

ПЭК ПромЭнергоКомплекс

ПРЕДЛАГАЕТ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

- Котлы на местных видах топлива (опилки, щепа, торф, гранулы)
- Линии по приготовлению гранулированного топлива
- Системы частотного регулирования на напряжение 0,4–10 кВ (полный комплекс работ от проекта до ввода в эксплуатацию)
- Низковольтное и высоковольтное электротехническое оборудование
- Контрольно-измерительные приборы (электронные термометры, пирометры, кабелеискатели, течеискатели, трассоискатели, влагомеры, измерители шума и вибрации, тепловизоры, расходомеры, рефлектметры, ультразвуковые приборы для энергоаудита и диагностики)
- Комплектация электротехнических лабораторий



Оказываемые услуги

- Разработка проектно-сметной документации
- Режимно-наладочные испытания котлов
- Энергетическое обследование организаций
- Технико-экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий
- Разработка удельных расходов энергоресурсов (норм расхода ТЭР)



*Выбирая сотрудничество с нами —
Вы приобретаете надежного партнера!*

ПРОДАЖА - РЕМОНТ - ГАРАНТИЯ



СООО «ПромЭнергоКомплекс»
220037 г. Минск
пер. Уральский, 15

тел/факс: (017) 269-90-54, 327-04-54
(017) 327-07-20, 394-37-90, 394-36-35
(029) 603-49-63

<http://www.pek.by>
E-mail: pek_info@mail.ru
УНП 190465012

СОДЕРЖАНИЕ

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. заместитель
Министра энергетики
Республики Беларусь

Клявза В.И. начальник отдела
охраны труда
ОАО «Центроэнергоремонт»

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

НОВОСТИ ТЭК

Обзор событий 4

Белорусская АЭС – самый масштабный проект Беларуси и России 6

Дорофейчик А.Н., заслуженный энергетик СНГ,
почетный энергетик Республики Беларусь

На Гродненскую ТЭЦ-2 доставлено основное оборудование для ГТУ 7

ПРИОРИТЕТЫ

Мишук Е.С., Председатель исполнительного комитета ЭЭС СНГ

Развивая традиции взаимодействия энергосистем СНГ

Основные направления деятельности Электроэнергетического

Совета СНГ в 2011 году 9

Молочко А.Ф., заведующий отделом общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ»,

Молочко Ф.И., к.т.н., главный специалист отдела общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ»

Приоритеты и проблемы развития Белорусской электроэнергетики

Комментарии к Государственной программе развития

Белорусской энергетической системы на период до 2016 года 14

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Стриха И.И., д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»

Перспективы использования тепловых вторичных энергоресурсов

в энергетике 18

Хяутина Е.С., руководитель группы по наладке водно-химического режима

ОАО «Белэнергоремонтналадка» (филиал «Инженерный центр»)

Безреагентные технологии водоподготовки для ТЭС 22

Гуревич В.И., к.т.н.

Цифровые реле скорости изменения частоты и проблема

их тестирования 25

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Шлома О.С., первый секретарь Постоянного представительства Республики

Беларусь при международных организациях в Вене,

Дулинец Л.В., начальник отдела международного сотрудничества

Департамента по ядерной энергетике Минэнерго

Общественное мнение о развитии ядерной энергетики в мире 28

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического надзора

ГПО «Белэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому

надзору Республики Беларусь

Об упрощении процедуры подключения электроустановок

потребителей к электрическим сетям 30

Бакалкин Ю.А., заместитель начальника энергоинспекции

филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго»

О восстановлении поврежденных кабельных линий 6–10 кВ

потребителей Брестской области 32

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

Ерусланов В.Л., специалист по продажам

Не зарывайте деньги в землю! 34

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Дорофейчик А.Н., заслуженный энергетик СНГ,
почетный энергетик Республики Беларусь

Использование водных ресурсов Беларуси.....36

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Календарь выставок (июль/август 2012 года)39

Моисеева Е.Н.

Инновации и инвестиции – насущная потребность сегодняшнего дня

По итогам Белорусского промышленного форума-201242

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

Ховрин Ю.В., главный инженер отдела поставок продукции ГПО «Белтопгаз»

Белорусско-чешское сотрудничество в энергетике45

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Каракулько Г.А.

Мировая энергетика. Прогноз аналитиков.....48

Авчинников А.Б., старший преподаватель Международного государственного
экологического университета имени А.Д. Сахарова

Казахстан: стратегия обеспечения энергетической безопасности51

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Байрашевский Б.А., д.т.н.

Модельные исследования на фоне задач энергосбережения.....55

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Кудряшов В.Ф., главный специалист ОРС РУП «Белэнергосетьпроект»,

Колик В.Р., начальник ОУКЭ,

Горовой В.В., заведующий группой АСКУЭ ОУКЭ,

Бохан Н.В., заведующий группой ТВН ОУКЭ,

Орлова В.П., ведущий инженер ТО

**ТКП 385-2012 (02230) «Нормы проектирования сетей внешнего
электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного
назначения»**

Комментарии к новому техническому нормативному правовому акту61

Национальный фонд ТНПА – энергетике64

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Силлюк С.М., к.т.н., профессор, декан энергетического факультета БНТУ,

Карницкий Н.Б., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические
станции» БНТУ,

Герасимова А.Г., к.т.н., доцент кафедры «Тепловые электрические станции» БНТУ,

Буров А.Л., старший преподаватель кафедры «Тепловые электрические станции»
БНТУ

**О ходе подготовки специалистов для ядерной энергетики Белорусским
национальным техническим университетом65**

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает69

ЭНЕРГОПАНОРАМА

Обзор событий в мире70

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 Данюкова А.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 21.06.2012 г., формат 60x90%,
тираж 1350 экз., заказ № 1520.

© Филиал «Информационно-издательский центр»
ОАО «Экономэнерго», 2012

Премьер-министр Беларуси ознакомился с ходом работ на Гродненской ГЭС

Во время рабочей поездки в Гродненскую область Премьер-министр Беларуси М.В. Мясникович ознакомился с ходом работ на Гродненской ГЭС, которую планируется ввести в эксплуатацию уже в августе текущего года. Премьер-министр подчеркнул, что Республика Беларусь и в дальнейшем будет реализовывать программу развития гидроэнергетики с привлечением прямых иностранных инвестиций. По мнению М.В. Мясниковича, строительство ГЭС перспективно для Беларуси, несмотря на их небольшие мощности. Это диверсификация источников энергии, а значит, укрепление энергобезопасности.

Заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк сообщил, что согласно Государственной программе строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь к концу 2015 года в стране должно быть введено в эксплуатацию 33 гидроэлектростанции суммарной мощностью 102 МВт. Сегодня ведутся работы по строительству Полоцкой ГЭС. Проект осуществляется с привлечением кредита Евразийского банка развития. Заключен также контракт с китайской компанией на строительство Витебской ГЭС. Идут поиски инвесторов на строительство Немновской ГЭС, архитектурный проект которой уже разработан.

На данном этапе Беларусь ведет переговоры с турецкими инвесторами по вопросам строительства Бешенковичской и Верхнедвинской ГЭС. Кроме этого, переговоры с инвесторами проходят и по сооружению на Днепре каскада ГЭС из четырех станций до 7 МВт каждая.

ЭЭС СНГ обсудил проблемы взаимодействия в электроэнергетике стран Содружества

25 мая 2012 года в г. Ашхабаде (Туркменистан) состоялось 41-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ. От Республики Беларусь в мероприятии приняли участие Министр энергетики Республики Беларусь А.В. Озерец и генеральный директор ГПО «Белэнерго» А.Р. Ширма.

Участники заседания обсудили проблемы взаимодействия государств Содружества в урегулировании вопросов внеплановых отклонений перетоков электрической энергии и мощности между энергосистемами государств – участников СНГ, итоги прохождения энергосистемами стран СНГ осенне-зимнего периода 2011/2012 года и подготовку к отопительному сезону 2012/2013 года, а также другие актуальные вопросы.

На заседании был утвержден ряд документов, среди которых Технические требования к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС, План научно-исследовательских работ, организуемых Электроэнергетическим Советом СНГ в 2012–2014 годах, а также планы работы Рабочей группы «Обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ на 2012–2014 годы» и Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ на 2012–2014 годы.

В рамках заседания представителями Республики Армения, Республики Беларусь, Республики Казахстан,

Кыргызской Республики, Республики Молдова, Республики Таджикистан, Украины, а также вновь избранным президентом Электроэнергетического Совета СНГ министром энергетики Российской Федерации А.В. Новаком был подписан Меморандум о сотрудничестве государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ.

Очередное – 42-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ состоится 19 октября 2012 года в г. Минске.

Утвержден комплекс мер по подготовке к работе в осенне-зимний период 2012/2013 года

Постановлением Совета Министров Беларуси № 524 от 6 июня 2012 года утвержден комплекс мер по подготовке к работе в осенне-зимний период 2012/2013 года.

Согласно установленному заданию в текущем году предприятия ГПО «Белэнерго» должны заменить и построить 80,19 км тепловых сетей, организации жилищно-коммунального хозяйства – 765 км. При этом предусмотрено максимально широкое использование ПИ-труб. Эксплуатационные запасы топочного мазута в энергетической отрасли к 1 октября должны составить 400 тыс. т.

К началу отопительного сезона 2012/2013 года Министерство энергетики должно обеспечить готовность электрических станций, тепло- и электрогенерирующих установок и оборудования, газовых, тепловых и электрических сетей к работе в условиях максимальных нагрузок.

Кроме того, Минэнерго с участием концерна «Белнефтехим», республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Беларуси, облисполкомов и Минского горисполкома должно разработать до 15 сентября текущего года варианты топливоснабжения и режимов энергоснабжения потребителей в предстоящий осенне-зимний период в условиях возможного снижения поставок энергоносителей, в случае возникновения аварийных ситуаций, а также резкого похолодания.

Также Минэнерго поручено по согласованию с облисполкомами и Минским горисполкомом установить до 15 сентября 2012 года графики ограничений и отключений потребителей природного газа, электрической и тепловой энергии от газовых, электрических и тепловых сетей при возникновении аварийных ситуаций.

Подготовительные работы к осенне-зимнему периоду должны быть завершены до 1 октября 2012 года, оформление актов проверки готовности и паспортов готовности к работе в осенне-зимний период организаций – потребителей тепловой энергии и теплоисточников – до 15 октября 2012 года.

