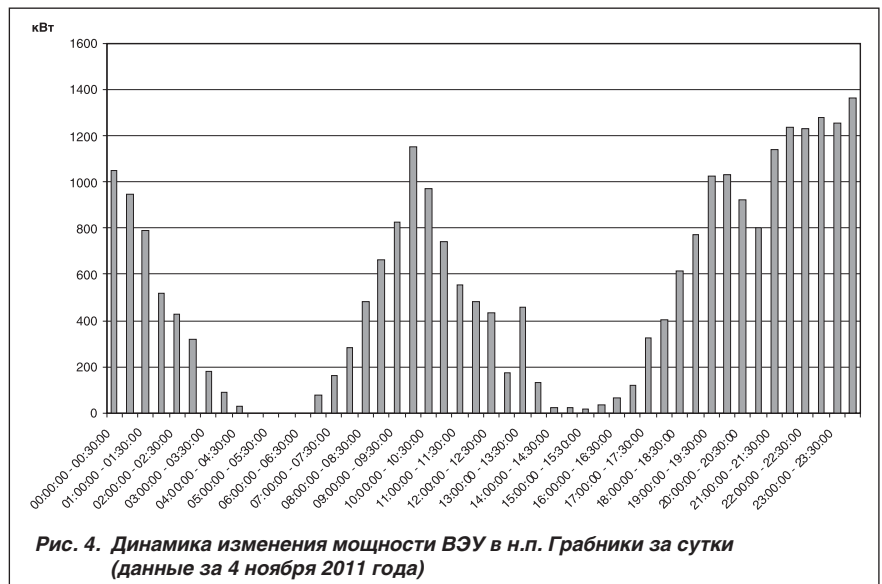
Таким образом, результаты выполненного на стадии проектирования мониторинга ветрового потенциала подтверждены фактическими данными скорости ветра по месяцам, полученными по результатам эксплуатации ветроустановки, что позволяет сделать вывод о целесообразности применения данных, полученных по результатам мониторинга, при рассмотрении возможности строительства ВЭУ на конкретной площадке.

Скорость ветра непостоянна и в течение месяца, поэтому ветроустановка может работать как на номинальной мощности, так и в режиме потребления из сети. График выработки электроэнергии за декабрь 2011 года представлен на рис. 3.

Мощность ВЭУ в течение суток также может изменяться в широком диапазоне в зависимости от скорости ветра (рис. 4).

В связи с высоким уровнем автоматизации работы ветроэнергетической установки дополнительного персонала для ее эксплуатации и обслуживания не требуется. Оперативный контроль за работой ветро-

энергетической установки ведется оперативно-диспетчерской группой Новогрудского РЭС. Техническое обслуживание осуществляется специалистами Лидского высоковольтного района электрических сетей, которые прошли обучение на фирме-производителе и в настоящее время, в период планового сервисного обслуживания ВЭУ, продолжают отрабатывать навыки в ходе совместной работы с китайскими специалистами.



За время, прошедшее с момента ввода ветроустановки в эксплуатацию, нареканий к качеству оборудования не имелось. Единственный сбой в работе оборудования, приведший к длительному простоя, произошел в июле 2011 года, когда отказала в работе система передачи данных механизма управления лопастями ВЭУ. Замечания были устранены специалистами Лидских электрических сетей без привлечения китайских партнеров в Республику Беларусь, оказавших консультативную помощь посредством современных средств связи. В дальнейшем существенных замечаний по работе оборудования не возникало.

В настоящее время РУП «Гродноэнерго» определены перспективные площадки для строительства ветропарков в Сморгонском и Новогрудском районах Гродненской области. Выполняется их ветромониторинг. По предварительным расчетам мощность ветропарков на этих площадках может достигнуть 15 и 9,5 МВт соответственно, с суммарной годовой выработкой электроэнергии порядка 52 млн кВт·ч, что соответствует 1,3 % потребления электроэнергии всей Гродненской области.

Таблица 2. Данные о проектных и фактических скоростях ветра

Скорость ветра	Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
Проектная (на высоте ветроколеса), м/с	7,2	8,6	8,3	7,9	7,1	6,6	6,3	6,3	5,8	6,6	7,2	8,3	8,6
Фактическая (на высоте ветроколеса), м/с	-	-	-	-	-	5,6	6,4	5,7	6,5	7,0	7,2	7,0	8,2

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И НАДЕЖНОЕ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ – ВАЖНЕЙШИЕ УСЛОВИЯ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ АПК

В настоящее время в сфере энергетического обеспечения агропромышленного комплекса республики складывается сложная ситуация: дефицит топливно-энергетических ресурсов и постоянный рост цен на них, большой удельный вес энергетической составляющей в стоимости сельскохозяйственной продукции, высокая энергоемкость и низкая энергоэффективность, недостаточная обеспеченность кадрами специалистов-энергетиков и низкая надежность электроснабжения потребителей. Эти и ряд других проблем обсуждались на международной научно-технической конференции «Энергосбережение – важнейшее условие инновационного развития АПК», которая состоялась в ноябре прошлого года на базе Белорусского государственного аграрного технического университета. Сегодня эти вопросы по-прежнему остаются в центре внимания специалистов.

Основные направления надежного энергообеспечения АПК

Одним из важнейших условий инновационного развития агропромышленного комплекса является обеспечение надежного и экономичного энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей, что позволит повысить эффективность производства сельхозпродукции на основе электромеханизации и автоматизации технологических процессов, а также создать комфортные условия жизни сельского населения.

Низкий уровень надежности электроснабжения потребителей наносит значительный материальный ущерб сельскохозяйственному производству и отрицательно сказывается на стоимости, качестве и конкурентоспособности продукции. К примеру, удельный ущерб от недоотпуска потребителям 1 кВт·ч электроэнергии при аварийном отключении электроснабжения составляет от 10 до 40 тыс. рублей.

В контексте реализации Государственной программы устойчивого развития села на 2011–2015 годы задача надежного энергообеспечения АПК приобретает особую значимость. Во-первых, потому что энергопотребление АПК имеет тенденцию к увеличению. Кроме того, его устойчивость напрямую влияет на повышение энергоэффективности сельскохозяйственного производства.

В настоящее время приоритетными направлениями развития электроснабжения потребителей АПК являются модернизация и совершенствование систем электроснабжения, снижение степени износа электрических сетей, переход на адаптивные системы электроснабжения, перевод распределительных электрических сетей на более высокий технический уровень с применением интеллектуальных электрических сетей, а также снижение потерь энергии и эксплуатационных затрат.

Интеллектуальные электрические сети – это сети нового поколения, которые интегрируют производителей, потребителей электроэнергии и электрические сети, образуя общее информационное и коммуникационное пространство. С технологической точки зрения они представляют собой единую автоматизированную систему, которая в режиме реального времени позволяет отслеживать и контролировать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи и потребления электроэнергии.

Интеллектуальные сети в автоматическом режиме оперативно реагируют на изменения различных параметров и позволяют обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей с максимальной экономической эффективностью при одновременном снижении влияния человеческого фактора.



**В.И. РУСАН, д.т.н.,
профессор
УО «Белорусский аграрный
технический университет»**

Проведенные расчеты показали, что децентрализованная автоматизация сельских электрических сетей с применением многофункциональных автоматических пунктов секционирования (реклоузеров) позволит достичь значительного повышения надежности электроснабжения потребителей без их глобальной реконструкции.

Энергосбережение и использование МВТ

Основными направлениями инновационного развития энергоресурсосбережения на предприятиях АПК являются следующие:

- внедрение ресурсосберегающих и энергоэффективных технологий производства конкурентоспособной на мировых рынках продукции;
- снижение единовременных и текущих затрат при производстве продукции;
- поиск резервов экономии затрат на производство продукции, снижение ее энергоемкости на основе совершенствования технологии и организации производства;
- повышение требований к руководителям, высокая профессиональная и социальная самореализация специалистов;

Задания, установленные Министерству сельского хозяйства и продовольствия Республики Беларусь согласно Республиканской программе энергосбережения на 2011–2015 годы

Показатели	Годы					За 5 лет
	2011	2012	2013	2014	2015	
Экономия ТЭР, тыс. т у.т.	140–170	110–200	100–202	100–210	100–215	550–997
Доля местных ТЭР, %	28	30	32	35	38	–

- повышение экономической эффективности предприятий за счет внедрения природоохранных мероприятий.

В соответствии с Республиканской программой энергосбережения на 2011–2015 годы для Министерства сельского хозяйства и продовольствия установлены задания по экономии ТЭР и использованию местных видов топлива (МВТ) (см. таблицу).

Достижение поставленных показателей в сельском хозяйстве предусматривается путем:

- реализации комплексного подхода к энергоснабжению агрогородков за счет внедрения в крупные сельскохозяйственные организации и перерабатывающие предприятия электрогенерирующих установок на местных видах топлива, а также строительства когенерационных установок и других энергетических комплексов на биомассе и углеводородном топливе;
- использования соломы в энергетических целях в объеме до 230 тыс. т у.т.;
- использования гелиоводонагревателей;
- модернизации зерносушилок с укомплектованием их теплогенераторами на МВТ;
- строительства локальных биогазовых комплексов в сельскохозяйственных организациях, занимающихся выращиванием крупного рогатого скота, свиней, птицы;
- модернизации животноводческих комплексов с переходом на новые энергоэффективные технологии;
- снижения потерь воды в водопроводных сетях и непроизводительных расходов электроэнергии на перекачку воды, внедрения современных пластиковых трубопроводов;
- внедрения энергоэффективного оборудования в производстве сжатого воздуха и холода;

- внедрения энергоэффективных систем освещения в сельскохозяйственном производстве и жилищно-коммунальном секторе.

Использование возобновляемых источников энергии

Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь на период до 2020 года предусматривается использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ),

причем в нарастающих масштабах. Это направление является одним из приоритетов энергетической политики республики в настоящее время.

С учетом природных, географических и метеорологических условий предпочтение отдается малым гидроэлектростанциям, ветроэнергетическим, биоэнергетическим и фотоэлектрическим установкам, установкам для сжигания отходов растениеводства и бытовых отходов, гелиоводонагревателям, тепловым насосам.

Возобновляемая энергетика может стать основой региональных и локальных систем энергоснабжения. С учетом специфики электроснабжения и условий эксплуатации электрооборудования особенно эффективно ВИЭ могут использоваться в сельском хозяйстве, например, для электро- и теплоснабжения объектов, сушки продукции, механического



ВЭУ мощностью 7,5 кВт, установленная на демонстрационной базе БГАТУ

привода технологических процессов сельскохозяйственного производства и др. При этом для устойчивого энергообеспечения потребителей целесообразно предусмотреть комбинированное использование ВИЭ, в том числе с применением энергоустановок, работающих на углеводородном топливе, а также различных типов аккумуляторов электрической и тепловой энергии.

Кадровый вопрос

Расширение масштабов использования возобновляемых источников энергии невозможно без специалистов, которые могли бы не только разрабатывать специальное оборудование и технологии, но и грамотно их эксплуатировать. Только высококвалифицированные специалисты, понимающие, что такое возобновляемая энергия, как она производится, преобразуется и используется, смогут принимать правильные решения по энергоэффективному энергообеспечению потребителей.

В связи с расширением использования ВИЭ в АПК возникла проблема подготовки кадров в области возобновляемой энергетики и энергосбережения. На первом этапе ее можно проводить в рамках повышения квалификации, на втором – путем открытия в вузе специальности по возобновляемой энергетике для получения второго высшего образования.

В настоящее время в этом направлении уже проведена определенная работа. Для подготовки научных кадров высшей квалификации в БГАТУ в 2009 году по нашему предложению открыта аспирантура по специальности 05.14.08 «Энергоустановки на основе возобновляемых источников энергии», проводится работа по открытию магистратуры по данной специальности. Решением ВАК Республики Беларусь в текущем году в новом Совете Д 05.3101 при БГАТУ открыта дополнительная научная специальность 05.14.08 «Энергоустановки на основе возобновляемых видов энергии». Создается также демонстрационная зона по возобновляемой энергетике. На базе БГАТУ в п. Боровляны установлены ВЭУ мощностью 2,5 и 7,5 кВт, фотоэлектрические установки, плоский и

вакуумный гелиоколлекторы, тепловой насос и другое оборудование.

Мировой опыт показывает, что проблемы энергообеспечения и энергосбережения в АПК необходимо решать в комплексе – на основе интеграции обучения, науки и практики. В связи с этим нами в 2007 году предложено создать в структуре БГАТУ учебно-научно-практический центр возобновляемой энергетики и энергоэффективности (в дальнейшем Центр), что позволит наиболее оперативно и эффективно решать назревшие проблемы в этой сфере.

Основной целью создания Центра являются учебно-научно-практические работы и инновационная деятельность по эффективному энергообеспечению и энергопотреблению в АПК с максимальным вовлечением местных видов топлива, возобновляемых и нетрадиционных источников энергии. Создание такого Центра отвечает основным положениям социально-экономического развития Республики Беларусь на 2011–2015 годы, где предусмотрено придать университетам функции центров научно-инновационной деятельности, создать и развить при них субъекты инновационной инфраструктуры.

Функционирование такого Центра позволит достигнуть высокого качества образования, реализовать тесное взаимодействие науки и производства, а также обеспечить формирование личности ученого и специалиста XXI века.