Началось строительство ТЭЦ в Бресте

31 мая состоялась торжественная церемония закладки капсулы по случаю начала сооружения в Бресте ТЭЦ мощностью 400 МВт электрической и 150 МВт тепловой энергии, которую предполагается ввести в эксплуатацию в 2016 году. В церемонии приняли участие заместитель Министра энергетики Республики

Беларусь Р.С. Филимонова и Карло Перарди – директор итальянской компании «БелЭнергия», планирующей построить станцию.

Проект предусматривает возведение энергетического центра, в том числе электрических сетей, предназначенных для нужд как белорусского, так и европейского энергетических рынков. В частности, итальянская компания планирует экспортировать до 70 % вырабатываемой электрической энергии. На Брестской ТЭЦ будет установлено современное оборудование, основанное на передовых парогазовых технологиях. Важным является и то, что иностранная компания будет привлекать белорусских специалистов к участию в геодезических исследованиях, проектировании, сооружении станции и ее последующей эксплуатации.

Министерство энергетики Республики Беларусь заинтересовано в привлечении инвесторов в энергетическую отрасль, заявила в ходе церемонии Р.С. Филимонова. Она отметила, что строительство Брестской ТЭЦ является значительным событием не только для Бреста, но и в целом для электроэнергетики страны. Это первый в республике проект, предусматривающий строительство электростанции большой мощности частным инвестором.

Открыта новая залежь легкой нефти

В Гомельской области открыта новая залежь легкой нефти. По расчетам специалистов, оперативно оцененные начальные извлекаемые ее запасы составляют около 110 тыс. т.

Неизвестная ранее залежь углеводородов обнаружена на глубине 3595 м в районе Южно-Тишковского и Южно-Осташковичского месторождений, где велась плановая подготовка скважины для эксплуатации семи-луцких и воронежских подсолевых отложений.

Результаты исследования показали высокое начальное пластовое давление, которое выше, чем текущие и начальные давления на Южно-Осташковичском и Южно-Тишковском месторождениях. Это подтверждает перспективность данного района по запасам нефти и дает основания утверждать, что вскрыта самостоятельная залежь.

По результатам геофизических исследований выделено 66,5 м нефтенасыщенных коллекторов. В настоящее время скважина работает фонтанным способом и выходит на режим с расчетным дебитом 70 т безводной нефти в сутки. Это достаточно высокий показатель для белорусских месторождений.

Журналу «Энергетическая стратегия» вручен диплом победителя и ценный приз

11 июня в г. Минске Председатель Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ Е.С. Мишук в торжественной обстановке вручил журналу «Энергетическая стратегия» диплом и ценный приз за победу в конкурсе на лучшее печатное издание СНГ в области энергетики, посвященном 20-летию Электроэнергетического Совета СНГ. В мероприятии приняли участие заместитель Министра энергетики Республики Беларусь – председатель редколлегии журнала Ю.В. Рымашевский, первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго» А.В. Сивак, руководители структурных подразделений ГПО «Белэнерго», члены редколлегии журнала и коллектив редакции.

В приветственном слове Е.С. Мишук отметил, что в конкурсе, который вызвал большой интерес среди изданий стран СНГ, приняли участие газеты, журналы, книги, корпоративные СМИ, освещающие вопросы электроэнергетики. По основным критериям оценки, среди которых одним из важнейших было освещение интеграционных процессов в области электроэнергетики стран Содружества, журнал «Энергетическая стратегия» оказался бесспорным лидером. Вручая диплом победителя, Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ пожелал коллективу редакции дальнейших творческих свершений и побед, а также выразил готовность сотрудничать с изданием в вопросах освещения развития взаимодействия стран СНГ в энергетической сфере. С характеристикой деятельности журнала выступили А.В. Сивак и Ю.В. Рымашевский.

В свою очередь, главный редактор журнала «Энергетическая стратегия» Н.В. Федосеенко поблагодарила организаторов конкурса и лично Е.С. Мишука за высокую оценку и подчеркнула, что победа в этом конкурсе, особенно в преддверии пятилетия журнала, является значимым событием для издания. Особо главный редактор отметила организационную и информационную поддержку со стороны Министерства энергетики и ГПО «Белэнерго» на всех этапах становления и развития журнала и заверила, что редакция и в дальнейшем намерена широко и всесторонне освещать на страницах журнала энергетическую политику республики, деятельность отрасли по решению важнейших задач развития электроэнергетики и Электроэнергетического Совета СНГ по координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества.



БЕЛОРУССКАЯ АЭС – САМЫЙ МАСШТАБНЫЙ ПРОЕКТ БЕЛАРУСИ И РОССИИ

Самый масштабный белорусско-российский проект стал темой отдельного разговора в ходе официального визита в Беларусь президента России Владимира Путина. В совместном заявлении по итогам переговоров в Минске президенты Беларуси и России отметили высокий уровень взаимодействия в реализации передового по уровню безопасности проекта строительства АЭС в Беларуси и подтвердили готовность развивать эффективное сотрудничество в целях обеспечения глобальной ядерной безопасности.

31 мая Беларусь и Россия парафировали генеральный контракт на строительство белорусской АЭС. В настоящее время завершается согласование экономических моментов.

На Островецкой площадке уже начались работы по созданию котлована под фундамент будущей АЭС. Глубина котлована, который предстоит вырыть, составит около 13 м. Одновременно ведутся работы по возведению инфраструктуры для атомной электростанции. В настоящее время в строительстве АЭС задействованы около 400 человек, более 50 самосвалов и 20 экскаваторов. Возводится офисное здание. Из 9,5 тыс. необходимых для покрытия дорог плит уложено уже 1 тыс. В работах активно участвуют белорусские организации. Количество рабочих, вовлеченных в строительство, к концу следующего года должно увеличиться до 2,6 тыс. человек. Строители обещают, что здание и характерный для АЭС купол вырастут на Островецкой площадке уже в 2015 году.

Сооружение АЭС в Беларуси позволит белорусской промышленности в значительной степени реализовать свой потенциал. С учетом строительства инфраструктуры и целого городка рядом с будущей АЭС белорусскими предприятиями может быть освоено порядка половины общего объема контракта, который составляет около \$ 10 млрд. Кроме того, как правило, одно рабочее место на АЭС позволяет создать примерно 10–15 рабочих мест в смежных отраслях промышленности.

Российские реакторы, по мнению специалистов, относятся к наиболее безопасным. Недавно в Госкорпорации «Росатом» был проведен стресс-тест для проекта белорусской АЭС с моделированием событий на японской атомной станции «Фукусима-1». В ходе испытаний проект сохранил прочность при мощных подземных толчках, выстоял при цунами, а купол энергоблока выдержал падение самолета.

«Российские реакторы относятся к поколению «три плюс», которое сочетает в себе активные и пассивные системы безопасности, способные работать и без участия человека, без воды, внешних источников электроснабжения, абсолютно готовые к тому, чтобы работать в постфукусимских условиях».

Кирилл Комаров, заместитель генерального директора по развитию и международному бизнесу Госкорпорации «Росатом»

В настоящее время в мире уделяют повышенное внимание безопасности строящихся АЭС в связи с аварией на АЭС «Фукусима-1». Оказался востребованным опыт нашей страны в изучении и преодолении последствий катастрофы на Чернобыльской АЭС. На 59-й сессии Научного комитета Организации Объединенных Наций по действию атомной радиации (НКДАР), которая состоялась 21–25 мая 2012 года, Беларусь впервые принимала участие в качестве государства-члена.

«Я хорошо оцениваю ход работ с нашими белорусскими партнерами. Подготовительные работы, строительство городка, инфраструктуры идут очень хорошим темпом. Я бы сказал очень позитивные слова в адрес белорусских строителей, которые ведут эту работу. Очень качественно, очень квалифицированно».

Сергей Кириенко, генеральный директор Госкорпорации «Росатом»

Взаимодействие с Комитетом позволит Беларуси учесть все нюансы при составлении необходимых документов в связи со строительством атомной электростанции. Сейчас ведется подготовка новой редакции внешнего аварийного плана, направленного на защиту жизни и здоровья граждан, охрану окружающей среды и защиту имущества в случае радиационной аварии, предусмотренного законом «Об использовании атомной энергии», и в связи с новыми нормами МАГАТЭ. Документом предусматривается порядок реагирования на различные радиационные угрозы. Новая редакция документа, вероятнее всего, будет принята ближе к 2015 году.

Своеобразным информационным центром по развитию ядерной энергетики стала для белорусов экспозиция курсировавшего некоторое время по Белорусской железной дороге «Поезда инноваций» Российской железной дороги. В его выставочных вагонах демонстрировались экспозиции участников проекта – Госкорпорации «Росатом», ОАО «Российские железные дороги», ОАО «Роснано» и компании «Филипс».

Экспозиция стратегического партнера Беларуси в строительстве АЭС Госкорпорации «Росатом» познакомила посетителей с происхождением радиации, ее природными источниками, степенью их воздействия на человека, системами безопасности реакторов ВВЭР поколения «три плюс».

В целях пропаганды и агитации развития мирного атома планируется создание в Минске информационного центра по атомной энергии, представляющего собой современный мультимедийный кинотеатр, сочетающий панорамную 3D-проекцию, компьютерную графику и другие современные технологии, благодаря которым создается эффект погружения зрителя в мир атомной энергетики.

Подготовлено по материалам Минэнерго, информгентств, собственных корреспондентов

НА ГРОДНЕНСКУЮ ТЭЦ-2 ДОСТАВЛЕНО ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ГТУ

Строительство газотурбинной установки мощностью 121,7 МВт на Гродненской ТЭЦ-2 предусмотрено Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года. В сентябре 2009 года между РУП «Гродноэнерго» и индийской компанией Bharat Heavy Electricals Limited (BHEL) был подписан контракт на поставку и шефмонтаж оборудования для Гродненской ТЭЦ-2. Реализация проекта позволит увеличить общую мощность станции со 180,75 до 302,45 МВт и сэкономить около 100 тыс. т у.т. в год.

Гродненская ТЭЦ-2 введена в эксплуатацию в 1970 году и является крупнейшим генерирующим энергетическим объектом в Гродненской области. Производимая станцией электроэнергия поступает в Белорусскую энергосистему, около половины вырабатываемой тепловой энергии направляется потребителям города, остальная часть передается на крупнейшее предприятие региона – ОАО «Гродно Азот».

Основные фонды Гродненской ТЭЦ-2, построенной еще в советские времена, к началу века уже нуждались в обновлении. За последние несколько лет на станции в этом направлении была проделана большая работа: реконструированы котлы БКЗ-320-140ГМ ст. № 1–3, турбоагрегат ПТ-60-130/13 ст. № 1 с организацией нерегулируемого отбора пара 2,7 МПа и увеличением мощности на 10 МВт, установлен ряд регулируемых электроприводов и гидромуфт на механизмах собственных нужд. Вместе с тем станция нуждалась в более масштабной модернизации, которую предполагалось достигнуть с помощью реконструкции Гродненской ТЭЦ-2 с установкой ГТУ мощностью 121,7 МВт.

В июле 2007 года РУП «БЕЛТЭИ» было разработано обоснование инвестиций на реконструкцию Гродненской ТЭЦ-2 с установкой ГТУ, в мае 2009 года специалисты РУП «Белнипиэнергопром» подготовили соответствующий архитектурный проект.

По результатам торгов, проведенных в 2009 году, поставщиком основного оборудования – газовой турбины, котла-утилизатора, дожимной компрессорной станции и системы управления и контроля (АСУ ТП) – определена индийская компания BHEL, которая является производителем основной части оборудования. Для финансирования инвестиционного проекта Экспортно-импортный банк Индии предоставил РУП «Гродноэнерго» кредит под гарантии Правительства Республики Беларусь, и уже в августе 2010 года началось изготовление оборудования для реконструкции Гродненской ТЭЦ-2.

В связи с жесткими сроками реализации проекта специалисты РУП «Гродноэнерго» сразу после подписания контракта с поставщиком начали активную работу с проектным институтом «Белнипиэнергопром» по подготовительному этапу проектирования. Первым делом необходимо было расширить здание главного корпуса, что в дальнейшем значительно облегчит работу монтажникам, так как позволит использовать мостовые краны и производить монтаж при любых погодных условиях.

Генподрядчиком строительства было определено ОАО «Строительно-монтажный трест № 30», и в августе 2010 года предприятие приступило к реализации проекта. К концу года были выполнены фундаменты под основание котла-утилизатора и дымовой трубы, а также металлоконструкции главного корпуса. В январе 2011-го начались монтаж и установка колонн под расширение главного корпуса. В это же время на Гродненскую ТЭЦ-2 прибыл первый груз из Индии – анкерные болты и закладные детали фундаментов под основное оборудование.

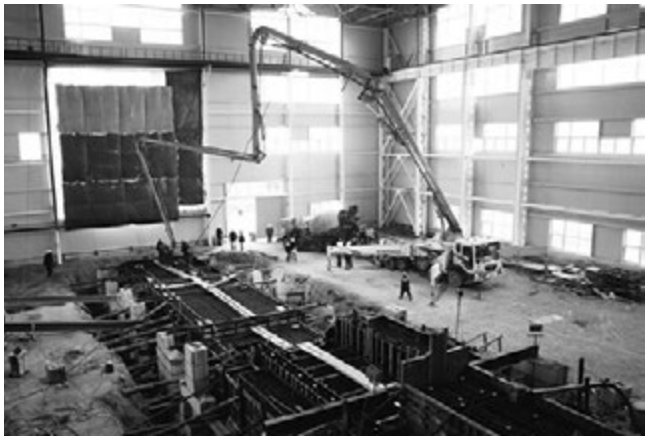
В ходе реализации проекта приходилось решать ряд различных вопросов. Определенные проблемы возникли на стадии проектирования, так как подходы у наших и индийских специалистов во многом отличаются – в первую очередь в связи с различиями в нормативно-технических документах двух стран.

Важной задачей являлась «привязка» оборудования к объекту с учетом существующих в республике норм и правил проектирования по промышленной и пожарной безопасности. Именно в этих вопросах обнаружилась нестыковка. Дело в том, что все оборудование, поставляемое BHEL, проектируется по американским стандартам, которые принципиально отличаются от наших. Значительные сложности создавал и языковой барьер.

Как известно, успешная реализация любого проекта зависит от четко и своевременно поставленных основных целей и задач. Еще в самом начале организации работ на объекте был составлен перечень вопросов, ответы на



Первый вице-премьер Республики Беларусь В.И. Семашко посетил Гродненскую ТЭЦ-2



Закладка фундамента ГТУ



Стройплощадка ГТУ

которые необходимо было получить до ввода оборудования в эксплуатацию. В первую очередь требовались подробные сведения о характеристиках оборудования, условиях его монтажа и последующей эксплуатации. При этом важно было иметь информацию не только о газовой турбине, электрогенераторе и котле-утилизаторе, но и обо всех вспомогательных элементах, таких как генераторный выключатель, запорная и регулирующая арматура, трубопроводы, системы управления и т.д.

Благодаря постоянной связи – ежедневной переписке по электронной почте, переговорам в Индии и Гродно – эти и широкий круг других вопросов, возникающих в ходе реконструкции станции, решаются оперативно.

Важным фактором слаженной работы индийских и белорусских специалистов являются регулярные совместные совещания и встречи. Первая такая встреча состоялась 9–12 августа 2010 года. С рабочим визитом в РУП «Гродноэнерго» прибыла индийская делегация в составе шести человек – представителей компании BHEL. Среди них были специалисты по различным направлениям деятельности, владеющие вопросами монтажа и эксплуатации газовой турбины, котла-утилизатора, электрооборудования, АСУ, строительства зданий для энергообъектов. С нашей стороны на встрече-совещании присутствовали специалисты РУП «Гродноэнерго», Гродненской ТЭЦ-2, РУП «Белнипиэнергопром», ОАО «Центроэнергомонтж» и др.

Неоднократно на заводы компании BHEL выезжали руководители РУП «Гродноэнерго» и Гродненской ТЭЦ-2 для ознакомления с производственным процессом, изучения оборудования, участия в его испытаниях, решения назревших задач. Так, рассматривались вопросы о сооружении станции подготовки газа, размещении и привязке к плану главного корпуса практически всего вспомогательного оборудования, газовой турбины и генератора.

С 16 по 23 августа 2011 года в Индии в г. Хайдарабаде находилась делегация гродненских энергетиков. На заводе компании BHEL были проведены ходовые испытания турбогенератора TARI 1080-36P, который будет установлен на Гродненской ТЭЦ-2. Испытания проводились на стенде в соответствии с программами завода-изготовителя. Во время выполнения работ наш персонал ознакомился с организацией производства генераторов BHEL.

Данный тип генераторов выпускается индийской компанией BHEL совместно с фирмой Siemens с 1990 года. Для изготовления генератора используются комплектующие и материалы высокого качества: материал для ротора поставляет Украина, бандажные кольца – всемирно известная компания Siemens. Стендовое испытательное оборудование – чешского производства. Измерительное оборудование – современное, компьютеризованное и, как правило, произведенное английскими, американскими или немецкими компаниями. В настоящее время генератор, предназначенный для гродненской станции, испытан и отправлен в Республику Беларусь.

В ноябре 2011 года был выполнен один из самых ответственных этапов реализации проекта: подрядчиком строительства СУ-151 была организована и произведена заливка фундамента под газовую турбину. 54 т армирования, 900 м³ бетона, 180 рейсов восьми автобетоновозов и 25 часов непрерывной работы специалистов и рабочих понадобилось для выполнения всех требований, которые необходимо было учесть при сооружении фундамента. Технический контроль за непрерывностью процесса заливки круглосуточно осуществляли специалисты отдела капстроительства РУП «Гродноэнерго».

В декабре 2011 года Гродненскую ТЭЦ-2 посетила делегация BHEL. Был подписан протокол, в котором отражены совместные решения по условиям доставки оборудования, а также по организации его монтажа и шефмонтажа.

На сегодняшний день строительство расширяемой части главного корпуса закончено, возводится здание для дожимной компрессорной станции.

Последние два месяца активно шла поставка оборудования для ГТУ. Так, в мае на станцию поступили дожимной компрессор, дымовая труба, элементы котла-утилизатора, отдельное вспомогательное оборудование турбины, а в июне на площадку доставлены сама турбина и генератор.

В результате реализации проекта увеличение выработки электрической энергии составит порядка 800 млн кВт·ч в год при неизменном отпуске тепла. Это, в свою очередь, позволит снизить удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии на 6–7 г/кВт·ч.

А.Н. ДОРОФЕЙЧИК,
заслуженный энергетик СНГ,
почетный энергетик Республики Беларусь

РАЗВИВАЯ ТРАДИЦИИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ СНГ

Основные направления деятельности Электроэнергетического Совета СНГ в 2011 году

За 20 лет своего существования Электроэнергетический Совет СНГ (ЭЭС СНГ) внес значительный вклад в развитие межгосударственных отношений в области электроэнергетики стран – участниц СНГ. В своей деятельности Совет руководствуется основной целью – проведение скоординированных и согласованных действий, направленных на обеспечение устойчивого и надежного электроснабжения экономики населения стран Содружества на основе эффективного функционирования объединения электроэнергетических систем государств – участников СНГ. Это направление оставалось приоритетным и в прошедшем году.

Актуальные аспекты деятельности ЭЭС СНГ в 2011 году

Деятельность Электроэнергетического Совета СНГ, Исполнительного комитета СНГ и других рабочих органов Совета в 2011 году осуществлялась в условиях устойчивого снабжения экономики и населения государств – участников СНГ электрической и тепловой энергией национальными электроэнергетическими системами государств Содружества.

За прошлый год производство электроэнергии в целом по СНГ составило 1 484 917,8 млн кВт·ч, что на 2,2 % выше показателя 2010 года, потребление электроэнергии – 1 460 106,0 млн кВт·ч, что на 1,9 % больше, чем в 2010 году. Экспорт электроэнергии достиг значения 34 054,1 млн кВт·ч, импорт – 12 937,7 млн кВт·ч. Установленная мощность электростанций государств Содружества составила 338 427,8 МВт.

В течение 2011 года в составе объединения энергосистем государств Содружества в синхронном параллельном режиме работали энергосистемы Азербайджанской Республики, Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Узбекистан и Украины.

В 2011 году работа Электроэнергетического Совета СНГ и Исполнительного комитета велась в соответствии с направлениями,

предусмотренными следующими нормативными правовыми актами:

- Стратегией взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики на период до 2020 года, утвержденной Решением ЭЭС СНГ от 26 мая 2005 года;
- Концепцией дальнейшего развития Содружества Независимых Государств и Планом основных мероприятий по ее реализации, утвержденным Решением Совета глав государств СНГ от 5 октября 2007 года;
- Стратегией экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года, утвержденной Решением Совета глав правительств СНГ от 14 ноября 2008 года;
- Планом мероприятий по реализации первого этапа (2009–2011 годы) Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года, утвержденным Решением Совета глав правительств СНГ от 23 мая 2009 года;
- Концепцией сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики, утвержденной Решением Совета глав правительств СНГ от 20 ноября 2009 года, и Планом первоочередных мероприятий по реализации Концепции, утвержденным Решением Совета глав правительств СНГ от 21 мая 2010 года;



**Е.С. МИШУК, Председатель
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

- Планом мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2011 год, утвержденным Решением 38-го заседания ЭЭС СНГ от 15 октября 2010 года;
- Решениями 39 и 40-го заседаний ЭЭС СНГ.