Реализация устойчивого энергетического обеспечения АПК невозможна без создания энергетической службы на всех уровнях с современной производственной базой и организации технического сервиса электрооборудования в соответствии с ТКП-181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и требованиями госэнергонадзора Республики Беларусь. В связи с этим необходим



Тепловой насос, установленный на демонстрационной базе БГАТУ

переход на систему технического обслуживания электрооборудования с использованием современных информационных технологий и средств диагностирования.

Заключение

Многие изложенные выше проблемы требуют решения как на государственном, так и на ведомственном уровнях. В частности, для энергообеспечения и устойчивого развития АПК необходимо:

- разработать и утвердить концепцию устойчивого энергетического обеспечения АПК на период до 2020 года;
- разработать и принять постановление Совета Министров Республики Беларусь «О дальнейшем развитии аграрной энергетики на период до 2020 года»;
- разработать и утвердить мероприятия по повышению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей;
- создать при БГАТУ учебно-научно-образовательный центр возобновляемой энергетики и энергоэффективности;
- организовать подготовку и повышение квалификации специалистов в области ВИЭ и энергоэффективности.

Неотложное решение изложенных выше проблем будет способствовать преодолению энергетического кризиса, возрождению и развитию сельских территорий, а также внесет существенный вклад в обеспечение энергетической и продовольственной безопасности Республики Беларусь.

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ПРЕДПРИЯТИЯ

В современных условиях энергетическую безопасность предприятия (ЭБ) формируют такие важнейшие направления оптимизации производства, как повышение энергетической эффективности производства, надежности работы энергооборудования и поставок энергоносителей. Обеспечение ЭБ предприятия тесно взаимосвязано с аналогичной задачей в рамках республики и должно строиться на тех же принципах, однако их прямое применение для отдельного предприятия невозможно. Авторами адаптирован подход к управлению ЭБ республики на основе индикативного анализа для целей управления ЭБ предприятия.

ЭБ всегда находится под влиянием внешних и внутренних воздействий (рис. 1). Внутренние воздействия определяются руководителем предприятия на основе имеющегося опыта, анализа текущего состояния ЭБ и прогноза внешних воздействий и направлены на повышение уровня энергетической безопасности предприятия и минимизацию внешних деструктивных воздействий. Внешние воздействия – неуправляемые. Они могут быть как деструктивными (повышение цен на энергетические ресурсы, аварии в системах транспортировки энергетических ресурсов и т.д.), так и конструктивными (снижение стоимости энергетических ресурсов, разведывание новых запасов внутренних энергетических ресурсов и т.д.). Эффективность управления ЭБ будет в значительной степени зависеть от адекватности оценки ее текущего состояния и достоверности прогноза внешних воздействий.

Оценивать уровень ЭБ отдельного предприятия необходимо по следующим направлениям: защищенность предприятия от перебоев с поставками энергетических ресурсов и колебаний цен на них; надежность работы энергетического оборудования предприятия; энергетическая эффективность потребления ТЭР.

Для каждого из этих направлений предлагается четыре параметра, характеризующих состояние ЭБ (табл. 1). Для оценки ее уровня по каждому из параметров предлагается использовать десятибалльную шкалу. Система оценок сформирована таким образом, чтобы критическое состояние показателя оценивалось на уровне от 1 до 4, предкритическое – от 5 до 8, удовлетворительное – соответствовало оценкам 9 и 10.

После проведения оценки уровня ЭБ на отдельном предприятии его менеджер может определить наиболее уязвимые параметры и составить перечень первоочередных мер по повышению энергобезопасности предприятия.

В табл. 2 представлена оценка состояния ЭБ на примере одного из коммунальных жилищных унитарных предприятий. Одним из факторов, негативно влияющих на ЭБ предприятия, является низкая доля энергетического оборудования, имеющего резервный вид топлива. Перспективным направлением перевода ситуации по этому показателю из критической области в предкритическую является установка котельных агрегатов, работающих на местных видах топлива в газовых котельных. Это позволит:

С.А. ДЕРЮЖКОВ, директор коммунального жилищного унитарного предприятия «Гомельский райжилкомхоз»,
М.Н. НОВИКОВ, к.т.н., доцент, декан энергетического факультета УО «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
Д.Р. МОРОЗ, к.т.н., зам. декана энергетического факультета УО «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
А.С. ФИКОВ, к.т.н., доцент кафедры «Электроснабжение» УО «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»,
Е.Л. ШЕНЕЦ, инженер ОАО «Белтрансгаз»

- диверсифицировать потребление ТЭР за счет замещения природного газа, доля которого в структуре потребления ТЭР предприятия составляет 60 %;
- увеличить долю МВТ, что приведет к снижению энергетической составляющей затрат предприятия;
- повысить надежность работы энергетического оборудования за счет увеличения в нем доли устройств, работающих на резервном топливе.

Снижение риска нарушения энергоснабжения предприятия (в условиях недостаточного финансирования установки резервного оборудования) может быть достигнуто путем проведения дополнительных профилактических ремонтов или ремонтов по фактическому состоянию оборудования.

Основные потери ТЭР на предприятии приходится на доставку теплоносителя от котельной к потребителю. Их высокий уровень связан со значительным износом теплоизоляционного слоя трубопроводов. Решение данной проблемы лежит в области применения современных предварительно изолированных трубопроводов при проведении реконструкции тепловых сетей. За-

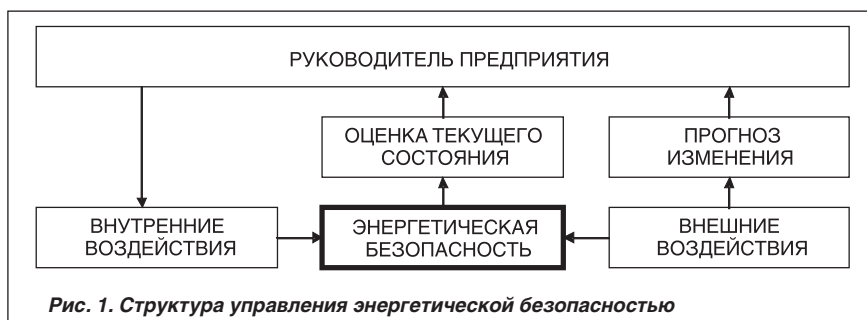


Рис. 1. Структура управления энергетической безопасностью

Таблица 1. Критерии оценки уровня энергетической безопасности отдельного предприятия

№ п/п	Направление ЭБ	Оцениваемый параметр, ед. изм.	Оценка									
			критические значения				предкритические значения				удовлетворительные значения	
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Защищенность предприятия от перебоев с поставками энергетических ресурсов и колебаний цен на них	Доля энергетического оборудования, имеющего резервный вид топлива, %	<10	<20	<30	<40	<50	<60	<70	<80	<90	≤100
2		Обеспеченность запасами котельно-печного топлива, сут.	<10	<15	<20	<30	<50	<70	<90	<110	<130	131 и более
3		Количество видов топлива, потребляемых на предприятии, шт.				1				2		3 и более
4		Доля потребляемых ТЭР, приходящихся на основной вид топлива	более 90	<90	<85	<80	<70	<60	<50	<45	<40	<30
5	Надежность работы энергетического оборудования предприятия	Доля энергетического оборудования, имеющего резерв, % (по установленной мощности)	<10	<20	<30	<40	<50	<60	<70	<80	<90	≤100
6		Степень износа энергетического оборудования	≤100	<90	<80	<70	<60	<50	<40	<30	<20	<10
7		Доля специалистов, имеющих высшее и среднее специальное образование	<20	<30	<40	<50	<61	<72	<83	<95	<98	≤100
8		Отношение инвестиций в основной капитал к стоимости основных средств, %	<1	<2	<3	<4	<5	<6	<7	<8	<9	9 и более
9	Энергетическая эффективность потребления ТЭР	Экономия энергетических ресурсов, % (по форме статистической отчетности 1 – энергосбережение)	<0,5	<1	<1,5	<2	<2,5	<3	<3,5	<4	<4,5	4,5 и более
10		Уровень потерь ТЭР в распределительных сетях предприятия, %	35 и более	<35	<30	<25	<20	<18	<15	<12	<10	<5
11		Отношение удельного расхода ТЭР по основному виду продукции к среднереспубликанскому	1,3 и более	<1,3	<1,2	<1,1	<1,05	<1,03	<1,01	<1,0	<0,98	<0,95
12		Доля затрат на энергетические ресурсы в структуре затрат всего предприятия, %	40 и более	<40	<35	<30	<26	<22	<18	<14	<10	<5

мена устаревших тепловых сетей позволит снизить потери до уровня 5–10 %, что переведет значение данного показателя в область удовлетворительных значений.

Большие потери энергии в распределительных тепловых сетях обусловили попадание в критическую область показателя «отношение удельного расхода ТЭР по основному виду продукции к среднереспубликанскому». Для анализируемого предприятия основным видом продукции является отпуск тепловой энергии населению. В качестве показателя среднереспубликанского удельного расхода ТЭР на отпуск одной Гкал принято значение 175 кг у.т./Гкал. Оно включает в себя потери тепловой энергии при доставке к потребителю и определяется на основании статистических данных Минэкономики Республики Беларусь.

Средний удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии по предприятию составляет 168,3 кг у.т./Гкал. Для обеспечения сопоставимости его значения со

среднереспубликанским необходимо учесть величину потерь тепловой энергии в распределительных тепловых сетях. Данные потери достигают 24,2 % отпущенной тепловой энергии, соответственно, удельный расход топлива на отпуск тепловой энергии населению по предприятию равен 209,02 кг у.т./Гкал. А отношение удельного расхода ТЭР по основному виду продукции к среднереспубликанскому составляет 1,19, при границе критической области этого показателя – 1,05. Улучшение данного показателя до предкритических значений возможно двумя путями: снижение уровня потерь тепловой энергии в распределительных тепловых сетях и повышение эффективности выработки тепловой энергии на котельных предприятия.

Снижение потерь тепловой энергии в распределительных тепловых сетях предприятия до уровня 5 % позволит понизить рассматриваемый показатель до значения 1,01, что близко к верхней границе предкритических значений.

На основной вид ресурсов (природный газ) приходится 69 % потребляемых предприятием ТЭР. Рассматриваемый параметр может перейти в область удовлетворительных значений, если котельное оборудование перевести на МВТ. Одновременно с этим ожидается снижение доли затрат на энергетические ресурсы с 21,2 % до уровня, близкого к удовлетворительному. Однако перевод котельных с природного газа на МВТ при существующих технологиях сжигания твердого топлива однозначно приводит к обратному эффекту – снижению оценки уровня ЭБ по данному показателю – за счет увеличения удельного расхода на выработку тепловой энергии. Это связано с тем, что даже при наличии высококачественного сухого топлива коэффициент полезного действия современных твердотопливных котлов не превышает 83 %, в то время как у газовых агрегатов он на 10–12 % выше.

Ситуация с износом основного энергетического оборудования

Таблица 2. Оценка уровня энергетической безопасности

№ п/п	Оцениваемый параметр, ед. изм.	Значение показателя на конец 2010 года	Оценка уровня показателя по табл. 1	
			численная	состояние
1	Доля энергетического оборудования, имеющего резервный вид топлива, %	27	3	критическое
2	Обеспеченность запасами котельно-печного топлива, сут.	160	10	удовлетворительное
3	Количество видов топлива, потребляемых на предприятии, шт.	3	10	удовлетворительное
4	Доля потребляемых ТЭР, приходящихся на основной вид топлива, %	55	5	предкритическое
5	Доля энергетического оборудования, имеющего резерв, % (по установленной мощности)	26	3	критическое
6	Степень износа энергетического оборудования	23	8	предкритическое
7	Доля специалистов, имеющих высшее и среднее специальное образование	55,8	5	предкритическое
8	Отношение инвестиций в основной капитал к стоимости основных средств, %	5,7	6	предкритическое
9	Экономия энергетических ресурсов, % (по форме статистической отчетности 1 – энергосбережение)	4,4	9	удовлетворительное
10	Уровень потерь ТЭР в распределительных сетях предприятия, %	23,6	4	критическое
11	Отношение удельного расхода ТЭР по основному виду продукции к среднереспубликанскому	1,19	3	критическое
12	Доля затрат на энергетические ресурсы в структуре затрат всего предприятия, %	21,2	6	предкритическое

предприятия близка к удовлетворительной, так как степень износа достигает 23 %, что приближается к удовлетворительному значению данного показателя, который составляет менее 20 %.

На анализируемом предприятии около 56 % сотрудников энергослужбы имеют высшее и среднее специальное образование. Для достижения удовлетворительного состояния ЭБ предприятия по этому показателю необходимо обеспечить его значение на уровне более 95 %.

За 2010 год в основной капитал на предприятии было инвестиро-

вано 5,7 % от стоимости основных средств. На 2011 год бизнес-планом предприятия предусмотрено увеличение привлечения инвестиций в основной капитал до 10 % от стоимости основных средств предприятия, что позволит перевести рассматриваемый показатель в область удовлетворительных значений. Основная доля инвестиционных проектов имеет отношение к реконструкции и модернизации эксплуатируемого энергетического оборудования.

Состояние ЭБ удобно анализировать в виде лучевой диаграммы (рис. 2), из которой видно, что предприятие имеет высокую степень защищенности от перебоев с поставками энергетических ресурсов. Это обусловлено тем, что на предприятии используется более трех видов энергетических ресурсов, а их складские запасы могут обеспечить работу энергооборудования в течение более 130 суток, то есть большую часть отопительного сезона. В то же время предприятие характеризуется низкой надежностью работы энергетического оборудования. Это объясняется невысоким уровнем резервирования энергооборудования и малой величиной инвестиций в основной капитал.

Наиболее слабым звеном ЭБ является низкая эффективность потребления ТЭР на предприятии. Это обусловлено в первую очередь высокими потерями ТЭР в распределительных сетях. Однако предприятие предпринимает активные шаги по исправлению этой ситуации, о чем говорит высокий уровень показателя экономии энергетических ресурсов по форме статистической отчетности 1 – энергосбережение.

Заключение

Анализ энергобезопасности предприятия с применением предложенного подхода можно использовать на любом предприятии. Изложенный метод позволяет определить слабые стороны энергетического хозяйства предприятия, ухудшающие его энергобезопасность, наметить мероприятия, реализация которых позволит снизить энергоемкость продукции, уменьшить простои оборудования, повысить надежность теплоснабжения населения и в целом энергобезопасность предприятия. Решение локальной задачи обеспечения ЭБ на уровне предприятий является базисом повышения ЭБ республики.

Список литературы

1. Энергетическая безопасность: сб. актов законодательства Респ. Беларусь / Институт экономики НАН Беларуси; сост. В.Г. Гавриленко. – Минск: Право и экономика, 2007. – 446 с.

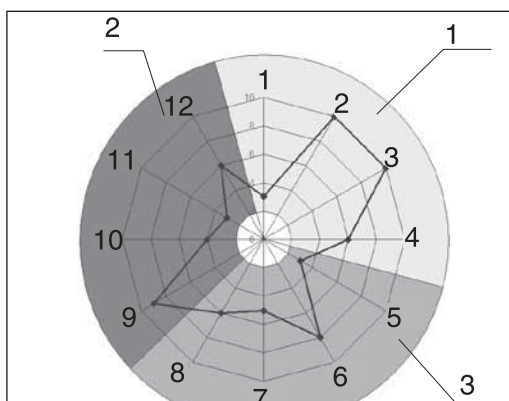


Рис. 2. Лучевая диаграмма энергетической безопасности предприятия по состоянию на 2010 год:

1 – защищенность предприятия от перебоев с поставками ТЭР; 2 – энергетическая эффективность потребления ТЭР; 3 – надежность работы энергетического оборудования

Как сэкономить 1000 кВт·ч в год?

ПРОСТЫЕ СОВЕТЫ ДЛЯ БЕРЕЖЛИВОЙ СЕМЬИ

Берегите энергию –
и сэкономьте
1000 кВт·ч в год
(250 000 рублей!)



Энерго-сберегающая лампочка служит в 10 раз дольше обычной!

СОВЕТ 1

Замените обычные лампочки на энерго-сберегающие!

Вы сэкономите около **800 кВт·ч/год** (200 000 рублей!) при замене 10 лампочек



Таблица очевидной экономии

Мощность, Вт	Потребление электроэнергии, кВт·ч/год*		Стоимость электроэнергии, кВт·ч/год**		Экономия в год при замене 1 лампочки	
	40	60	80	120	кВт·ч	рублей
40	9	18	19 080	4 293	62	14 787
60	11	22	28 620	5 247	98	23 373
100	20	40	47 700	9 540	160	38 160

*При работе лампочки 6 часов в сутки.
**При стоимости 1 кВт·ч электроэнергии 238,5 рублей.

А сколько лампочек в Вашей квартире? Посчитайте свою экономию!



СОВЕТ 2

Выключайте бытовые приборы из сети!*

Вы сэкономите около **200 кВт·ч/год** (50 000 рублей!)

Например, телевизор с пультом ДУ работает круглосуточно, ожидая сигнала на включение, а это минус 25 кВт·ч/год из Вашего бюджета, или 6 000 рублей.

Годовая экономия семейного бюджета

Устройство в режиме ожидания	кВт·ч/год*	рублей
Персональный компьютер	50	12 000
DVD-проигрыватель	40	10 000
Телевизор	25	6 000
Микроволновая печь с таймером	25	6 000
Духовой шкаф с таймером	25	6 000
Зарядное устройство	20	5 000
Колонки	15	4 000
ИТОГО	200	~ 50 000

*Усредненные данные

Теперь Вы будете выключать устройства из сети? Посчитайте свою экономию!



ХОТИТЕ ЭКОНОМИТЬ ЕЩЕ БОЛЬШЕ?

СОВЕТ 3

Покупайте технику с низким классом энергопотребления: А или В



Энергопотребление в год наиболее распространенных бытовых приборов

Устройство	Потребление электроэнергии, кВт·ч/год*
Электроплита	400
Морозильник	250
Холодильник	235
Стиральная машина	195
Телевизор	145

*Усредненные данные



*БЫТОВЫЕ ПРИБОРЫ
ПОТРЕБЛЯЮТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ
ДАЖЕ В РЕЖИМЕ ОЖИДАНИЯ!



Программа развития ООН в Беларуси



Департамент по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь



Глобальный экологический фонд

ISO 50001 – ОСНОВА ДЛЯ ИНТЕГРАЦИИ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ В ПРАКТИКУ УПРАВЛЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЕЙ

В июне 2011 года Международной организацией по стандартизации (ISO) был принят новый международный стандарт на энергоменеджмент ISO 50001, призванный помочь организациям интегрировать энергоэффективность в управленческую практику. С учетом данного нормативного документа в Беларуси будут пересматриваться действующий государственный стандарт на системы управления энергопотреблением СТБ 1777-2009. В предлагаемой вниманию читателей статье раскрывается значение ISO 50001, его структура, требования, а также преимущества применения.

ГЛОБАЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ СТАНДАРТИЗАЦИИ В СФЕРЕ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

Сбережение энергии, недостаток которой способен ощутимо повлиять на мировую экономику и жизнедеятельность общества, сегодня является одной из наиболее важных проблем международного масштаба. Правительства, бизнес, граждане большинства стран мира, в том числе и Беларуси, находятся в постоянном поиске решений, направленных на повышение энергоэффективности, экономное использование топливно-энергетических ресурсов во всех секторах экономики.

По мнению международных экспертов, в современном мире успех энергоэффективных мероприятий достигается не столько за счет внедрения новых энергосберегающих технологий, сколько путем совершенствования методов и способов управления [1].

В течение последнего десятилетия во многих странах мира были приняты и довольно успешно применялись национальные стандарты в области энергоменеджмента (например, в Дании, Ирландии, Швеции, США, Испании, Франции, Австралии, Китае, Южной Корее и др.). В Евросоюзе в 2009 году был принят стандарт EN 16001:2009 «Системы управления энергосбережением. Требования и руководство по применению» [2, 3]. В нашей стране с 1 сентября этого же года был введен в действие государственный стандарт СТБ 1777-2009 «Системы управления энергопотреблением. Требования и руководство по применению», разработанный на основе анализа мировой практики и

наиболее приближенный к европейскому стандарту EN 16001:2009. Опыт показал, что внедрение данных стандартов позволяет добиться устойчивой экономии энергоносителей.

Активное развитие национальных стандартов в области энергоменеджмента привело к необходимости обобщения накопленного опыта и гармонизации требований на международном уровне. С этой целью в рамках Международной организации по стандартизации в 2008 году был создан технический комитет ISO/TC 242 «Энергоменеджмент», который разработал и утвердил международный стандарт ISO 50001:2011 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению», который предоставляет организациям всего мира общепризнанную основу для интеграции энергоменеджмента в практику управления.

По мнению главы ISO/TC 242 Эдвина Пиньеро, новый стандарт будет иметь поистине глобальное значение, так как его влияние может затронуть до 60 % мирового потребления энергии. Кроме того, он выразил надежду, что применение стандарта ISO 50001 приведет к широкому взаимопониманию между всеми типами поставщиков и потребителей энергии [4].

В настоящее время ISO/TC 242 ведет разработку шести новых развивающихся положений ISO 50001 международных стандартов, в том числе руководства по внедрению системы энергоменеджмента.

МОДЕЛЬ ISO 50001

Стандарт ISO 50001 устанавливает требования к созданию, внедрению, поддержанию и улучшению



В.Л. ГУРЕВИЧ,
директор Белорусского государственного института стандартизации и сертификации (БелГИСС)



И.Н. ПРИМАКОВА,
начальник отдела сертификации систем менеджмента качества БелГИСС

системы энергетического менеджмента, которая позволяет организации применять системный подход к обеспечению непрерывного улучшения энергетической результативности, включающей энергетическую эффективность, использование и потребление энергии. При этом стандарт не содержит абсолютных требований к энергетической результативности, выходящих за рамки энергетической политики организации и ее обязательств по выполнению соответствующих законодательных и других требований.

ISO 50001 могут использовать абсолютно любые организации, не-



Рис. 1. Модель системы энергетического менеджмента, соответствующая требованиям ISO 50001

18001, ISO 22000 и т.д.) и широко применяется организациями по всему миру. Этот подход позволяет говорить о высокой степени совместимости ISO 50001 с данными стандартами.

Модель системы энергетического менеджмента, соответствующая требованиям ISO 50001, представлена на рис. 1.

СТРУКТУРА ТРЕБОВАНИЙ

В соответствии с ISO 50001 организация должна:

- создать, задокументировать, внедрить, поддерживать и улучшать систему энергетического менеджмента;
- установить и задокументировать область действия и границы своей системы энергетического менеджмента;
- определить, каким образом будут выполняться требования по обеспечению непрерывного улучшения системы энергетического менеджмента и повышения энергетической результативности.

В ISO 50001 установлены требования, применимые к использованию и потреблению энергии, в том числе к мониторингу и измерениям, ведению документации и отчетности, проектированию, практике приобретения оборудования, процессам, а также к персоналу, отвечающему за энергетическую результативность.

зависимо от географических, культурных или социальных условий, которые желают подтвердить выполнение своей энергетической политики и продемонстрировать это партнерам и общественности. Кроме того, применение стандарта может быть адаптировано к особенностям организации с учетом сложности систе-

мы энергоменеджмента, количества документов, ресурсов и т.д.

При описании требований стандарта ISO 50001 использована известная концепция постоянного улучшения PDCA («планируй – делай – проверяй – улучшай»), которая лежит в основе других стандартов на системы менеджмента (ISO 9001, ISO 14001, OHSAS



Рис. 2. Структура требований ISO 50001



Структура требований ISO 50001 приведена на рис. 2.

Большинство требований ISO 50001 относится к энергетической результативности. При этом она может измеряться относительно энергетической политики, целей, задач и других требований.

Концепция энергетической результативности приведена на рис. 3. В соответствии с требованиями ISO 50001 организации необходимо осуществить и документально оформить процесс энергетического планирования. При этом оно должно согласовываться с энергетической политикой и включать виды деятельности, которые постоянно улучшают энергетическую результативность.

Несмотря на то что применение организацией такого метода, как бенчмаркинг, не рассматривается как требование, в приложении А ISO 50001 установлено, что при условии наличия достоверных и точных данных указанный метод вносит значительный вклад в объективный энергетический анализ и последовательную постановку целей и задач в области энергосбережения. Организации, внедряющие системы энергоменеджмента, могут применять бенчмаркинг как один из инструментов улучшения энергетической результативности в рамках процесса энергетического планирования.

Следует отметить, что в отличие от других стандартов по энергоменеджменту требования к энергосбережению на этапах проектирования и закупок включены в стандарт ISO 50001 отдельными пунктами. В соответствии с ними организация должна:

- рассматривать возможности улучшения энергетической результативности и управления операциями при проектировании новых, модернизированных устройств, оборудования, систем и процессов, которые могут оказывать на энергетическую результативность организации значительное влияние;
- проинформировать поставщиков о том, что закупки частично оцениваются с точки зрения энергетической результативности;

- утвердить и внедрить критерии оценки использования и потребления энергии, а также энергетической эффективности на планируемый или ожидаемый эксплуатационный срок службы при приобретении продукции, оборудования и услуг, использующих энергию.

Большое значение для успешного внедрения систем энергоменеджмента, как и для внедрения любой системы управления, имеет заинтересованность высшего руководства организации и вовлеченность в данный процесс персонала всех уровней и функций.

НОВЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА

Темпы внедрения ISO 50001 во всем мире становятся все более динамичными. Компании стремятся как можно быстрее заявить о том, что они первыми в стране или отрасли начали использовать требования нового международного стандарта [5, 6].

Нацеленный на широкое применение, ISO 50001 призван стать важным этапом в деле эффективно-го управления энергопотреблением, получения новых преимуществ на современном рынке для промышленных предприятий, коммерческих структур и других организаций.

Стандарт поможет организациям:

- более эффективно использовать энергоемкие активы;
- определять объекты и расставлять приоритеты для внедрения новых энергосберегающих технологий;
- обеспечивать непрерывное улучшение энергетической результативности организаций;

- достигать максимальной эффективности использования ресурсов при существующем техническом уровне организации;
- снижать затраты на энергоресурсы;
- сокращать выбросы парниковых газов и другие вредные воздействия на окружающую среду;
- демонстрировать социальную ответственность;
- повышать конкурентоспособность и обеспечивать непрерывность и устойчивость своего бизнеса.