Участники заседаний Электроэнергетического Совета СНГ, прошедших в 2011 году, рассмотрели наиболее актуальные на сегодняшний день вопросы развития электроэнергетической отрасли СНГ.

Так, на **39-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ**, которое состоялось 27 мая прошлого года в г. Алматы (Республика Казахстан), обсуждались итоги работы электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ в осенне-зимний период 2010/2011 года. Особое внимание было уделено вопросу восстановления параллельной работы Таджикской энергосистемы в составе Объединенной энергосистемы Центральной Азии. Кроме того, был утвержден ряд документов, среди которых:

- технический регламент «О безопасности электрических сетей»;
- типовое соглашение о порядке и условиях организации безопасного выполнения ремонтных работ на межгосударственных воздушных линиях электропередачи, связывающих параллельно работающие энергосистемы;
- порядок расчета и утверждения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран – участниц параллельной работы;
- состав и объем информации, подлежащей включению в Информационные бюллетени по аварийности и травматизму;
- план мероприятий Электроэнергетического Совета СНГ на 2012 год.

87 специалистам электроэнергетической отрасли Республики Беларусь, Республики Казахстан, Республики Таджикистан и Украины присвоено почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ» и вручены почетные грамоты Электроэнергетического Совета СНГ.

На 40-м заседании Электроэнергетического Совета СНГ 21 октября 2011 года в Москве была представлена информация руководителей органов управления электроэнергетикой государств – участников СНГ о ходе подготовки к работе национальных энергосистем в осенне-зимний период 2011/2012 года и о задачах по организации их взаимодействия. Органам управления электроэнергетикой государств – участников СНГ при параллельной работе энер-

госистем было рекомендовано обеспечивать безусловное соблюдение диспетчерской дисциплины, выполнять согласованные графики перебоев электроэнергии, а также оказывать соответствующую помощь в случае возникновения аварийных ситуаций на межгосударственных линиях электропередачи.

На 40-м заседании Совета были утверждены (одобрены) следующие документы:

- порядок определения межгосударственных сечений/сечений экспорта-импорта электроэнергии для общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ;
- новая редакция Стратегии (основных направлений) взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики;
- технический регламент «О безопасности гидротехнических сооружений электрических станций»;
- сводный отчет о мониторинге Дорожной карты по ключевым экологическим вопросам объединения электроэнергетических рынков ЕС и СНГ в государствах Содружества за 2009–2010 годы;
- структура Сборника нормативных правовых документов государств – участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики;
- рекомендуемая форма соглашения по организации обмена неоперативной технологической и статистической информацией,

используемой для обеспечения параллельной работы;

- отчет о деятельности Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств в 2007–2010 годах.

За значительный вклад в развитие интеграционных процессов в энергетике государств – участников Содружества Независимых Государств 66 специалистам электроэнергетической отрасли Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан, Украины, а также ряду других лиц по представлению Исполнительного комитета ЭЭС СНГ было присвоено почетное звание «Заслуженный энергетик СНГ».

Решением Электроэнергетического Совета СНГ сроком на один год продлены полномочия президента ЭЭС СНГ С.И. Шматко и вице-президента Совета Гула Шерали.

Кроме того, надо отметить, что в 2011 году были подведены итоги работы ЭЭС СНГ за предыдущие четыре года. Отчет о деятельности Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств в 2007–2010 годах был рассмотрен на заседании Экономического совета СНГ 9 декабря 2011 года, и его решением деятельность Электроэнергетического Совета СНГ за этот период была одобрена.

Формирование правового и единого информационного пространства в области электроэнергетики государств – участников СНГ

Одной из основных задач Электроэнергетического Совета СНГ является формирование правового пространства в области электроэнергетики государств – участников СНГ.

Разработка и взаимное согласование проектов новых нормативных правовых документов государств – участников СНГ, как правило, осуществляется на заседаниях рабочих советов, комиссий и групп, создаваемых Электроэнергетическим Советом СНГ по различным направлениям деятельности. Так, в 2011 году было проведено 12 заседаний Координационного совета по выполнению Стратегии взаимо-



действия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики, Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) и Рабочих групп. В ходе заседаний был одобрен и внесен на рассмотрение ряд нормативно-технических документов, утвержденных впоследствии ЭЭС СНГ.

9 декабря 2011 года Решением Экономического совета СНГ был одобрен один из важнейших для развития электроэнергетики СНГ нормативно-правовых документов – проект Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25 ноября 1998 года, разработанный в соответствии с Планом первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики в рамках Электроэнергетического Совета СНГ. Проект внесен на рассмотрение очередного заседания Совета глав правительств СНГ.

В 2011 году Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ активно велась работа по формированию единого информационного пространства в области электроэнергетики государств – участников СНГ. Были выпущены информационные бюллетени «Технологии электроэнергетики» (Трансформаторы. Парогазовые установки. Диспетчерские центры энергосистем стран СНГ. Технико-экономические показатели работы электроэнергетики европейских стран и государств – участников СНГ), ежегодный сборник «Электроэнергетика СНГ. 2000–2010», обзоры тарифов на электроэнергию, цен на топливо, аварийности и травматизма в энергосистемах стран СНГ и др.

Большое внимание уделяется работе интернет-портала ЭЭС СНГ как одной из важнейших составляющих единого информационного пространства. Здесь создан архив фото- и видеоматериалов, посвященных международным соревнованиям в профессиональном мастерстве персонала электроэнергетической отрасли СНГ, подго-



товлены обзоры сайтов российских и зарубежных энергокомпаний, размещена информация о событиях в электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ и мира. Кроме того, вниманию посетителей портала представлены переведенные на русский язык материалы ЕВРЭЛЕКТРИК.

В рамках реализации Плана мероприятий, посвященных 20-летию СНГ, Исполнительный комитет организовал подготовку и выпуск документального фильма «Электроэнергетика Содружества: 20 лет вместе», в котором показана роль Электроэнергетического Совета СНГ в обеспечении устойчивой и надежной параллельной работы энергетических систем государств Содружества, работа энергосистем государств – участников СНГ по бесперебойному обеспечению электроэнергией промышленных объектов и населения, а также освещены перспективы дальнейшей работы по укреплению и расширению партнерских связей энергосистем всех государств Содружества.

Демонстрация документальной ленты, которая состоялась 30 декабря 2011 года на МТРК «Мир» по спутнику «Орбита» во всех государствах Содружества, способствовала популяризации деятельности ЭЭС СНГ на постсоветском пространстве и повышению уровня информированности специалистов всех стран – участниц СНГ о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ.

Международная деятельность

Основными направлениями международной деятельности Электроэнергетического Совета СНГ в 2011 году были сотрудничество с Европейским союзом электроэнергетической промышленности (ЕВР-ЭЛЕКТРИК), участие в процессе Энергетической Хартии и изучение возможных путей интеграционного сближения государств Содружества в сфере электроэнергетики.

В 2011 году продолжалось сотрудничество Электроэнергетического Совета СНГ с Европейской экономической комиссией ООН (ЕЭК ООН) в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики. Так, 23 марта в Москве состоялось заседание круглого стола «Возобновляемая энергетика и эффективное использование энергетических ресурсов – потенциал и перспективы инновационного сотрудничества государств Содружества», организованного Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ с участием руководителя отдела устойчивой энергетики ЕЭК ООН А.В. Шашина. Секретариатом ЕЭК ООН совместно с Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ подготовлен проект Меморандума о взаимопонимании между ЭЭС СНГ и ЕЭК ООН, который был внесен на обсуждение совместного заседания Рабочей группы ЭЭС СНГ по охране окружающей среды и Секции по энергоэффективности и возобновляемой энергетике, а также 40-го заседания ЭЭС СНГ.



Участники заседания обсудили опыт стран Содружества по нормативно-правовому регулированию развития возобновляемых источников энергии и эффективному использованию энергетических ресурсов; опыт и перспективы реализации проектов в области ВИЭ и эффективного использования энергетических ресурсов, в том числе с участием международных организаций, а также научно-технические, экологические и образовательные аспекты использования ВИЭ и энергоэффективности.

С 18 по 22 апреля 2011 года в Москве прошел 6-й Международный электроэнергетический семинар «Актуальные вопросы обеспечения надежности, безопасности и эффективности функционирования энергосистем, линий электропередачи и оборудования подстанций», организованный Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ совместно с Петербургским энергетическим институтом повышения квалификации при поддержке ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «ИНТЕРРАО ЕЭС» и Казахстанской Электроэнергетической Ассоциации.

Особое внимание Исполнительный комитет ЭЭС СНГ уделяет организации международных соревнований в профессиональном мастерстве персонала электроэнергетической отрасли стран СНГ. Подобные мероприятия проводятся ежегодно с 2004 года. В рамках соревнований, как правило, обсуждаются вопросы совместной подготовки, переподготовки и повышения квалификации кадров в отрасли, кадрового обмена и взаимной ста-

жировки специалистов, повышения эффективности функционирования общего информационного энергетического пространства государств – участников СНГ. Также проводятся отраслевые выставки по тематике соревнований с привлечением национальных фирм – разработчиков нового оборудования, технологий обслуживания и ремонта электроустановок и средств обеспечения безопасности.

В сентябре прошлого года на учебно-тренировочном полигоне ОАО «Холдинг МРСК» – ОАО «МРСК Волги» в г. Пензе состоялись 8-е Международные соревнования бригад по обслуживанию линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше национальных энергосистем государств – участников СНГ. В настоящее время идет подготовка к 9-м Международным соревнованиям бригад по обслуживанию высоковольтных линий электропередачи, которые намечено провести в сентябре текущего года на учебно-испытательном полигоне «Винницаэлектротехнология» НЭК «Укрэнерго».

Проведение соревнований международного уровня служит мощным фактором укрепления интеграционных процессов между государствами Содружества, а также ужесточения требований к профессиональному мастерству специалистов национальных энергосистем.

Обмен опытом в сфере технической деятельности

В 2011 году Исполнительным комитетом внедрена практика прове-

дения научно-практических семинаров по основным направлениям технической деятельности в электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ. Первым мероприятием этого направления стал научно-практический семинар «Опыт внедрения и эксплуатации парогазовых энергетических установок в электроэнергетике государств – участников СНГ», проведенный 15 декабря 2011 года на ТЭЦ № 26 ОАО «Мосэнерго». В нем приняли участие представители органов управления электроэнергетикой стран СНГ, электроэнергетических организаций и компаний Республики Беларусь, Республики Молдова, Российской Федерации, Республики Узбекистан, Украины, работники Исполнительного комитета ЭЭС СНГ. Они обменялись опытом внедрения и эксплуатации парогазовых установок в государствах СНГ, ознакомились с работами головной научной организации в области разработки и внедрения теплоэнергетического оборудования ОАО «ВТИ» по научно-техническому сопровождению ввода в эксплуатацию и обеспечения надежной и экономичной работы ПГУ и ГТУ, посетили ТЭЦ-26, где в 2011 году был запущен самый современный энергоблок ПГУ-420 с газовой турбиной GT-26 производства фирмы Alstom.

Практика показала целесообразность организации подобных мероприятий на постоянной основе, и уже 12 апреля 2012 года в центре тренажерной подготовки ОАО «ФСК ЕЭС» был проведен второй научно-практический семинар «Опыт эксплуатации электроэнергетического оборудования высоковольтных подстанций государств – участников СНГ». На семинаре была представлена презентация деятельности ОАО «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы» и Магистральных электрических сетей Центра – Филиала ОАО «ФСК ЕЭС». Кроме того, участники семинара поделились опытом эксплуатации высоковольтного оборудования, в том числе современного, внедряемого на объектах электроэнергетики в последние годы (элегазовые вы-

ключатели, КРУЭ, высоковольтные вводы с литой изоляцией и т.д.).

По итогам 4-го заседания Рабочей группы по надежности работы оборудования и охране труда, состоявшегося 13 апреля 2012 года, его участники подтвердили целесообразность подобных научно-практических семинаров и рекомендовали Исполнительному комитету ЭЭС СНГ совмещать их проведение с заседаниями Рабочей группы по надежности работы оборудования и охране труда.

Значимым событием стала XXIV Международная молодежная научно-техническая конференция «Инновации в энергетике», прошедшая 5–9 сентября 2011 года в подмосковном пансионате «Звенигородский» Российской академии наук. Мероприятие было организовано Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ совместно с Ассоциацией «Гидропроект» и приурочено к двум знаменательным датам: 20-летию образования Электроэнергетического Совета СНГ и 100-летию со дня рождения П.С. Непорожного.

На заседаниях секций конференции представители национальных энергосистем государств Содружества обсудили такие темы, как инженерные изыскания в энергетическом строительстве; гидротехнические сооружения; технологическое оборудование; электрические станции и сети, а также водохозяйственные и энергоэкономические проблемы, вопросы охраны окружающей среды и др.

В рамках форума проводился конкурс на лучшие разработки. Участники, занявшие призовые места по каждой секции, были награждены памятными подарками и грамотами Исполнительного комитета ЭЭС СНГ.

Основные задачи ЭЭС СНГ на 2012 год

Основными задачами Электроэнергетического Совета СНГ на 2012 год является подготовка и координация рассмотрения проектов нормативных правовых документов в уставных и исполнительных органах СНГ; проектов Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ от 25



ноября 1998 года и Протокола о внесении изменений в Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года, а также ежегодной информации о выполнении Плана первоочередных мероприятий по реализации Концепции сотрудничества государств – участников СНГ в сфере энергетики.

Кроме того, ЭЭС СНГ планирует продолжить работу по реализации Программы разработки технических регламентов в области электроэнергетики в целях обеспечения надежной параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ, а именно проекта межгосударственного стандарта «Организация работы с персоналом электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ» и соответствующего проекта межправительственного соглашения.

Также предполагается подготовить краткий совместный отчет ЕВР-ЭЛЕКТРИК и Электроэнергетического Совета СНГ за 2009–2011 годы по направлениям, представляющим взаимный интерес в сферах экологии, изменения климата, энергоэффективности и развития возобновляемой энергетики.

Мы рассчитываем, что в 2012 году выйдет в свет Сборник нормативных правовых документов государств – участников СНГ в области энергоэффективности и возобновляемой энергетики, подготовку которого обеспечивают сотрудники Электро-

энергетического Совета. Будет продолжено также развитие нормативно-творческой деятельности, в частности предполагается завершить разработку нормативно-технических документов в области метрологии в соответствии с Планом работы Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ на 2011–2012 годы.

Важной вехой в деятельности ЭЭС СНГ станет подготовка проекта Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом Содружества Независимых Государств и Европейской экономической комиссией ООН.

Мы будем продолжать сотрудничество с международными электроэнергетическими организациями. Ярким событием для электроэнергетиков СНГ станут традиционно проводимые Международные соревнования в профессиональном мастерстве оперативно-ремонтного персонала энергосистем стран СНГ.

Кроме того, планируется проведение очередных 41 и 42-го заседаний Электроэнергетического Совета СНГ, заседаний Рабочих групп по основным направлениям деятельности Электроэнергетического Совета СНГ, Координационного совета по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств – участников СНГ в области электроэнергетики, Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и других органов, созданных по решению Электроэнергетического Совета СНГ.

ПРИОРИТЕТЫ И ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ БЕЛОРУССКОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Комментарии к Государственной программе развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года

Основные направления развития Белорусской энергосистемы сформулированы в Концепции энергетической безопасности, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 года № 433, Директиве Президента Республики Беларусь от 14 июня 2007 года № 3 «Экономия и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства», Стратегии развития энергетического потенциала Республики Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 9 августа 2010 года № 1180.

Предпосылки корректировки планов по развитию электроэнергетики

Реализация основополагающих документов по развитию топливно-энергетического комплекса страны, принятых Главой государства и Правительством, позволила в период 2006–2010 годы ввести в эксплуатацию более 450 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей, сэкономить по ГПО «Белэнерго» около 1,6 млн т у.т., заместить около 760 тыс. т у.т. импортируемого топлива, снизить износ основных производственных фондов в целом по энергосистеме с 60,7 до 48 %. Введение за этот период в ГПО «Белэнерго» семи энергоисточников, работающих на местных видах топлива, увеличило использование местных топливно-энергетических ресурсов в энергосистеме в 5,5 раза, при этом эффект от замещения природного газа местными видами топлива составил порядка \$ 24 млн. По стране использование местных ТЭР и возобновляемой энергии составило 20,6 % в балансе котельно-печного топлива.

В настоящее время развитие Белорусской энергосистемы осуществляется в соответствии со Стратегией развития энергетического потенциала Республики Беларусь, разработанной на 2011–2012 годы и на период до 2020 года.

Однако реальная ситуация в мире, и в особенности в части изменения цен на энергоносители, требует

корректировки отдельных подходов к развитию объектов энергосистемы. В частности, в 2007 году, когда рассматривался вопрос о строительстве Зельвенской КЭС на угле, стоимость этого полезного ископаемого составляла \$ 70 за 1 т у.т., а к 2011 году эта величина возросла до \$ 124, что предопределяет нецелесообразность строительства такой электростанции до 2016 года. Кроме того, необходимо учитывать и реальное состояние технико-экономических показателей, характеризующих работу Белорусской энергосистемы.

Общепринятым критерием эффективности работы энергосистемы является удельный расход топлива на отпуск электрической энергии. Если оценивать эффективность работы Белорусской энергосистемы по средневзвешенной величине этого показателя в сравнении с зарубежными данными, то можно сделать вывод об относительно благоприятном его состоянии. В частности, в Белорусской энергосистеме в 2004 году удельный расход составлял 276,4 г у.т./кВт·ч, в то время как средняя его величина по 22 государствам Европы достигала 322,4 г у.т./кВт·ч, в том числе в Германии – 288,5; Дании – 299,4; Бельгии – 343,4; Польше – 443,9; Великобритании – 243,7; Италии – 326,1, Латвии – 300,9 (более поздние данные по Европе отсутствуют, но с учетом малоизменившейся структуры генерирующих мощно-



А.Ф. МОЛОЧКО,
заведующий отделом
общей энергетики
РУП «БЕЛТЭИ»



Ф.И. МОЛОЧКО, к.т.н.,
главный специалист отдела
общей энергетики
РУП «БЕЛТЭИ»

стей можно с высокой долей вероятности считать, что соотношение остается на прежнем уровне).

Однако если рассматривать новые технологии производства электроэнергии на конденсационных электростанциях (КЭС), где КПД достигает 65 %, то основной объем аналогичных генерирующих мощностей Белорусской энергосистемы (Лукомльская и Березовская ГРЭС, Минская ТЭЦ-5) с КПД



в благоприятных режимах на уровне 40 % далек от совершенства по моральному уровню, а по физическому состоянию приближается к предельному сроку службы основного оборудования (Лукомльская ГРЭС и половина энергоблоков Березовской ГРЭС). Аналогичная ситуация складывается на ряде ТЭЦ, а также в электрических и тепловых сетях.

Не менее важным и, пожалуй, одним из основных для характеристики энергосистемы является показатель надежности работы всего комплекса – от производства до транспорта и распределения электроэнергии, так как в случае возникновения аварийных ситуаций ущерб для отраслей экономики может существенно превысить затраты на обеспечение требуемой надежности. В частности, в случае ограничения поставок электроэнергии средневзвешенный ущерб от недопроизводства ВВП в 2010 году оценивался величиной 146 центов/кВт·ч, что многократно выше себестоимости производства электроэнергии в энергосистеме. Показатель надежности в основном зависит от физического состояния оборудования, при этом определяется не средневзвешенной величиной, а уровнем надежности самого слабого звена во всем комплексе.

Помимо этого, существенное влияние на состояние отрасли оказывает ряд факторов общего плана.

Не соответствует экономическим интересам производителей энергии существующая тарифная политика, вследствие чего энергосистема не в состоянии без дотаций из бюджета обеспечить покрытие расходов за счет собственных доходов. Кроме того, наличие перекрестного субсидирования существенно ослабляет стимулирующие факторы экономии энергоносителей для многих льготных категорий потребителей и населения.

Существующая система управления без преобразований не может быть адаптирована к рыночным условиям, так как отсутствие экономической самостоятельности отдельных хозяйствующих субъектов не стимулирует их к снижению затрат на всех стадиях производства, транспорта и потребления энергоносителей.

Инновационное развитие отрасли ориентировано в основном на использование иностранных передовых технологий и оборудования, что ограничивает развитие в республике научно-технического прогресса и внедрение отечественных разработок.