ISO 50001 В БЕЛАРУСИ

В нашей республике действующий СТБ 1777-2009 будет переосматриваться с учетом стандарта ISO 50001. Это предусмотрено программой развития системы технического нормирования, стандартизации и подтверждения соответствия в области энергосбережения на 2011–2015 годы.

БелГИСС как орган по сертификации систем управления энергопотреблением готовится к расширению области своей аккредитации на новый стандарт. Специалисты института отслеживают международные и европейские тенденции развития энергоменеджмента, изучают новые требования с целью содействия организациям республики в создании систем энергетического менеджмента в соответствии с ISO 50001.

Список литературы

1. Хохлявин, С.А. Особенности стандарта ISO 50001 на энергоменеджмент / С.А. Хохлявин // Мир стандартов. – 2011. – № 6. – С. 28–35.
2. Хохлявин, С.А. Система энергоменеджмента: от стандартов национальных к стандартам ISO / С.А. Хохлявин // Мир стандартов. – 2007. – № 10. – С. 59–64.
3. Хохлявин, С.А. Стандарты в области энергоменеджмента: США, Европа, Корея и другие страны / С.А. Хохлявин // Энергоаудит. – 2009. – № 2. – С. 34–39.
4. Хохлявин, С.А. Бенчмаркинг энергоэффективности как инструмент энергоменеджмента / С.А. Хохлявин // Энергоаудит. – 2011. – № 3. – С. 30–32.
5. Хохлявин, С.А. Стандарт системы энергоменеджмента: ИСО 50001 / С.А. Хохлявин // Менеджмент: горизонты ИСО. – № 3. – 2011. – С. 23–28.
6. International Organization for Standardization [Electronic resource] / International Standards for Business, Government and Society. – Mode of access: <http://www.iso.org/iso/home.html>. – Date of access: 01.01.2012.

НОВЫЕ ТНПА, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К КВАЛИФИКАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ СВАРКИ, КАК ЧАСТЬ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ СВАРОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ

Системы менеджмента качества на предприятиях определяют необходимость применения квалифицированных технологических процессов сварки, которые позволяют производить качественные сварные конструкции и получать значительный экономический эффект. В № 6 (2011 год) опубликована первая часть статьи о новых международных и отечественных ТНПА, регламентирующих требования к квалификации технологических процессов сварки. В этом номере мы предлагаем вашему вниманию вторую часть этого материала.

В европейских и международных нормах, устанавливающих требования к квалификации технологических процессов сварки, не указано, какие конкретно уполномоченные органы должны проводить этот процесс. Это является не упущением, а следствием принятого подхода, согласно которому выбор уполномоченного органа осуществляется по согласованию между изготовителем и потребителем сварных конструкций, а также надзорными органами (при необходимости). На практике возможны различные решения:

- изготовитель представляет квалифицированные технологии сварки потребителю, который доверяет полученным результатам; при этом изготовитель выступает в роли экзаменующего (уполномоченного) органа;
- изготовитель не располагает квалифицированными технологиями сварки и выполняет требования к проведению квалификации, установленные в стандарте, технических условиях на продукцию или в контракте; при этом потребитель указывает уполномоченные органы;
- выбор уполномоченного органа осуществляет изготовитель в зависимости от установленных требований к продукции и ситуации на рынке.

В интересах изготовителя проводить квалификацию технологических процессов сварки в организации, имеющей непрерываемый авторитет.

Общие правила для разработки технологических инструкций и квалификации технологических процессов сварки металлических материалов, а также способы их квалификации устанавливает **СТБ ISO 15607-2009 «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Общие правила»**. Стандарт разрабатывался взамен СТБ EN 288-1-2001 и распространяется на ручную, механизированную и автоматическую сварку.

Документ определяет, что технологические процессы сварки квалифицируются на основании одного или более отчетов о квалификации технологического процесса сварки (WPQR). Стандарт на продукцию часто устанавливает требования к определенному способу квалификации.

Не рекомендуется проводить квалификацию технологического процесса сварки, представленного рWPS, с помощью более чем одного способа. Стандарт предусматривает, что инструкции на квалифицированный технологический процесс сварки используются на производстве сварщиками или сварщицами-операторами, прошедшими квалификацию согласно соответствующей части СТБ EN 287, или СТБ ISO 9606, или СТБ EN 1418.

Документ является одним из стандартов по обеспечению качества в области сварочного производства, содержащих требования к квалификации технологических процессов сварки.



А.А. РАДЧЕНКО,
зам. директора Института сварки и защитных покрытий, зам. председателя национального технического комитета по стандартизации ТК ВУ 5 «Сварка и родственные процессы»



В.П. КУДИНОВА,
зав. сектором стандартизации отдела компьютерных технологий Института сварки и защитных покрытий

Сварка относится к специальным процессам, которые необходимо выполнять в соответствии с утвержденными технологическими инструкциями, что позволяет обеспечить надлежащее выполнение процесса и контроль его качества.

Технологическая инструкция предусматривает получение соединений определенного качества, но

сама по себе это качество не обеспечивает. Некоторые дефекты сварного соединения могут быть обнаружены методами неразрушающего контроля на готовом сварном соединении. В то же время металлургические дефекты в настоящее время невозможно обнаружить с помощью таких методов. В связи с этим возникает необходимость установления общих правил для проведения квалификации технологического процесса сварки до внедрения технологической инструкции в действующее производство. Настоящий стандарт устанавливает эти общие правила.

Ряд стандартов, в частности **СТБ ISO 15609-1-2009, СТБ ISO 15609-2-2009, СТБ ISO 15609-3-2009, СТБ ISO 15609-4-2009, СТБ ISO 15609-5-2009 «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Инструкции на технологические процессы для дуговой, газовой, электронно-лучевой, лазерной и контактной сварки»**, содержат основные параметры и дополнительные данные технологических процессов сварки, которые оказывают существенное влияние на качество сварного соединения.

Основные параметры и дополнительные данные технологических процессов включают сведения об изготовителе, основном материале, процессе сварки, типе сварного соединения, положении при сварке, подготовке свариваемых кромок, технике сварки, расчистке корня шва, подкладке, сварочных материалах, электрических параметрах, температуре предварительного подогрева, температуре между проходами, поддерживаемой температуре предварительного подогрева, термической обработке после сварки, защитном газе, подводе теплоты.

СТБ ISO 15609-1, который разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-2-2001, устанавливает требования к содержанию инструкции на технологический процесс дуговой сварки и содержит специальные данные и параметры для следующих групп процессов сварки:

- 111 – ручная дуговая сварка плавящимся электродом;
- 12 – дуговая сварка под флюсом;
- 13 – дуговая сварка в защитном газе плавящимся электродом;

- 14 – дуговая сварка в защитном газе неплавящимся электродом;
- 15 – плазменная сварка.

СТБ ISO 15609-2 разрабатывался впервые. Документ устанавливает требования к содержанию инструкции на технологический процесс газовой сварки. Согласно стандарту инструкция на квалифицированный технологический процесс сварки (WPS) должна содержать сведения об изготовителе, основном материале и общие сведения для всех технологических процессов сварки.

В стандарте также приводится форма инструкции на квалифицированный технологический процесс газовой сварки.

СТБ ISO 15609-3 также разрабатывался впервые. Документ устанавливает требования к содержанию инструкции на технологический процесс электронно-лучевой сварки.

В стандарте приводится рекомендуемая форма инструкции на квалифицированный технологический процесс электронно-лучевой сварки.

СТБ ISO 15609-4 разрабатывался впервые. Стандарт устанавливает требования к содержанию инструкций на квалифицированный технологический процесс лазерной сварки. Документ предусматривает, что инструкция на квалифицированный технологический процесс лазерной сварки (WPS) должна содержать сведения о процессе сварки, изготовителе, применяемом оборудовании, основном материале, присадочных или других вспомогательных материалах, конструкции сварного соединения, подготовке свариваемых кромок, зажимных, фиксирующих приспособлениях и технологической оснастке, положении при сварке, подкладке, технике сварки, параметрах процесса сварки, предварительном подогреве и нагреве после сварки и операциях, выполняемых после нее.

В стандарте также приводится рекомендуемая форма инструкции на квалифицированный технологический процесс лазерной сварки.

СТБ ISO 15609-5 разрабатывался впервые. Он устанавливает требования к содержанию инструкции на квалифицированный технологический процесс контактной точечной, шовной, стыковой и рельефной сварки. Допустимость применения требований данного стандарта к квалификации других процессов

контактной сварки и родственных процессов должна быть установлена до проведения квалификации.

Стандарт содержит данные и параметры технологического процесса сварки, которые влияют на размеры сварного шва (качество) и сварной точки, ориентацию сварного шва, механические свойства или геометрию сварного соединения.

Инструкция на квалифицированный технологический процесс контактной сварки (WPS) содержит сведения об изготовителе, основном материале и общие сведения для всех технологических процессов сварки.

В стандарте также приводятся рекомендуемые формы инструкций на квалифицированный технологический процесс контактной сварки.

СТБ ISO 15610-2009 «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Квалификация на основе испытанных сварочных присадочных материалов» устанавливает требования к квалификации технологического процесса сварки на основе применения испытанного (прошедшего подтверждение ответственности) присадочного материала. Стандарт распространяется на следующие процессы дуговой и газовой сварки металлов:

- 111 – ручная дуговая сварка стальных плавящимся электродом (дуговая сварка плавящимся покрытым электродом);
- 114 – дуговая сварка сталей порошковой проволокой без газовой защиты;
- 131 – дуговая сварка сталей и алюминия и алюминиевых сплавов в инертном газе плавящимся электродом (MIG-сварка);
- 135 – дуговая сварка сталей в активном газе плавящимся электродом (MAG-сварка);
- 136 – дуговая сварка сталей в активном газе порошковой проволокой;
- 137 – дуговая сварка сталей в инертном газе порошковой проволокой;
- 141 – дуговая сварка сталей и алюминия и алюминиевых сплавов в инертном газе вольфрамовым электродом (TIG-сварка);
- 15 – плазменная сварка сталей и алюминия и алюминиевых сплавов;
- 3 – газовая сварка сталей.

Стандарт распространяется на основные металлы, при сварке которых получают удовлетворительные микроструктура и характеристики в зоне термического влияния, которые в процессе эксплуатации существенно не ухудшаются.

СТБ ISO 15610-2009 разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-5-2001. Документ распространяется на сварные соединения, для которых не регламентируются требования к твердости или ударной вязкости, предварительному подогреву, контролируемому подводу теплоты, температуре между проходами и термообработке после сварки.

СТБ ISO 15611-2009 «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Квалификация на основе предыдущего опыта сварки» разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-6-2001.

Стандарт устанавливает требования к квалификации технологического процесса сварки металлических материалов на основе предыдущего опыта сварки, содержит разъяснение по применению и

определяет область распространения квалификации и пригодность для применения.

Требования стандарта служат основанием для проведения работ по квалификации технологических процессов и обоюдного признания их результатов уполномоченным органом и изготовителем.

Применение данного способа квалификации может быть ограничено контрактом, стандартом или техническими условиями на продукцию.

СТБ ISO 15612-2009 «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Квалификация на основе стандартного технологического процесса сварки» разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-7-2001. Стандарт устанавливает требования к квалификации технологического процесса сварки металлических материалов на основе стандартного технологического процесса сварки и его применению.

Документ содержит разъяснение требований к квалификации на основе стандартного технологического процесса сварки и определяет