Эти и другие негативные факторы обусловили необходимость разработки Государственной программы развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года (в дальнейшем – Госпрограмма), которая утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь 29 февраля 2012 года № 194.

Развитие генерирующих мощностей и техническое перевооружение

В Госпрограмме основное внимание уделено самому важному звену в энергосистеме – развитию генерирующих мощностей, за счет чего имеется реальная возможность до 2016 года существенно снизить удельный расход топлива и, как следствие, себестоимость производства электроэнергии.

В соответствии с данной Госпрограммой до 2016 года подлежит выводу из эксплуатации 1820 МВт устаревших мощностей, в том числе:

- на Лукомльской ГРЭС – 900 МВт;
- на Березовской ГРЭС – 470 МВт;
- на Минской ТЭЦ-3 – 100 МВт;
- на Новополоцкой ТЭЦ – 100 МВт;
- на других электростанциях – 250 МВт.

Целесообразность и возможность использования этих мощностей в резерве следует определить на стадии вывода их из эксплуатации.

Согласно Госпрограмме до 2016 года должно быть введено в эксплуатацию 2241 МВт новых высокоэффективных электрических мощностей (с учетом реализованных проектов в 2011 году), в том числе парогазовые энергоблоки единичной мощностью 400 МВт на Лукомльской ГРЭС, Березовской ГРЭС, Минской ТЭЦ-5.

Важным моментом для определения структуры генерирующих мощностей до 2016 года является необходимость обеспечить требуемые резервы с учетом прогнозных режимов работы энергосистемы в условии создания и эксплуатации АЭС, ввод первого блока которой планируется в 2017 году. Для этой цели предусматривается использовать выводимые из постоянной эксплуатации блоки Лукомльской и Березовской ГРЭС, которые возможно в течение года использовать непродолжительное время, что не окажет существенного влияния на общую эффективность работы энергосистемы и в то же время не потребует значительных дополнительных инвестиций на создание новых резервных мощностей.

В части развития ТЭЦ ГПО «Белэнерго» следует обратить внимание на то, что на всех действующих теплоэлектроцентралях вследствие

проведения интенсивной энерго-сберегающей политики в отрасли экономики и социальной сфере, а также развития локальных энергоисточников не прогнозируется увеличение тепловых нагрузок, и в этой связи предусматривается только замена физически изношенного оборудования (Минская ТЭЦ-3, Гродненская ТЭЦ-2, Бобруйская ТЭЦ-2, Мозырская ТЭЦ), а для ТЭЦ, где тепловые нагрузки снижаются (Новополоцкая ТЭЦ) – частичный демонтаж устаревших турбоагрегатов.

Под существующие тепловые нагрузки предусматривается сооружение новых мощностей на Брестской ТЭЦ-2, РК-3 в г. Борисове, РК-3 в г. Могилеве, Гомельской ТЭЦ-1, Могилевской ТЭЦ-1. Менее масштабными, чем ранее намечалось, стали планы по созданию ГЭС. Согласно Госпрограмме планируется ввести в эксплуатацию ряд гидроэлектростанций суммарной мощностью 41,2 МВт, в том числе Гродненскую ГЭС (17 МВт), Полоцкую ГЭС (21 МВт) и прочие ГЭС (3,2 МВт). Параллельно с объектами ГПО «Белэнерго» предполагается ввод относительно больших объемов мощностей на локальных источниках – 244,8 МВт.

В электрических сетях помимо замены устаревшего оборудования и развития интеллектуальных систем управления намечается перевод сетей напряжением 220 кВ на напряжение 330 и 110 кВ, 35 кВ на 110 кВ, строительство и реконструкция сетей 0,4–10 кВ не менее 1500 км. Планируется, что потери электроэнергии сократятся на два процентных пункта к уровню 2010 года.

В рамках развития трансграничных проектов при наличии заинтересованности с польской стороны предусматриваются строительство ЛЭП напряжением 400 кВ и вставки постоянного тока мощностью 500 МВт.

В тепловых сетях предполагается ежегодно проводить замену 100–120 км трубопроводов в системах ГПО «Белэнерго» и 550–600 км – в системе жилищно-коммунального хозяйства на базе преимущественного использования предварительно изолированных труб, с оснащением зданий индивидуальными тепловыми пунктами по независимой

Основные объекты, планируемые ГПО «Белэнерго» к реализации с использованием местных и возобновляемых видов топлива до 2016 года

Объекты, мероприятие	Сроки ввода	Вводимая мощность, МВт	Замещение газа, тыс. т у.т.
Гродненская ГЭС	2012	17	21
Полоцкая ГЭС	2015	21	28
Мини-ТЭЦ на МВТ в г. Лунинец	2013	3	10,5
Мини-ТЭЦ на МВТ в г. Барань	2013	1,5	5,5
Мини-ТЭЦ на МВТ РК «Северная» в г. Витебске	2015	1,5	5,5
Мозырская ТЭЦ (котлоагрегат мощностью 200 т пара/ч)	2014	–	140
Итого		44	210,5

Прорабатывается вопрос строительства ветропарка мощностью 50 МВт

схеме, с развитием автоматизированных систем управления.

В прогнозируемом периоде предусмотрена поэтапная передача организациями Минжилкомхоза и облисполкомов из коммунальной в республиканскую собственность до 1000 км тепловых сетей, а потери в тепловых сетях, как и в электрических, снизить на два процентных пункта.

Реализация мероприятий по вводу генерирующих мощностей позволит за время действия Госпрограммы снизить удельный расход условного топлива на производство электроэнергии на 25–30 г у.т./кВт·ч (в прошлом периоде такого снижения удалось достигнуть за последние 30 лет), а общая экономия топлива за период реализации Госпрограммы достигнет 1265 тыс. т у.т.

Финансовое обеспечение

В условиях существующей тарифной политики, когда энергосистема является убыточной, наиболее острым является вопрос финансового обеспечения Госпрограммы, на реализацию которой требуется \$ 5,4 млрд, в том числе 3,9 – на капитальные вложения и 1,5 – на возврат инвестиционных кредитов. Энергосистема может инвестировать на выполнение ее мероприятий \$ 1,7 млрд собственных средств при условии своевременной реализации намеченных мероприятий по тарифам и цене

газа на уровне января 2012 года. Все остальные положения Госпрограммы предполагается выполнять за счет внешних и внутренних кредитов, республиканского бюджета и в незначительном объеме за счет прямых инвестиций. Из представленных данных следует, что финансовое обеспечение окажется одним из наиболее сложных вопросов в реализации Госпрограммы.

Тарифная политика

В тарифной политике предусматривается дальнейшая дифференциация тарифов по часам суток, параметрам, видам деятельности (производство, передача, распределение); отмена льготных тарифов; поэтапная ликвидация перекрестного субсидирования. При этом предполагается, что возмещение населением затрат на оказание услуг по энергообеспечению будет доведено до уровня не менее 60 % от их стоимости, в том числе по электроэнергии – до 100 %, по тепловой энергии – до 30 %.

С учетом того что в 2012 году уровень возмещения затрат населением по электрической энергии составляет только 28,3 %, а по тепловой – 15,1 %, к 2015 году тарифы на оба вида энергии возрастут в 3,6 и 2 раза соответственно. С учетом реализации намечаемых мероприятий тарифы для реального сектора экономики изменятся не-

значительно. Следует подчеркнуть, что реализация тарифной политики для населения будет взаимосвязана с реальными доходами.

Совершенствование системы управления энергосистемой

Основная сущность совершенствования системы управления энергосистемой состоит в разделении энергопроизводства по видам деятельности (производство, передача, распределение и продажа электрической и тепловой энергии) и формировании республиканского оптового рынка электроэнергии. На первом этапе (2013 год) предусматривается разработка правовой базы функционирования энергосистемы в новых экономических условиях и создание РУП «Высоковольтные электрические сети», на втором этапе (2014 год) – образование РУП «Белгенерация», на третьем этапе (начиная с 2015 года) – формирование оптового рынка электрической энергии и создание РУП «Оператор рынка».

Конечной целью совершенствования системы управления является переход на рыночные отношения, акционирование организаций и приватизация энергетических предприятий.

С учетом того что эффективность и целесообразность таких преобразований неочевидна, их реализацию следует осуществлять поэтапно, очень осторожно и на основании мониторинга эффективности уже реализованных преобразований.

Формирование законодательной базы

С учетом внедрения рыночных принципов хозяйствования требуется разработка законодательных актов, регулирующих взаимоотношения между субъектами электроэнергетики различной формы собственности и подчиненности, в том числе законов об электроэнергетике, теплоснабжении, а также разработка новых и корректировка действующих нормативных правовых актов функционирования Белорусской энергетической системы, устанавливающих порядок взаимоотношений между субъектами электроэнергетики в новых экономических условиях.

Следует также разработать и утвердить пакет нормативных правовых актов, определяющих основные условия и требования к безопасному развитию ядерной энергетики в Республике Беларусь, обращению с радиоактивными отходами и физической защите ядерно опасных объектов.

Научно-техническая политика

Стратегической целью научно-технической политики в электроэнергетике является создание устойчивой национальной системы развития технического прогресса, обеспечивающей в требуемом объеме все процессы производства, транспорта и использования электрической и тепловой энергии высоко-

коэффициентными отечественными технологиями и оборудованием на базе результатов фундаментальных и прикладных исследований отечественной и мировой науки.

Для достижения поставленной цели в Госпрограмме сформулировано более 20 конкретных научно-технических задач, однако большинство из них не включены в перечень научно-исследовательских работ Минэнерго на 2012 год и при таком отношении рискуют остаться нереализованными.

Настораживает и тот факт, что для выполнения Госпрограммы требуется разработка множества нормативных актов в части тарифной политики, системы управления, нормативно-правовой базы, научного обеспечения, механизма реализации Госпрограммы, по которым практически не ведется никакая работа. Отсутствует мониторинг хода реализации Госпрограммы. Не хочется быть пессимистом, но при такой организации многие положения Госпрограммы останутся только на бумаге.

Заключение

- Выполнение намеченных планов по вводу новых и модернизации действующих генерирующих мощностей, электрических и тепловых сетей позволит снизить удельный расход условного топлива на производство электроэнергии на 25–30 г/кВт·ч (что равнозначно снижению удельного расхода топлива, достигнутому за последние 30 лет), а общая экономия топлива за период реализации Госпрограммы составит 1265 тыс. т у.т.
- Одним из наиболее сложных вопросов в реализации Госпрограммы будет финансовое обеспечение предусмотренных ею мероприятий, что требует сосредоточения основного внимания на опережающем выполнении мероприятий тарифной политики.
- Наряду с контролем хода реализации Госпрограммы требуется обратить особое внимание на своевременную разработку технических нормативных материалов по всем направлениям и обеспечить выполнение научно-технических задач.
- Необходимо проводить постоянный мониторинг хода реализации Госпрограммы и при необходимости – ее своевременную корректировку.

Прогнозные показатели основных видов энергоносителей в структуре валового потребления ТЭР, %

Виды энергоносителей	Годы		
	2010 (факт)	2015	2020
Природный газ, в том числе в качестве сырья	63,5 8,4	56,2 8,3	37,3 7,7
Уголь	0,3	2,4	10,0
Ядерное топливо	–	–	11,4
Нефтепродукты	18,5	19,7	22,7
Местные виды энергоносителей без учета ВЭР	11,3	16,8	15,2
Прочие виды	6,4	4,9	3,4

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Развитие топливно-энергетического комплекса страны ориентировано на повышение эффективности использования всех видов энергоресурсов и снижение экологического воздействия энергоиспользующих объектов на окружающую среду. В перечне приоритетных направлений развития энергетики важное место принадлежит разработке и реализации энергосберегающих технологий на основе более совершенного оборудования с максимально возможным использованием вторичных энергоресурсов (ВЭР).

В соответствии с принятой классификацией к ВЭР относятся энергоносители, энергия которых не может быть использована непосредственно на оборудовании, где они образуются, но могут быть переданы для последующего использования другим потребителям. ВЭР подразделяются на горючие, тепловые и избыточного давления. В настоящей работе рассмотрены возможности повышения эффективности использования тепловых вторичных энергоресурсов (ТВЭР).

Определение потенциала ТВЭР и пути решения задач по максимальному их использованию

Состояние использования ТВЭР в энергетике можно существенно улучшить после определения их потенциала и разработки технических решений по применению (утилизации) на конкретных объектах сбросного тепла (тепловых отходов), а именно:

- уходящих газов паровых и водогрейных котлов;
- тепла циркуляционной воды для подогрева сетевой воды и сырой воды для ХВО;
- охлаждающей среды систем охлаждения оборудования: турбогенераторов, силовых трансформаторов, компрессоров, вращающихся механизмов, прочих установок и устройств;
- конденсата и замазученных вод мазутного хозяйства;
- продувочных и дренажных вод;

- паров вторичного вскипания;
- сбросного воздуха систем вентиляции главного корпуса, других производственных помещений;
- шлака (золы) твердых видов топлива.

Следует подчеркнуть, что при определении потенциала энергосбережения, основанного на применении всех видов ВЭР, необходим комплексный подход к анализу состояния энергоиспользования на рассматриваемых объектах. Выбор и обоснование энергосберегающих мероприятий должен осуществляться по единой методологии с использованием соответствующих нормативных документов.

В перечне работ по определению потенциала энергосбережения ВЭР важнейшее место принадлежит составлению и анализу энергобалансов как предприятия в целом, так и его структурных подразделений, отдельных агрегатов и установок.

Сведения о видах, параметрах, источниках ВЭР, их удельном выходе, доле и месте возможного использования, технических характеристиках утилизационного оборудования относятся к основным техническим и энергетическим характеристикам технологических процессов и оборудования.

Существует несколько путей решения задач по максимальному использованию ТВЭР:

- создание технологических процессов с минимальным их выходом;
- утилизация и вовлечение их в оборот непосредственно на пред-



И.И. СТРИХА, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»

приятию для замещения первичных энергоносителей;

- передача на другие близкорасположенные предприятия.

Работа по повышению эффективности энергоиспользования должна включать организационные мероприятия (совершенствование системы учета и нормирование ТЭР, контроль за внедрением энергосберегающих мероприятий, энергоменеджмент), а также технические мероприятия (модернизация и внедрение новых технологических процессов и оборудования, совершенствование режимов эксплуатации действующего оборудования).

Для определения потенциала энергосбережения на объектах с паровыми и водогрейными котлами необходимо провести обследование их технического состояния и условий эксплуатации. При этом в первую очередь следует обобщить сведения об эксплуатационных значениях избытков воздуха в уходящих газах и их температуре, а также о состоянии средств автоматического регулирования процессами горения топлива. Результаты эксплуатации котельных установок в энергетике и промыш-

ленности свидетельствуют о том, что у котлов средней и малой мощности потенциал энергосбережения относительно более высокий, чем у крупных энергетических котлов.

Техническая возможность и экономическая целесообразность использования тепловых вторичных энергоресурсов в значительной степени определяются длительностью цикла их поступления, температурным уровнем и количественной концентрированностью. При периодическом поступлении ТВЭР требуется разрабатывать и внедрять дополнительные технические решения по их аккумулированию и сохранению температурного состояния. Обычно предпочтение отдается ТВЭР с относительно высоким температурным уровнем в системах замкнутого теплоснабжения.

При решении вопроса по повышению эффективности использования ТВЭР в число первоочередных входят работы по оптимизации схем энергоснабжения и параметров теплоутилизационных установок. Необходимо реализовать возможности совершенствования и применения технологических процессов и оборудования, которые обеспечивают минимальное количество сбросов энергоносителей, для утилизации их тепла.

Эффективность систем утилизации теплоты уходящих газов котельных установок на действующих объектах зависит от множества факторов. В числе важнейших из них:

- потребность в теплоносителе соответствующих параметров;
- стоимость потребляемого топлива и утилизаторов теплоты;
- возможности использования высокоэффективных теплообменников;
- условия монтажа и эксплуатации.

Для систем теплоснабжения с использованием низкопотенциальной теплоты уходящих газов должен быть определен целесообразный уровень снижения их температурного потенциала. При этом стоимость сэкономленного топлива должна существенно превышать размер переменной составляющей затрат на создание и эксплуатацию установки. Следует учитывать, что оптимальная степень снижения температуры уходящих газов определяется по разности расходов на установку, приобретение, обслу-

живание утилизатора и стоимости сэкономленного топлива.

Технические и стоимостные показатели теплоутилизационного оборудования, а также возможные режимы его работы и экологические характеристики должны учитываться при определении уровня снижения температуры тепловых сбросов. Использование тепловых ВЭР приводит к сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу вследствие снижения расхода первичного топлива. Надо иметь в виду, что определять возможный и оптимальный уровни использования ВЭР следует для каждого из агрегатов.

В комплекс работ по утилизации низкопотенциальной теплоты сбросных вод входит создание высокоэффективного теплообменного оборудования для эксплуатации при пониженных значениях перепадов температуры теплоносителей. Интенсификация теплообмена в таких установках достигается путем турбулизации тепловых потоков.

Промышленные установки по использованию ТВЭР всех видов должны быть относительно недорогими и компактными, обеспечивать максимальную энергетическую эффективность в производственных условиях, высокую надежность эксплуатации и заданную глубину охлаждения.

Технические возможности утилизации тепла

В последние годы у энергетиков проявляется интерес к разработке и внедрению различных конструкций контактных теплообменников, позволяющих использовать скрытую теплоту парообразования водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания топлива. Оснащение паровых или водогрейных котлов такими теплообменниками позволяет повысить КПД «брутто» котлов на 6–8 %. При всей привлекательности использования контактных конденсационных теплообменников в котельных установках – как в энергетике, так и на промышленных предприятиях – они не получили должного распространения.

Несмотря на очевидные преимущества использования конденсационных контактных теплообменников (экономайзеров) для повышения экономичности работы котельных установок, их

внедрение сдерживается отсутствием типовых обоснованных схемных решений по привязке к действующим котлам, недостаточной проработкой вопросов обеспечения их надежной эксплуатации при пониженных температурах уходящих газов, затруднениями в подборе потребителя ВЭР при замене ими первичного теплоносителя и рядом других факторов.

В Белорусской энергосистеме имеются единичные объекты, располагающие контактными теплообменниками с активной насадкой, с помощью которых теплота уходящих газов утилизируется только до температуры, превышающей температуру насыщения водяных паров, и отсутствуют паровые и водогрейные котлы, работающие с использованием скрытой теплоты образования водяных паров в продуктах сгорания топлива. Несмотря на то что в соответствии с действующими нормативами проектирования котельных теплоутилизаторы скрытой теплоты сгорания топлива должны поставляться в заводской комплектации котлов, многие белорусские предприятия, выпускающие отопительные котлы небольшой мощности, не предусматривают использование скрытой теплоты парообразования водяных паров в продуктах сгорания топлива.

Анализ отчетных данных об экономичности работы энергетических паровых котлов ТЭС показывает, что большинство из них при работе преимущественно на природном газе эксплуатируются с температурой уходящих газов 130–150 °С с КПД «брутто» порядка 91–94 %. При этом потери тепла с уходящими газами составляют 5–8 %.

Средневзвешенное значение удельного расхода топлива на отпуск тепла котельными – 158–160 кг/Гкал, что соответствует КПД «нетто» 90,4 и 89,3 %. В отдельных котельных этот показатель достигает 92,9 %. Среднее значение коэффициента загрузки котлов котельных составляет 8–10 %. Некоторые котельные эксплуатируются с коэффициентом загрузки в годовом разрезе 1–2 % и КПД «нетто» котлов, установленных на таких котельных, при работе на природном газе – 75–85 %. Необходимо отметить, что удельный вес таких котельных в суммарном отпуске

тепла незначительный и составляет 0,02–0,4 %.

Из приведенных выше сведений следует, что технико-экономические показатели работы котлов ТЭС могут быть улучшены за счет установки по газовому тракту дополнительных утилизаторов теплоты продуктов сгорания топлива. Технико-экономическую эффективность использования таких утилизаторов теплоты нужно определять для каждого конкретного котла.

При рассмотрении вопроса применения утилизаторов теплоты в районных водогрейных котельных необходимо учитывать, что последние предназначались для работы в пиковом режиме теплосетей. Однако в сложившихся условиях они преимущественно эксплуатируются в базовом режиме, независимо от режимов загрузки энергетических котлов ТЭС.

Согласно оценке специалистов расчетная экономия топлива (потенциал энергосбережения) при широком внедрении контактных конденсационных теплообменников на ТЭС и районных котельных может превысить 5 % от общего топливопотребления. Она может быть достигнута при оснащении практически всех котлов утилизаторами теплоты уходящих газов, что в ближайшей перспективе технически невыполнимо, а для многих незагруженных котельных и экономически неоправданно.