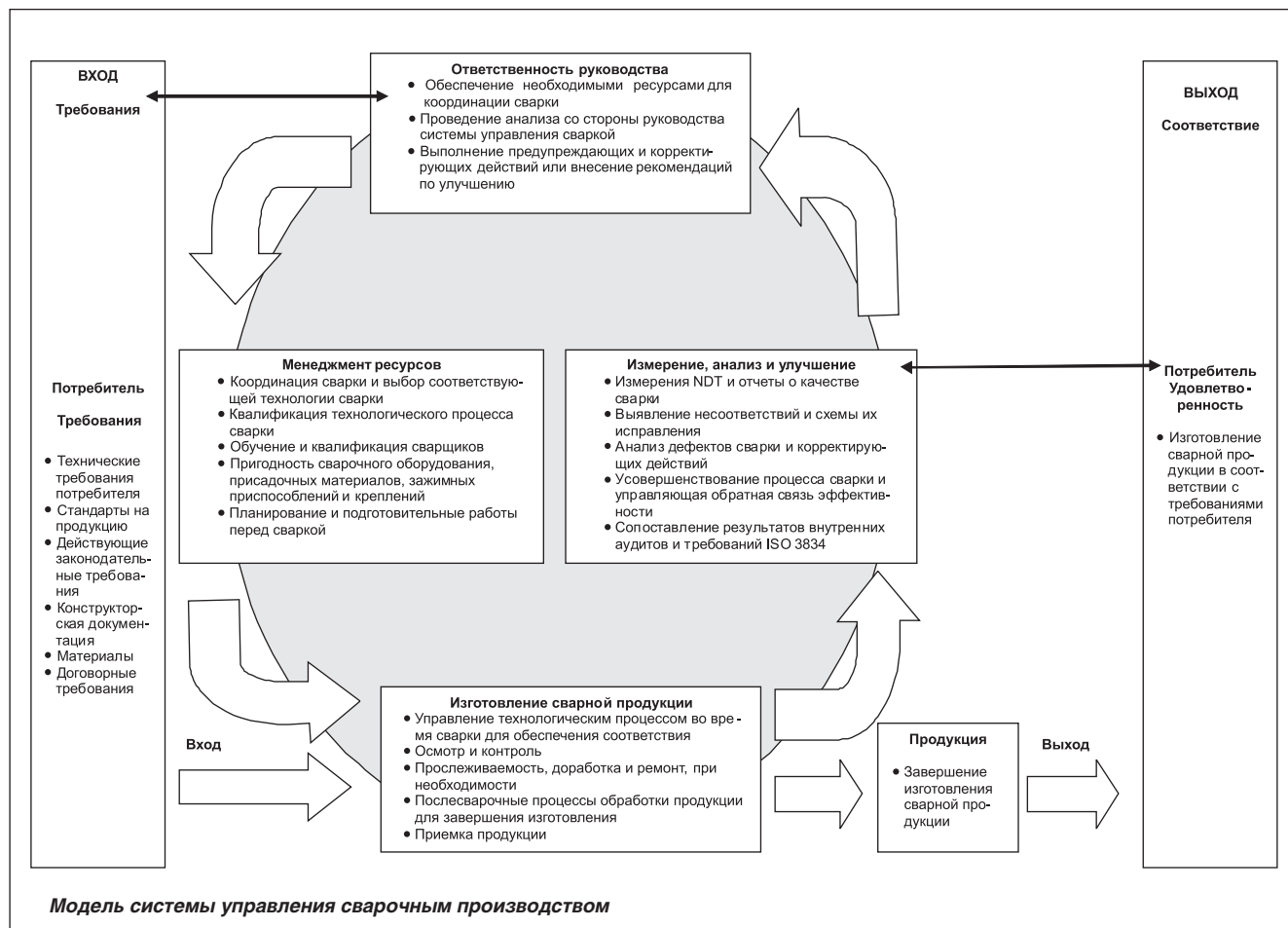
условия, параметры и область распространения квалификации, необходимые для применения этого процесса.

Стандарт предоставляет изготовителю возможность использования процессов сварки на основе испытаний, выполненных другими организациями.

СТБ ISO 15613-2009 «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Квалификация на основе испытаний перед началом производства» разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-8-2001. Стандарт устанавливает требования к квалификации технологического процесса сварки металлических материалов на основе испытаний перед началом производства.

Документ распространяется на дуговую, газовую, электронно-лучевую, контактную сварку, приварку шпилек и сварку трением. Принципы настоящего стандарта могут применяться к другим процессам сварки.

Также его применяют, когда стандартное контрольное сварное сое-



динение не в полной мере отражает производственное сварное соединение (например, сварные соединения, описанные в СТБ ISO 15614). При этом способе квалификации изготавливают одно или несколько нестандартных контрольных сварных соединений, полностью соответствующих производственному сварному соединению с учетом всех факторов производственной сварки (размеров, условий корабления, охлаждения, ограниченно-го доступа).

При контактной сварке для изготовления нестандартных контрольных сварных соединений приспособления и зажимные устройства должны соответствовать тем, которые используются при изготовлении производственных сварных соединений.

Стандарты **СТБ ISO 15614-1-2009, СТБ ISO 15614-2-2009, СТБ ISO 15614-3-2010, СТБ ISO 15614-4-2010, СТБ ISO 15614-5-2010, СТБ ISO 15614-6-2011 и СТБ ISO 15614-7-2011** «Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Квалификация на основе испытаний технологических процессов дуговой и газовой сварки сталей и дуговой сварки никеля и никелевых сплавов, дуговой сварки алюминия и алюминиевых сплавов, сварки плавлением нелегированных и низколегированных чугунов, финишной сварки алюминиевых отливок, дуговой сварки титана, циркония и их сплавов, дуговой и газовой сварки меди и медных сплавов и наплавки» устанавливают квалификацию на основе испытания предварительного технологического процесса сварки, описанного в инструкции (pWPS).

Стандарты определяют условия проведения квалификационных испытаний технологических процессов сварки и область распространения квалификации этих процессов для всех практических сварочных операций в диапазоне установленных параметров.

Требования данных стандартов распространяются на все вновь квалифицируемые на основе испытаний технологические процессы сварки. При этом они не отменяют результаты предыдущих испытаний, выполненных в соответствии

с национальными стандартами или техническими условиями. Для доказательства технической эквивалентности квалификации технологических процессов сварки необходимо провести дополнительные испытания контрольных сварных соединений, изготовленных в соответствии с требованиями данных стандартов.

Стандарты на продукцию могут устанавливать требования к дополнительным испытаниям.

СТБ ISO 15614-1-2009 разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-3-2001. Он распространяется на сварные соединения дуговой и газовой сварки сталей и дуговой сварки никеля и никелевых сплавов в любых сварных конструкциях.

СТБ ISO 15614-2-2009 разрабатывался взамен СТБ ЕН 288-4-2001. Стандарт распространяется на дуговую сварку деформируемого и литого алюминия и алюминиевых сплавов.

СТБ ISO 15614-3-2010 устанавливает требования к квалификационным испытаниям технологического процесса сварки плавлением для производства и ремонта. Стандарт распространяется на сварку отливок из нелегированного и низколегированного серого чугуна. Принципы настоящего стандарта также применимы к сварке чугуна со сталью или с различными нелегированными и низколегированными чугунами.

СТБ ISO 15614-4-2010 устанавливает требования к квалификационным испытаниям технологического процесса финишной сварки алюминиевых отливок.

СТБ ISO 15614-5-2010 устанавливает требования к квалификационным испытаниям технологического процесса дуговой сварки титана и титановых сплавов, циркония и циркониевых сплавов.

СТБ ISO 15614-6-2011 устанавливает требования к квалификационным испытаниям технологического процесса дуговой и газовой сварки меди и медных сплавов в любых сварных конструкциях. Правила, установленные в настоящих стандартах, могут применяться и для других процессов сварки плавлением.

СТБ ISO 15614-7-2011 устанавливает требования к квалификационным испытаниям технологического процесса сварки наплавкой. Насто-

ящий стандарт распространяется на все технологические процессы сварки, применяемые при наплавке, кроме ситуации, когда трещины производятся преднамеренно (например, при специальном применении наплавки твердым сплавом).

СТБ ISO/TR 15608-2010 «Руководство по системе группирования металлических материалов для сварки» устанавливает единую систему группирования металлических материалов применительно к сварке. Данная система может использоваться также для других целей, таких как термическая обработка, формовка, неразрушающие испытания.

Стандарт распространяется на системы группирования следующих стандартизованных материалов:

- сталь;
- алюминий и алюминиевые сплавы;
- никель и никелевые сплавы;
- медь и медные сплавы;
- титан и титановые сплавы;
- цирконий и циркониевые сплавы;
- чугун.

Требования **СТБ ISO 3834** (6 частей) «Требования к качеству сварки плавлением» и **СТБ ISO 14554** (две части) «Требования к качеству контактной сварки металлических материалов» диктуют обязательное применение при сертификации предприятий по СТБ ISO 9001 стандартов, регламентирующих квалификацию персонала сварки и квалификацию технологических процессов сварки.

Применение разработанных Обособленным хозяйственным структурным подразделением «Институт сварки и защитных покрытий» стандартов СТБ ISO 15607 – СТБ ISO 15614, регламентирующих качество, стабильность и безопасность сварной продукции посредством квалификации технологических процессов, представляет значительный интерес и первостепенную важность для всех промышленных предприятий республики, имеющих сварочное производство. Внедрение этих стандартов способствует наведению порядка на производстве независимо от масштаба, степени его автоматизации и количества работающих, нормализует условия производства и тем самым рекламирует его продукцию без использования дополнительных финансовых затрат.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 февраля 2012 года в республике вводится в действие государственный стандарт на **верховой фрезерный торф**, предназначенный для производства питательных грунтов, хранения фруктов и овощей, подстилки домашним животным и птицам, улучшения структуры почвы (**СТБ 2229-2011**). Документ содержит технические требования; требования к сырью, безопасности, охране окружающей среды; правила приемки; методы контроля; условия транспортирования и хранения; гарантии изготовителя.

С 1 июня 2012 года будет введен в действие **ГОСТ EN 613-2010 «Нагреватели газовые автономные конвективные»**. Стандарт устанавливает требования к конструкции, безопасности, маркировке; содержит методы испытания и рационального использования энергии данных аппаратов. Он распространяется на автономные газовые аппараты конвективного нагрева типов V_{11AS} , V_{11BS} , V_{11CS} и типа C_{11} , которые включают горелку с естественным потоком воздуха; напрямую подсоединены к открытому дымоходу или к устройству для отвода продуктов сгорания; смонтированы на стене, свободно стоят или встроены; имеют номинальную тепловую мощность, не превышающую 20 кВт. Стандарт также распространяется на аппараты с непрерывно подаваемым топливом.

СТБ EN 298-2011 «Системы автоматического управления газовыми горелками и газовыми приборами с вентиляторами или без вентиляторов», вводимый в действие с 1 июля 2012 года, устанавливает требова-

ния к конструкции и функционированию данных систем, их маркировке, содержит методы их испытаний, а также требования к программным блокам и взаимодействующим с ними устройствам контроля пламени. Стандарт не распространяется на системы автоматического управления горелками, в которых применяются термоэлектрические устройства контроля пламени.

С 1 июля 2012 года также вводится в действие **СТБ 2234-2011 «Биогаз топливный для использования в промышленных, энергетических установках и двигателях внутреннего сгорания. Технические условия»**. Документ распространяется на топливный биогаз, полученный в результате метанового брожения активного ила и осадка сточных вод, стоков свиноводческих комплексов, ферм крупнорогатого скота, птицефабрик, отходов боен и сельскохозяйственного производства, промышленных и бытовых стоков. Область применения данного стандарта не включает биогаз, полученный в результате твердофазного сбраживания биомассы и на объектах захоронения отходов.

С этой же даты вводятся в действие два государственных стандарта на методы испытаний твердого биотоплива. **СТБ EN 15103-2011** устанавливает метод определения насыпной плотности твердого биотоплива с применением стандартного измерительного контейнера, а **СТБ EN 15210-1-2011** – метод определения механической прочности гранул.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 61821:2011 «Установки электрические для освещения и сигнальных маяков аэродромов. Техническое обслуживание последовательных цепей постоянного тока наземных аэронавигационных огней» (принят 29 сентября 2011 года);

IEC 62442-1:2011 «Энергоэффективность пускорегулирующих аппаратов для ламп. Часть 1. Пускорегулирующие аппараты для люминесцентных ламп. Метод измерения для определения полной входной мощности цепей пускорегулирующих аппаратов и эффективности пускорегулирующего аппарата» (принят 12 октября 2011 года);

IEC 60598-2-2:2011 «Светильники. Часть 2-2. Дополнительные требования. Светильники встраиваемые» (принят 8 ноября 2011 года);

IEC 60598-2-3:2011 «Светильники. Часть 2-3. Дополнительные требования. Светильники для освещения улиц и дорог» (принят 17 ноября 2011 года);

IEC 61347-2-2:2011 «Аппараты пускорегулирующие для ламп. Часть 2-2. Дополнительные требования к электронным понижающим преобразователям, работающим от источников постоянного или переменного тока, для ламп накаливания» (принят 7 декабря 2011 года);

IEC 61347-2-7:2011 «Аппараты пускорегулирующие для ламп. Часть 2-7. Дополнительные требования к электронным пускорегулирующим аппаратам, работающим от батарей, применяемым для аварийного освещения (автономного)» (принят 7 декабря 2011 года).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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

НАМ ЕСТЬ ЧЕМ ГОРДИТЬСЯ!

ОАО «Белэнергоремналадка» – 55 лет

На улице небывалый мороз. Холодно. Мы спешим домой, чтобы согреться, включить свет, заняться любимыми делами. Наряду со многими службами этот комфорт создает нам ОАО «Белэнергоремналадка» (БЭРН). В феврале этому уникальному предприятию исполнилось 55 лет. Поздравляем весь коллектив ОАО «Белэнергоремналадка» с этой знаменательной датой, ведь в успешном развитии предприятия есть крупница труда каждого из его сотрудников.

Василий Никитович Хоменко родился в 1953 году. В 1973-м окончил индустриально-педагогический техникум, в 1980-м – Ленинградский инженерно-экономический институт. По образованию – инженер-экономист.

В «Белэнергоремналадку» пришел в 1980 году. Работал инженером-технологом, инженером по подготовке производства. Затем шесть лет отдал работе в «Белглавэнерго», ездил на Кубу для оказания помощи в организации труда на электрических станциях, трудился на инженерных должностях в ТЭО «Белорусэнерго». Спустя десять лет возвратился в «Белэнергоремналадку», где возглавил отдел по организации труда и заработной плате, затем работал в должности заместителя директора и директора предприятия. С 2003 года – генеральный директор ОАО «Белэнергоремналадка». Награжден Почетной грамотой Совета Министров Республики Беларусь, медалью «За трудовые заслуги».

Для нас репутация не пустое понятие

Василий Никитович Хоменко, генеральный директор ОАО «Белэнергоремналадка»: – БЭРН считаю моим родным предприятием. Пришел сюда молодым специалистом, здесь делал первые шаги в профессии, здесь трудятся близкие мне по мировоззрению люди. Высококласные профессионалы, бережливые, рачительные хозяева, они многие годы терпеливо и настойчиво, буквально по крупницам собирали и наращивали технический и интеллекту-

альный потенциал нашего акционерного общества.

Тот экономический базис, благодаря которому мы теперь успешно решаем задачи все возрастающей сложности отечественного энергостроительства, выдерживаем конкуренцию на рынке работ и услуг, создан моими предшественниками – командирами производства и сотнями преданных предприятию специалистов и рабочих. Мы с благодарностью вспоминаем имена ремонтников-первопроходцев – Героев Социалистического Труда токаря



**Генеральный директор
ОАО «Белэнергоремналадка»
В.Н. ХОМЕНКО**

Э.А. Карповича, слесаря А.А. Подобеда; кавалера ордена Трудовой Славы III степени фрезеровщика С.М. Селицкого, начальника турбинного производства И.И. Олейника, руководителей работ Б.М. Школьника, И.М. Смирнова, инженеров А.А. Апановича, Э.И. Кулькова, М.Г. Тарашчука, В.Г. Пекелиса, Э.К. Вардомского, П.Д. Короткина, С.И. Мокобоцкого, О.В. Асаенка, И.П. Бутенко, Я.Б. Бакиновскую и многих-многих других. О них рассказывают экспонаты нашего музея, их имена занесены в Книгу трудовой славы. А наши работающие ветераны, такие как Г.А. Рукавичников, Л.И. Орленок, – их опыт, знания бесценны! Я преклоняюсь перед ними. Эти люди заложили многие добрые традиции, завоевали авторитет нашему предприятию.

Высочайшее мастерство ремонтного персонала, уникальный опыт специалистов-наладчиков позволяют выполнять работы по ремонту, реконструкции любого сложного энергетического оборудования. Мы можем оказывать клиентам весь комплекс услуг, выполнять монтажные и строительные работы под ключ. Кроме того, «Белэнергоремналадка» производит собствен-

К сведению

История ОАО «Белэнергоремналадка» началась в 1957 году, когда было создано ремонтное предприятие «Белорусэнергоремонт». В 1973 году оно было преобразовано в ремонтно-наладочное предприятие «Белэнергоремналадка», а спустя 24 года – в открытое акционерное общество. В составе БЭРНа 11 филиалов, три цеха, обслуживающие подразделения, расположенные на производственных площадях более 50 тыс. м². В настоящее время ведутся работы по созданию филиала в Российской Федерации.

Основу предприятия создавали его первые директора Е.Л. Аврутин, В.И. Шамановский, В.П. Стайченко, главные инженеры Н.В. Слуцкий, С.Х. Ваксман, А.А. Вайновский, С. П. Чернов. Они многое сделали для развития, формирования профессионального коллектива БЭРНа, заложили славные трудовые традиции, которые берегут и приумножают нынешние сотрудники предприятия.

С 2001 года ОАО «Белэнергоремналадка» возглавляет Василий Никитович Хоменко.



В Музее Трудовой Славы предприятия

ную электротехническую продукцию и товары народного потребления. Такой спектр деятельности позволяет нам и в кризисное время оставаться на плаву.

БЭРН имеет у своих коллег-смежников репутацию надежного партнера. Наши специалисты задействованы во всех важнейших мероприятиях, связанных с созданием и развитием не только Белорусской энергосистемы. Они плодотворно трудятся на объектах важнейших отраслей народного хозяйства республики.

В прошлом году, например, мы завершили комплекс строительно-монтажных работ на энерготехнологической когенерационной установке ОАО «Полимир», по реконструкции энергоблока № 4 Лукомльской ГРЭС; выполнили капитальные и средние ремонты турбоагрегатов на Минских ТЭЦ-2, ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Полоцкой ТЭЦ, Новополоцкой ТЭЦ, котлоагрегатов на Минских ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, Гродненской ТЭЦ-2, Гомельской ТЭЦ-2, Новополоцкой ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ, Жодинской ТЭЦ. Сотрудниками предприятия начаты работы по реконструкции котлоагрегата № 3 Гродненской ТЭЦ-2, установке на БелГРЭС опытного образца парового котла на местных видах топлива, реконструкции системы отвода дымовых труб от котлов ТЭС 4-го уровня рудоправления ОАО «Беларуськалий» и реконструкции энергоблока № 3 Лукомльской ГРЭС.

Ряд значимых и серьезных работ выполнен персоналом филиала «Инженерный центр», а работники филиала «Энергозапчасть» изготовили металлоконструкции для строящихся объектов общим весом 370 т. Все работы были выполнены качественно и в срок.

Так было и в ходе модернизации Минской ТЭЦ-2, где ОАО «Белэнергоремналадка» выступило в роли головной организации по пуску китайского

оборудования. Однако здесь специалистам БЭРНА пришлось столкнуться с весьма непростой ситуацией...

«Упрощенный вариант» – это когда все с нуля...

Сергей Крамаренко, заместитель начальника цеха наладки тепломеханического оборудования филиала «Инженерный центр»:

– Проект реконструкции Минской ТЭЦ-2 предусматривал установку двух парогазовых энергоблоков мощностью 32,5 МВт каждый. Газовые турбины для ПГУ были произведены фирмой «Сименс», остальное оборудование – китайского производства. Кстати, это был наш первый опыт проведения пусконаладочных работ на энергоблоках ПГУ, где применялось оборудование, произведенное в КНР.

У китайской стороны другие нормы и правила, другое представление о составе и содержании проекта. Заказчику и нам был предложен некий «упрощенный вариант» документации, который потребовал серьезной доработки. А реализацию проектных решений по системе управления энергоблоков нужно было выполнять с нуля – от разработки концепции до внедрения прикладного программного обеспечения.

Немало времени и сил пришлось потратить на решение конструктивных проблем поставленного на объект технологического оборудования – паровых турбин, газодожимных компрессоров, БРОУ, насосов и др. Тем не менее со всеми задачами мы справились.

Работой специалистов ОАО «Белэнергоремналадка» на Минской ТЭЦ-2 умело руководил С.Н. Савин. Очень ценными оказались и для нас, и для заказчика богатейший ремонтный опыт и знания представителя управления технологической подготовки Л.И. Орленка.

В составе филиала «Инженерный центр» – около 250 специалистов высочайшей квалификации. В сфере пусковой, режимной наладки энергетического оборудования, оказания различных услуг эксплуатационному персоналу, оснащению уникальным оборудованием в стране нет предприятия столь высокого уровня специализации и квалификации.

Хочется отметить также наиболее активных участников реализации проекта «Реконструкция Минской ТЭЦ-2». Это И.В. Шапошников, А.Л. Барнатович, А.В. Дубинский, С.И. Полищук, А.С. Володазский, М.А. Пасюк, П.В. Жилин, Е.А. Головач, А.М. Голомыздо, С.А. Пушкарский, В.С. Полищук, Ю.А. Суленко, Д.К. Пронько, Г.П. Ермоленко, Е.А. Николаева, Е.Н. Шимук, П.А. Егоров, В.И. Полягошко, П.А. Чалагаев, С.В. Яскевич, С.А. Кун, А.Г. Павлючук, А.С. Кергет, Г.И. Кишкис, Д.В. Уласень.

Сегодня проводим режимно-наладочные работы – испытания и наладку основного и вспомогательного оборудования, доведение его работы до проектных показателей. Это один из самых сложных этапов, который необходимо выполнить в период опытно-промышленной эксплуатации.

С каждым введенным в эксплуатацию объектом мы приобретаем ценный производственный опыт, расширяем номенклатуру выполняемых работ. Сегодня можем самостоятельно, без привлечения субподрядных организаций вести наладку и испытания практически всего состава основного и вспомогательного оборудования энергоблоков ПГУ.



Отец и сын Михайлины



Пуск энергоблока на Минской ТЭЦ-2

Расширяем ассортимент и географию

В.Н. Хоменко:

– За последние годы нами сделано многое, и сделано качественно. Мы реконструировали энергообъекты, строили новые. Ремонта поубавилось, зато мы стали больше выполнять монтажных работ. На БелГРЭС монтируем очередной котел на местных видах топлива, выполняем реконструкцию блока 300 МВт на Лукомльской ГРЭС, ведем монтаж дымовых труб на ОАО «Беларуськалий» и др. И это только в республике.

Важно то, что в минувшем году мы примерно в полтора раза по сравнению с предыдущим нарастили экспорт работ и услуг. Сегодня как ремонтная организация БЭРН очень востребован в России, особенно в области ремонта турбин. Мы подписали соглашение о партнерстве с ООО «Управляющая компания «Кварц» для совместного участия в реализации проектов, связанных с проектированием, строительством, реконструкцией, модернизацией и ремонтом объектов энергетики Российской Федерации. Кроме того, мы сотрудничаем с ООО «ТГК-1 Энергосервис» (Санкт-Петербург), наладили очень перспективные связи с ООО «Северсталь-Промсервис» (г. Череповец). Эти организации предлагают нам перечень работ. Как видите, выбор есть.

Знаем, что не за красивые глаза нам такая честь. Все завоевано трудом и высоким качеством работ. В прошлом году, например, специалисты участка реализации зарубежных контрактов и проектов успешно выполнили пусконаладочные работы по тепломеханическому оборудованию на блоке ПГУ 420 МВт ТЭЦ-26 (Москва) с разработкой эксплуатационной документации. Это очень высококвалифицированный, высокоинтеллектуальный труд! Отлично поработали наши люди. Заслуживает особой

благодарности В. И. Михайлин, который руководил этими работами.

Достойно выполнены контрактные задания на Печерской ГРЭС, Петрозаводской ТЭЦ, Санкт-Петербургской ТЭЦ. Прекрасно зарекомендовали себя в ремонте объектов «Северстали» специалисты Светлогорского филиала. В итоге не только заработали достойную зарплату, принесли доход предприятию, но и получили благодарность от заказчика. Спасибо за это славному коллективу и его руководителю Д. А. Чавлытко, который неоднократно выезжал в Череповец, налаживал контакты, организовывал работы.

следующий раз не позовут. Хотя у каждого заказчика на подхвате много российских фирм, специалистов нашего уровня в России меньше. Поэтому нас приглашают на самые ответственные работы, где требуются мастера своего дела, люди высокой квалификации. Мы отвечаем этим требованиям.

Непростым делом оказался капитальный ремонт котлоагрегата БКЗ 210-140 с заменой водяного экономайзера и кубов воздухоподогревателя. Россияне не знали, с чего начать эту работу. Два года думали. В конце концов обратились к нам. В командировку мы направили нашего прораба Игоря Воробья – толкового, вдумчивого специалиста. Он на месте разобрался во всем, продумал, как вести ремонт.

Несмотря на то что не было чертежей, нашему коллективу удалось распутать и заменить целый клубок стальных водопропускных труб. Мастерили специальные леса. Изготовили сменные трубы. Работали в три смены и уложились в 25 дней!

Самоотверженно трудились наши люди и на других объектах «Северстали». Тон в работе задавали слесари Николай Титков, Александр Летяга, электросварщики Сергей Юденко, Виктор Андрусев, руководители ремонтов старшие мастера Григорий Бутовский, Иван Казаков.

Специалисты БЭРНа отлично себя зарекомендовали. Российские сталелитейщики снова приглашают нас на выполнение ремонтных работ.

14 октября 1991 года на предприятии издан приказ № 306 об организации работ по контракту в Иране, где БЭРН выступил подрядчиком по выполнению инжиниринговых услуг при завершении монтажа и пуске в эксплуатацию второй очереди ТЭС «Рамин» в г. Ахвазе. На предприятии был организован отдел внешнеэкономических связей. Ныне за плечами инженерно-технических работников, бригадиров, слесарей, сварщиков важные работы на объектах энергетики в Нигерии, Греции, Литве, Эстонии, Финляндии.

Для нас все объекты – главные...

Даниил Александрович Чавлытко, директор филиала «Светлогорск-энергоремонт» ОАО «Белэнергоремналадка»:

– В Череповце наш коллектив занимался ремонтом энергоблока № 2 ТЭЦ-ЭВС-2, котлоагрегата БКЗ 210-140 ст. № 7 ТЭЦ-ПВС, нагревательной печи № 1 ЛПЦ-2 ПГП с заменой вертикальных охлаждаемых балок и капитальным ремонтом турбоагрегата ВПТ-25-3 ст. № 2 ТЭЦ-ПВС. Люди хорошо потрудились, хорошо и заработали.

В России для нас все объекты главные. На каждом нужно сделать все качественно и в срок. Каждый раз надо выкладываться полностью, иначе в

Финны радовались как дети

Ремонт и модернизация турбоагрегата ТЭС «Топпила-2» в г. Оулу стали очередным серьезным испытанием для наших специалистов. Работа по улучшению вибрационного состояния турбины Т-140-145 была сложной, состояла из нескольких этапов, потребовала смелых технических решений и внедрения новых технологий.

Турбина проработала много лет, к тому же проект «Силовых машин» (РФ) по ужесточению ЦНД и модернизации рессиверных труб не во всем отвечал реальному положению дел на турбине. Пришлось многое корректировать, переделывать по ходу. Мастер Анатолий Грунт и слесарь Новополецкого

ТРЦ Александр Блудов с товарищами реализовали этот проект, исправив все ошибки проектировщиков. В целом успешное выполнение работ стало возможным во многом благодаря техническим знаниям, организаторскому мастерству руководителя контракта от БЭРНа, зам. начальника УТП С.Л. Халюты. Он смог собрать очень квалифицированную команду, которой под силу развязать самые сложные узлы.

Поскольку финские станционные работники не обладают должными техническими знаниями, они наняли консультанта, который всячески старался доказать, что наши сотрудники делают что-то не так. Однако вскоре он убедился, что белорусские специалисты обладают высочайшей квалификацией и не нуждаются в помощи со стороны. Во время пуска не было никаких проблем. Машину пустили с первого раза, показатели по вибрации были отличными. Руководители станции пришли в восторг, радовались как дети, не верили, что свершилось чудо.

Что для меня важнее всего?

В.Н. Хоменко:

– Важно то, что мы продолжаем развивать наше производство, занимаемся техническим переоснащением, приобретаем новое оборудование. Недавно купили для нашего механического производства датские камеры для дробеструйной обработки и окраски крупногабаритных металлоконструкций. Это повысит дизайнерские качества наших изделий, их долговечность. Но главное в моей работе – забота о людях. Хочу, чтобы в нашем коллективе и впредь сохранялась традиция бережного, уважительного отношения к человеку труда, чтобы все, кто работает на нашем предприятии, чувствовали себя комфортно и уверенно. Я ценю каждого специалиста, каждого рабочего, потому что это профессионалы. Они доказали, чего

стоят. Мы стараемся создавать для них нормальные условия работы и обеспечить достойную зарплату.

Неоспоримый факт

Борис Петрович Старовойтов, начальник участка реализации зарубежных контрактов и проектов АСУ ТП:

– Когда работаешь в России, заказчики, видя квалификацию и отношение к делу наших специалистов, нередко предлагают различные варианты трудоустройства за рубежом. Причем их предложения в финансовом отношении более выгодные. Однако за все время работы в России мы своих людей не растеряли. Кроме материальных интересов у каждого нашего сотрудника есть стойкое понимание ответственности перед организацией, своим коллективом.

Да, сегодня наш профессиональный статус намного выше, чем порой у тех, кто пытается с нами конкурировать на рынке труда. И это тоже неоспоримый факт. Как и то, что мы особо дорожим этим своим «капиталом», а наше предприятие делает все для того, чтобы он не скудел, – выделяет средства на учебу, подготовку и переподготовку кадров.

Мы уверенно побеждаем в тендерных торгах, выполняем самые сложные задания. Руководство предприятия стимулирует добросовестный, инициативный труд – разработаны положения, которые позволяют выплачивать людям высокие премиальные по результатам выполненных работ. Мне также по душе, что у нас на предприятии большое внимание уделяется созданию надлежащих условий труда в цехах и мастерских. Находясь в командировках, живем в теплых благоустроенных квартирах, оборудованных всей необходимой бытовой техникой. Организация делает все для того, чтобы наши люди чувствовали себя комфортно.

Сегодня ОАО «Белэнергоремналадка» – успешное предприятие, достойно решающее сложнейшие задачи по ремонту и реконструкции энергетического оборудования, производящее собственную электротехническую продукцию и товары народного потребления, способное успешно конкурировать на международном рынке работ и услуг. Общество имеет все необходимые разрешения и сертификаты для выполнения работ на энергетическом оборудовании и изготовления узлов и деталей энергооборудования как на территории своей республики, так и в Российской Федерации и Евросоюзе.

На предприятии внедрена интегрированная система менеджмента качества и охраны труда, соответствующая требованиям международных стандартов. Дважды – в 2004 и 2007 годах – коллективу присуждалась премия Правительства Республики Беларусь за достижения в области качества.

Общество успешно преодолело сертификационный марафон и получило разрешение Ростехнадзора на поставку узлов котельного оборудования филиала «Энергозапчасть» в Россию.

Эффективно работает одно из важных подразделений «Инженерного центра» – цех наладки электротехнического оборудования. Это фактически самодостаточное производство. Здесь и проектно-конструкторское бюро, и квалифицированный персонал, и опытное производство, где выпускается довольно большой объем товарной электротехнической продукции – около 40 наименований изделий. В январе текущего года получен сертификат соответствия ГОСТ Р на устройства комплектные низковольтные: щит постоянного тока (ЩПТ) для электрических станций и подстанций; шкаф оперативного тока (ШОТ); щит собственных нужд (ЩСН). Значит, и эта продукция станет экспортным товаром.

В настоящее время здесь изготавливают ряд изделий, не имеющих аналогов в практике отечественной и зарубежной энергетики. Например, автоматика определения и локализации замыкания на землю электросети с изолированной нейтралью «ОМЗАЛ».

Еще одно направление деятельности – создание центра по наладке современных сложных устройств защиты автоматики. Цель – защитить рынок Белорусской энергосистемы от морально устаревшей и некачественной техники, адаптировать цифровые терминалы защиты к работе в условиях Белорусской энергосистемы.



Работающие ветераны предприятия

Олег ЧЕРНОВ

НА ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

РУП «Белнипиэнергопром» – 60 лет

1 марта исполняется 60 лет Белорусскому научно-исследовательскому проектно-конструкторскому энергетическому институту «Белнипиэнергопром», который был создан в 1952 году как Минское отделение Государственного союзного проектного института «Промэнергопроект». На отделение были возложены задачи по разработке проектов небольших ТЭЦ среднего давления с турбинами 1,5–12 МВт для возрождения энергетики Белоруссии, Литвы и ряда областей России. После преобразования в 1974 году во всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт «ВНИПИэнергопром» в круг задач организации вошло также выполнение научно-исследовательских и конструкторских работ в области централизованного теплоснабжения и промышленной энергетики.

Из года в год институт наращивал свой интеллектуальный потенциал, что способствовало успешному решению усложняющихся технических задач как в количественном, так и качественном плане. В 1980–90-х годах Белорусское отделение «ВНИПИэнергопром» по творческим возможностям было ведущим в системе. Достаточно сказать, что наши научно-исследовательские и проектные разработки способствовали:

- созданию уникальных теплофикационных комплексов в ряде городов России и Беларуси. Один из них – Минский – в 1983 году был удостоен премии Совета Министров СССР;
- внедрению систем теплоснабжения с атомными источниками

энергии, в том числе было разработано обоснование создания Минской АТЭЦ и начато ее сооружение;

- разработке технологических схем и профиля оборудования атомных водотеплоэлектроцентралей (АВТЭЦ) с получением дистиллята из сточных вод городских очистных сооружений;
- разработке технических и схемных решений по привлечению КЭС и АЭС для дальнего теплоснабжения (ТЭД и концепция развития теплоснабжения в СССР);
- разработке экономического обоснования, а затем технических и схемных решений по привлечению ТЭЦ к регулированию ноч-



А.Н. РЫКОВ, к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»



В.М. СЫРОПУЖИНСКИЙ, к.т.н., начальник ПТО РУП «Белнипиэнергопром»



Специалисты на Минской ТЭЦ-2



Гомельская ТЭЦ-2

ных провалов графика электрических нагрузок энергосистем, которые впервые были реализованы на блоках Т-100-130 Минской ТЭЦ-4 и Т-180/210 Гомельской ТЭЦ-2. Применение данных решений было прервано аварией на ЧАЭС. В настоящее время эта проблема вновь обретает свою актуальность;

- созданию уникального теплогидравлического стенда при районной котельной «Кедышко» в г. Минске, обеспечившего успешное решение ряда актуальных научных и прикладных проблем по тепловым сетям и транспорту теплоносителя;
- разработке и широкому внедрению экспресс-метода испытаний тепловых сетей на тепловые потери, а также способа защиты теплосети от наружной коррозии за счет вентиляции каналов;
- началу развития энергосбережения во всех отраслях промышленности – в организационной, методической и практической формах;
- возрождению и развитию малой теплофикации;
- установлению новых нормативов по ПДВ и ПДК, связанных с энергетикой, и др.

В 1992 году отделение получило статус самостоятельного Белорусского научно-исследовательского и проектно-конструкторского института «Белнипиэнергопром» в составе Минтопэнерго Республики

Беларусь. Сейчас – РУП «Белнипиэнергопром».

За прошедшие 60 лет институт внес значительный вклад в развитие энергетики и теплофикации Беларуси, Литвы и отдельных регионов России. В советский период по проектам института в республике была построена 21 ТЭЦ, среди которых Минская ТЭЦ-4, Гомельская ТЭЦ-2, Новополоцкая ТЭЦ, Минская ТЭЦ-3, Могилевская ТЭЦ-2, Светлогорская ТЭЦ, Мозырская ТЭЦ, Бобруйская ТЭЦ, Гродненская ТЭЦ-2 и ряд ТЭЦ небольшой мощности.

В России по проектам РУП «Белнипиэнергопром» сооружен ряд ТЭЦ, котельных и тепловых сетей в г. Калининграде, Иваново, Смоленске, Твери, Волжске, Тамбове, Пензе, Саранске, Самаре, Саратове, Астрахани и др.

При обосновании и строительстве ТЭЦ применялось самое совершенное основное оборудование, закладывались прогрессивные технические и технологические решения. На белорусских ТЭЦ с заводским номером «один» (головной образец) установле-

ны турбины Т-100-130 (отмеченные Ленинской премией), ПТ-60-130/22, ПТ-135/165-130, ПТ-80-130, газоплотный котел БКЗ-420-140 и другое оборудование. При строительстве ТЭЦ использовался разработанный с участием сотрудников института и получивший широкое применение в СССР серийный проект ТЭЦ-ЗИГМ, в 1981 году удостоенный премии Совета Министров СССР.

Институт постоянно сотрудничает со специализированными научно-исследовательскими, проектными, производственными и энергомашиностроительными организациями Российской Федерации и Украины, успешно работает со всеми энергетическими объединениями и предприятиями на территории Республики Беларусь и в ряде регионов Российской Федерации. Поддерживаются деловые контакты и расширяется сотрудничество с заводами-изготовителями и фирмами – поставщиками энергетического оборудования как стран СНГ, так и дальнего зарубежья. Специалисты института принимали участие в проектировании и строительстве зарубежных объектов в Югославии, Нигерии, Иране, Китае, совместной разработке проектов с зарубежными фирмами ABB, Siemens, GEC Alsthom, Drauconsulting, Interchem Energy Inc, Energyconsulting, Heidelberg и др.

В настоящее время РУП «Белнипиэнергопром» – крупная специализированная организация по проектированию энергоисточников, имеющая в своем составе свыше 600 инженерно-технических и научных работников. Институт укомплектован высококвалифицированными специалистами, имеет передовую



Группа специалистов при посещении Минской ТЭЦ-2

материально-техническую базу, оснащен современной компьютерной техникой, включая необходимое программное обеспечение, обладает фондом нормативно-технической документации по проектированию энергетических объектов.

Это позволяет в комплексе решать весь спектр научных и проектных задач и обеспечивать своевременную и качественную разработку проектов любой сложности. Предприятие имеет необходимые для работы лицензии, является членом саморегулируемой организации некоммерческого партнерства «Объединение градостроительного планирования и проектирования» (Российская Федерация).

За период с 1991 по 2001 год по проектам РУП «Белнипиэнергопром» в Беларуси и России введено в эксплуатацию:

- 36 теплофикационных турбоустановок суммарной мощностью свыше 3800 МВт, в том числе турбоустановки единичной мощностью 80, 110, 140 и 250 МВт;
- 54 энергетических и промышленных паровых котла суммарной производительностью свыше 19 000 т/ч, в том числе единичной производительностью 670 и 1 000 т/ч;
- 47 водогрейных котлов суммарной теплопроизводительностью свыше 5640 Гкал/ч, в том числе единичной теплопроизводительностью 100 и 180 Гкал/ч.

К числу значимых разработок, выполненных и внедренных в этот период совместно с фирмами – поставщиками оборудования, можно отнести ввод в эксплуатацию:

- двух теплофикационных блоков по 110/120 МВт на Астраханской ТЭЦ-2;
- теплофикационного блока 140/165 МВт на Волжской ТЭЦ-2;
- двух теплофикационных блоков по 180/210 МВт на Гомельской ТЭЦ-2;
- двух теплофикационных блоков по 250/300 МВт на Минской ТЭЦ-4;
- первой в Беларуси теплофикационной парогазовой установки мощностью 66 МВт в составе двух газовых турбин по 27 МВт и одной паровой 12 МВт на Оршанской ТЭЦ (1998 год);
- теплофикационных газотурбинных установок мощностью по 25 МВт на Безымянской ТЭЦ

(Россия) и Новополоцком ПО «Нафтан» (1999 год);

- теплофикационно-конденсационного блока мощностью 330 МВт на Минской ТЭЦ-5 (1999 год);
- блочных теплофикационных турбоустановок мощностью 3500 кВт каждая в районных отопительных котельных городов Витебска, Гродно, Молодечно, а также 600–750 кВт – в ряде промышленных котельных;
- применение при проектировании новой технологии прокладки подземных тепловых сетей на основе предизолированных теплопроводов, позволяющей в значительной степени сократить тепловые потери и повысить надежность систем теплоснабжения.

В первом десятилетии XXI века перед энергетикой Беларуси особо остро встали проблемы по реконструкции, модернизации и замене изношенного энергетического оборудования, исчерпавшего свой ресурс. Особая заслуга в решении этих проблем принадлежит РУП «Белнипиэнергопром». По нашим проектам выполнены реконструкция Минской ТЭЦ-3 с заменой морально и физически устаревшего оборудования 9,8 МПа первой очереди на парогазовый блок 230 МВт. На Березовской ГРЭС проведена модернизация

блоков №№ 3 и 4 путем надстройки каждого двумя газовыми турбинами по 25 МВт. В настоящее время на станции реализуется схема реконструкции блока № 5 с применением газовых турбин 30 МВт производства Siemens. На Лидской ТЭЦ установлена газовая турбина мощностью 25 МВт на базе авиационного двигателя НК-37 с котлом-утилизатором, работающим на общий паровой коллектор. Совместно с китайскими специалистами на Минской ТЭЦ-2 построена парогазовая теплофикационная установка мощностью 65 МВт. В настоящее время реализуется проект на Гродненской ТЭЦ, предусматривающий установку газовой турбины мощностью 121 МВт, произведенной по лицензии GE индийской компанией BHEL.

В связи с тем, что в выполнении Национальной программы развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011–2015 годы, утвержденной Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 мая 2011 года № 586, важная роль отводилась Министерству энергетики Республики Беларусь, РУП «Белнипиэнергопром» успешно освоил технологию проектирования энергоисточников на местных видах топлива (торф,



Блок ПГУ-115 на Северо-Западной котельной в г. Курске



Группа специалистов при посещении Минской ТЭЦ-5

древесная щепа, лигнин, торфяные брикеты). За последние десять лет по нашим проектам построены:

- два паровых котла на Осиповичской котельной, использующих древесное топливо и торф, и паровая турбина 1,2 МВт (2005 год);
- паровой котел на Бобруйской ТЭЦ, предназначенный для сжигания лигнина и торфа (2005 год);
- паровые котлы (два – на Пинской ТЭЦ, котел с турбиной 2,4 МВт в котельной г. Вилейка, котел на БелГРЭС) (2006 год), работающие на древесном топливе;
- паровой котел 9,8 МПа паропроизводительностью 60 т/ч на Жодинской ТЭЦ, работающий на торфяных брикетах (2009 год).

Новым направлением в деятельности института стало проектирование энергетических объектов с применением потенциальной энергии сжатого газа. Использование перепада давления природного газа, который раньше терялся в редукционных установках, для выработки электроэнергии в турбодетандерной установке, способствует повышению эффективности работы энергоисточника. Установки такого типа, созданные по проектам института, были реализованы:

- на Лукомльской ГРЭС – две турбодетандерные установки мощностью 5 и 2,5 МВт (2004 и 2006 год);
- на Минской ТЭЦ-4 – две турбодетандерные установки мощностью 2,5 МВт каждая (2005 и 2006 год);

- на Гомельской ТЭЦ-2 – турбодетандерная установка мощностью 4 МВт (2008 год).

В этот период наше предприятие продолжало активно работать на рынке проектных работ в энергетике Российской Федерации. По проектам РУП «Белнипиэнергопром» введены в эксплуатацию:

- две газотурбинные теплофикационные установки мощностью 25 МВт каждая на базе авиационного двигателя НК-37 на Казанской ТЭЦ (Россия) (2005 год);
- две теплофикационные газотурбинные установки ГТУ-6 мощностью 6 МВт каждая на Доргобужской ТЭЦ (Россия) (2005 год);
- парогазовый теплофикационный блок мощностью 115 МВт на Северо-Западной котельной г. Курска (2011 год);
- тепломагистраль, связавшая Калининградскую ТЭЦ-2 с Калининградом (2010 год).

В настоящее время ведется строительство тепломагистрали, которая должна обеспечить передачу тепловой мощности от Астраханской ТЭЦ-2 в зону Астраханской ГРЭС, а также осуществляется работа по проектам сооружения парогазового блока 230 МВт на центральной отопительной котельной г. Астрахани и парогазового блока на ТЭЦ химкомбината «Ставролен» в г. Буденовске.

Подтверждением высокого уровня РУП «Белнипиэнергопром» в сфере проектирования энергообъектов является тот факт, что в со-

ответствии с Указом Президента Республики Беларусь оно определено генеральным проектировщиком белорусской АЭС, координирующим проектные разработки ряда белорусских и зарубежных проектных организаций.

Выполненные РУП «Белнипиэнергопром» за последние три года разработки в рамках проекта по сооружению АЭС – обоснование инвестирования строительства, оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) и другие работы, касающиеся вопросов экологии, влияния АЭС на загрузку и режим работы существующих электростанций Белорусской энергосистемы, а также проект строительной базы для АЭС – получили положительную оценку экспертов и приняты к исполнению.

Как видим, за шестьдесят лет своей деятельности РУП «Белнипиэнергопром» заявил о себе как о самостоятельной высококвалифицированной организации, накопившей достаточный опыт в выполнении сложных проектных и научно-исследовательских работ в сфере теплофикации и централизованного теплоснабжения.

К сожалению, приходится констатировать, что на сегодняшний день сфера применения наших знаний в области проектирования энергоблоков ПГУ для республики заметно сузилась. Одна из причин в том, что в настоящее время преобладающая доля мощностей в энергетике Беларуси строится по китайским проектам с использованием китайского оборудования. В ходе реализации проектов по модернизации Минских ТЭЦ-2 и ТЭЦ-5, где предусмотрено преобладающее использование оборудования китайского производства, на нашу долю выпала только адаптация китайских проектов к нашим нормативным документам. РУП «Белнипиэнергопром» ведет также разработку специальных разделов проекта и анализ разработанной китайскими специалистами проектной документации по строительству блоков ПГУ на Березовской и Лукомльской ГРЭС на предмет соответствия техническим нормам и правилам Республики Беларусь.

В создавшихся условиях, чтобы сохранить накопленный творческий потенциал института, сберечь кадры, нам приходится все более

активно искать работу за пределами республики, главным образом в Российской Федерации. В последние два года более половины выполняемых объемов работ приходится на зарубежные объекты, в то время как, к сожалению, доля белорусских объектов продолжает сокращаться.

В предстоящий период ожидается, что разработка схем теплоснабжения городов станет особо сложным процессом. Если в советское время такие схемы были изначально ориентированы на максимальную централизацию теплоснабжения, то в современных схемах уровень этой централизации надо обосновывать строгим экономическим расчетом, учитывающим наличие реально существующей конкуренции между централизованными и индивидуальными, либо локальными, теплосистемами. Это обусловлено тем, что потребители теплоэнергии, прежде всего промышленные предприятия, получили в рыночных условиях свободу выбора энергоисточника и, пользуясь трудностями, сложившимися в энергосистеме из-за перекрестного субсидирования в оплате за энергию, оказались односторонне заинтересованными в сооружении собственных энергоустановок.

РУП «Белнипиэнергопром» считает, что остановить стихийность массового ввода в эксплуатацию блок-станций потребителей может строгое выполнение утвержденных на правительственном уровне соответствующих методических положений, которые бы в полном объеме учитывали услуги энергосистемы, оказываемые предприятию, имею-

щему малую ТЭЦ, а также экономическую обязанность этого предприятия перед государством в части практической реализации принятой программы по реструктуризации топливно-энергетического баланса путем строительства энергоисточников, использующих местные виды топлива, энергию рек и ветра, с доведением их доли в топливно-энергетическом балансе страны до 30 %.

При более широком рассмотрении развития взаимоотношений частной и государственной энергетики в условиях рыночной экономики нельзя не отметить существующего между ними противоречия, вызванного различием интересов и обязанностей перед обществом.

Государственная энергетика руководствуется интересами страны, оптимизируется по критерию минимума народно-хозяйственных затрат, и лишь она в состоянии нести полную ответственность за энергообеспечение производительных сил и населения.

Частная энергетика руководствуется интересами ее владельца, оптимизируется по критерию максимальной прибыли и несет ответственность лишь перед инвестором. Ее сильная положительная сторона – большая оперативность в реализации технических и технологических достижений и большая приспособляемость к рыночным условиям при сбыте энергетической продукции.

При планировании развития энергетики страны на перспективу проблемным вопросом является также выбор методо-

логии определения оптимальной структуры развития энергетики в целом при сбалансированности интересов частной и государственной форм энергетики. Здесь могут быть успешно использованы модели оптимизации ТЭК СССР, разработанные школой академика Л.А. Мелентьева, в части иерархической структуры системы оптимизации, когда на верхнем уровне определяются основные источники первичных энергоресурсов, на среднем – оптимальная структура электрогенерирующих мощностей в энергосистеме, на нижнем – оптимальный вид конкретных энергоустановок, с выбором их режима работы и оборудования. На верхних двух уровнях приоритет отдается интересам государственной энергетики, на нижнем – балансируются частный и государственный интересы на принципах обоюдного компромисса.

Кратко очерченные выше методические положения экономических обоснований малых ТЭЦ и методология оптимизации энергетики страны в целом в определенных условиях могут быть предметом исследований с участием специалистов РУП «Белнипиэнергопром».

Мы уверены, что, несмотря на непростые условия, в которых коллективу института приходится трудиться сегодня, те сложные задачи, которые перед ними ставит время, будут успешно решены. Для этого у сотрудников института есть все необходимое – многолетние традиции, профессионализм, разносторонний опыт и высокий интеллектуальный уровень. Поздравляем всех членов нашего коллектива со знаменательной датой, желаем им здоровья, успехов и благополучия!



Минская ТЭЦ-3



Минская ТЭЦ-4



ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

- **Маслов, Ю.Л. Энергоустановки с ДВС на древесных и растительных отходах для «малой энергетики» / Ю.Л. Маслов, А.А. Уйминов // Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. – 2011. – № 1. – С. 25–32.**

Рассматриваются возможные варианты решения проблем энергобезопасности России, в частности внедрение энергоустановок с ДВС на древесных и растительных отходах. Энергоустановки (ЭУ) газовых ДВС работают на энергетических газах (генераторный газ и биогаз), которые образуются в газогенераторных установках и биореакторах в результате сжигания различных видов местного твердого топлива (древесина, торф, бурый и каменный уголь, сланцы), а также отходов растениеводства и животноводства, лесной и деревообрабатывающей промышленности.

- **Карпеченко, А.В. Перспективы развития гидроэнергетики Беларуси / А.В. Карпеченко, И.А. Тузанкин // Энергетическая стратегия. – 2011. – № 1. – С. 70–73.**

Приводятся основные положения Государственной программы строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь, главными задачами которой являются повышение уровня энергетической безопасности страны путем замещения импортируемых топливно-энергетических ресурсов возобновляемыми источниками энергии, а также снижение экологической нагрузки, обусловленной деятельностью топливно-энергетического комплекса. В Республике Беларусь эксплуатируется 41 ГЭС, которые в 2009 году выработали 44 млн кВт·ч электроэнергии. Ожидается, что выполнение программы позволит к 2015 году достигнуть выработки электроэнергии за счет ГЭС в размере 0,510 млрд кВт·ч в год, а годовая экономия топливно-энергетических ресурсов по отношению к 2009 году составит 120 тыс. т у.т.

- **Васильев, А.А. Новый материал для конструкций стеновых ограждений энергоэффективных зданий / А.А. Васильев, М.В. Лапата, А.В. Геращенко // Строительная наука и техника. – 2011. – № 4. – С. 17–20.**

Анализируются существенные конструктивные недостатки применяемых в настоящее время стеновых ограждений. Предложена конструкция стенового ограждения для многоэтажных энергоэффективных зданий с наружными стенами, поэтапно опирающимися на диски перекрытий, основанная на использовании блока стенового трехслойного с гибкими связями.

- **Кормилицын, В.И. Повышение энергоэффективности при использовании вторичных топливно-энергетических ресурсов / В.И. Кормилицын, И.С. Пономаренко, Д.А. Аксенов // Энергосбережение и водоподготовка. – 2011. – № 1. – С. 21–25.**

Рассматривается проблема повышения энергоэффективности энергетических источников мощностью 1–3 МВт с применением оборудования, использующего низкопотенциальное тепло для выработки электрической энергии. Разработаны нетрадиционные технологии по преобразованию теплового потенциала в электрическую энергию для нужд предприятия.

- **Лавренченко, Г.К. Оценка энергоэкологической эффективности переработки биогаза в комплексах различной структуры / Г.К. Лавренченко, А.В. Копытин, А.И. Пятничко // Технические газы. – 2011. – № 3. – С. 34–44.**

Полигоны твердых бытовых отходов (ТБО), представляющие собой биологически возобновляемое сырье, являются источниками биогаза. Например, в Украине ежегодно образуется более 12 млн т ТБО. В результате анаэробного брожения каждая тонна бытовых отходов ежегодно выделяет 120–200 м³ биогаза. Метан как основной компонент биогаза обладает в 21 раз большим парниковым эффектом, чем диоксид углерода. Количество метана, поступающего ежегодно в атмосферу с полигонов ТБО, эквивалентно 16 млн т CO₂.

Рассматривается несколько вариантов утилизации биогаза, которые позволят снизить в 6–16 раз эмиссию CO₂ в окружающую среду при одновременном производстве жидкого низкотемпературного диоксида углерода, КПГ, СПГ, электрической и тепловой энергии в зависимости от схемы комплекса. Такая переработка биогаза будет не только снижать парниковый эффект, но и обеспечивать прибыльность комплексов.

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