Выбор схемы глубокой утилизации тепла дымовых газов после действующих паровых или водогрейных котлов может быть осуществлен только по результатам проработки и сопоставления конкретных вариантов. Схемы утилизации теплоты отходящих газов котельных установок по экономической эффективности существенно различаются между собой. Критерием сравнительной эффективности различных вариантов можно принимать экономию топлива, а также капитальные затраты и эксплуатационные издержки на дополнительно устанавливаемые теплообменники. Кроме того, необходимо учитывать дополнительные расходы по обеспечению коррозионной стойкости материалов внешних газоходов. Надо отметить, что в странах дальнего зарубежья конденсационные отопительные котлы получили широкое распространение.

Следует сказать, что в энергетике республики в основном эксплуати-

руются газомазутные котлы, для которых основным топливом является природный газ, резервным – мазут. При сжигании только мазута или при совместном сжигании его с природным газом охлаждение продуктов сгорания до температуры ниже температуры насыщения паров серной кислоты, а тем более до температуры ниже точки росы водяных паров недопустимо по эксплуатационным условиям. Поэтому для газомазутных котлов, как действующих, так и вновь проектируемых, нужно предусматривать байпасные газоходы, позволяющие отводить дымовые газы мимо конденсационных контактных теплообменников.

Как уже отмечалось, при решении вопроса об оснащении котельных установок контактными теплообменниками одной из задач является подбор и обоснование потребителей утилизируемой теплоты. Контактные теплообменные аппараты, устанавливаемые за паровыми или водогрейными котлами, могут быть использованы для:

- подогрева воздуха, расходуемого на горение топлива;
- подогрева сырой воды, подаваемой на химводоочистку;
- подогрева подпиточной воды;
- получения конденсата водяных паров продуктов сгорания с последующей корректировкой его состава и использованием в качестве подпиточной воды;
- подготовки горячей воды сторонним потребителям, включая сельское хозяйство и бытовые нужды.

В последние годы в Беларуси проводится большое количество исследований, результаты которых обосновывают условия эффективности применения тепловых насосов для теплоснабжения разных потребителей с использованием низкопотенциального тепла. Однако реализация результатов этих исследований и опытно-конструкторских работ осуществляется крайне медленно. К настоящему времени практически отсутствуют типовые решения по применению таких насосов в схемах ТЭС, котельных и других объектов. Не установлены условия эффективного использования теплонасосных установок в системах теплоснабжения.

Несмотря на то что в Республике Беларусь в соответствии с при-

нятой программой предусмотрено внедрение тепловых насосов, в том числе на объектах энергетической отрасли, в республике и других странах бывшего Союза такие тепловые насосы пока не востребованы. Они используются в незначительном количестве и небольшой мощности. Серийный выпуск теплонасосных установок разных типоразмеров не налажен. Между тем такие установки широко распространены во многих странах Западной Европы. Более того, в Германии и других западноевропейских государствах предоставляются дотации на установку ТНУ.

Надо отметить, что в республике в настоящее время имеются разработки и соответствующие технико-экономические обоснования эффективного применения теплонасосных установок:

- в схеме подогрева природного газа после ГРП;
- в схеме внутренней регенерации для подогрева части конденсата после турбин;
- для использования низкопотенциального тепла от ТЭС в системах отопления или кондиционирования помещений при регенерации теплоты и влаги систем вентиляции;
- для создания «теплых полов» в животноводческих комплексах;
- для утилизации тепла сточных вод;
- в теплотехнологиях на предприятиях разных отраслей промышленности и в сельском хозяйстве.

Резервы повышения эффективности использования тепловых вторичных энергоресурсов

В целях повышения эффективности использования тепловых вторичных энергоресурсов в тепловых схемах предприятий энергетики и промышленности необходимо рассмотреть целесообразность и техническую возможность:

- использования теплоты воды из систем охлаждения технологического оборудования;
- снижения температуры обратной сетевой воды систем централизованного теплоснабжения;
- установки высокоэффективного теплоиспользующего оборудования и технических средств, обе-

спечивающих оптимальные режимы его эксплуатации;

- монтажа сепараторов для удаления влаги из паропроводов и конденсатоотводчиков постоянного действия;
- применения турбулизаторов потока энергоносителей для интенсификации процесса теплопередачи;
- применения теплообменников с оребренными трубами (наружное и внутреннее оребрение);
- использования утилизаторов тепла пара вторичного вскипания с помощью парокompрессорных установок;
- установки теплообменников для использования тепла продувочной воды при подогреве конденсата или природного газа;
- использования конденсата дымовых газов в системе подготовки питательной воды;
- утилизации тепла теплоносителей низкой и средней температуры путем внедрения термодинамического цикла с использованием смеси жидкостей, кипящих при низкой или высокой температурах;
- утилизации тепла после охладителей турбогенераторов, выполненных в виде газо-газового теплообменника, который по нагреваемой среде сообщен с газопроводом между регулятором давления и горелочным устройством.

Для паротурбинных установок ТЭС эффективно может осуществляться:

- подогрев конденсата после конденсатора турбины в конденсаторе ТНУ;
- использование пара промотбора турбин типа ПТ, Р в части низкого давления теплофикационных турбин типа Т;
- изменение схемы подвода охлаждающей воды с параллельной на последовательную для конденсаторов двух турбин.

От потребителей пара собственных нужд ТЭС и котельных должен быть предусмотрен сбор конденсата; при этом конденсат пара из мазутного хозяйства должен подвергаться очистке, преимущественно по двухступенчатой схеме:

- обезмасливание;
- обезжелезивание, умягчение.

Кроме того, в зависимости от количества замазученных стоков и конденсата их можно использовать в каче-

стве добавки к мазуту с последующим приведением этой смеси с помощью специальных эмульгаторов в состояние водомазутной эмульсии либо подавать непосредственно в топку.

Для повышения эффективности эксплуатации водоподготовительных установок и сокращения выбросов сточных вод можно рекомендовать внедрение следующих малозатратных мероприятий:

- повторное использование регенерационных (сточных) вод для взрыхления и предварительной регенерации катионита;
- подогрев обрабатываемой и регенерационной воды до оптимальной температуры, определяемой термостойкостью материала фильтров и катионитов;
- использование продувочных вод для растворения соли;
- использование ионитов повышенной обменной способности.

Перспективные задачи по использованию ТВЭР

При разработке долгосрочных и на ближайшую перспективу прогнозов развития энергетики необходимо выполнять анализ основных показателей, характеризующих существующий технический уровень использования вторичных энергоресурсов и возможности внедрения новых энергосберегающих технологий и оборудования.

В целях совершенствования и организации системы учета и отчетности по вторичным энергоресурсам должны быть разработаны критерии отнесения сбросного тепла к ВЭР. При этом необходимо установить минимальные значения температур теплоносителей и их количество, которое подлежит учету при составлении статистической отчетности по ВЭР в соответствии с утвержденным перечнем и их видами.

При формировании программы энергосберегающих мероприятий, включая использование ТВЭР, следует учитывать неопределенность в перспективе цен на энергоресурсы и оборудование, а также объем спроса на энергоносители и, соответственно, разрабатывать и соблюдать меры по минимизации рисков при внедрении запланированных мероприятий.

Необходимо также определить потенциал промышленного сбросного тепла и возможности замещения им органического топлива в системах теплоснабжения потребителей различного назначения. В системе управления энергосбережением и при контроле уровня эффективности использования ТЭР должно быть выполнено рейтинговое ранжирование факторов, влияющих на результаты внедрения энергосберегающих мероприятий.

В энергетике, как и в любой другой отрасли промышленности, должна быть разработана и действовать система информационно-методического обеспечения единого подхода к выявлению резервов экономии ТЭР на конкретных предприятиях, включая ТВЭР. Общая система определения потенциала энергосбережения должна включать сведения:

- о наличии разработанных новых технических решений по совершенствованию энергоиспользующего оборудования различного назначения;
- о состоянии реализации энергосберегающих мероприятий на предприятиях отрасли.

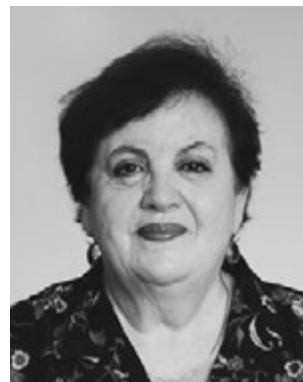
Для планирования работ по совершенствованию энергетического хозяйства следует создать базу данных с периодически обновляемой информацией о выходе и возможном использовании ВЭР. Такая информация должна содержать следующие сведения:

- виды, источники образования и потенциал выхода ВЭР;
- возможные потребители;
- предполагаемая экономия первичных ТЭР с учетом капитальных затрат на мероприятия по использованию ВЭР;
- выполнение ранее планировавшихся мероприятий и их технико-экономической эффективности;
- неиспользуемые резервы экономии ТЭР.

Существует настоятельная потребность в создании условий инвестиционной привлекательности выполнения работ по созданию эффективного утилизационного оборудования, которые должны стать важным фактором стимулирования более глубокого использования тепловых вторичных энергоресурсов.

БЕЗРЕАГЕНТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОПОДГОТОВКИ ДЛЯ ТЭС

Во всем мире, в том числе и в странах ближнего зарубежья, происходит перевод водоподготовительных установок на мембранные технологии, что свидетельствует о том, что преимущества этих технологий перед традиционными по достоинству оценены специалистами. В Республике Беларусь в рамках Государственной научно-технической программы «Энергетика-2010» Институтом физико-органической химии НАН Беларуси совместно с ОАО «Белэнергоремналадка» были разработаны мембранная ультрафильтрационная технология очистки природных вод и конденсатов для нужд энергообъектов и оборудование с применением этой технологии, а также организовано мелкосерийное производство автоматизированных модульных мембранных установок.



Е.С. ХАЮТИНА,
руководитель группы
по наладке водно-
химического режима
ОАО «Белэнергоремналадка»
(филиал «Инженерный центр»)

Безреагентные мембранные технологии

Теплоэнергетический комплекс, как и многие отрасли промышленности, нуждается в производстве высококачественной воды для технологических целей. Подготовка воды для энергетических котлов, теплосетей и систем оборотного водоснабжения является необходимым звеном в обеспечении надежности и экономичности работы энергооборудования.

В большинстве водоподготовительных установок, действующих в настоящее время, используются технологические схемы, разработанные в середине XX века. Эти схемы включают такие методы, как известкование с коагуляцией, осветление на механических фильтрах, ионный обмен, обеспечивающие высокое качество воды и простоту эксплуатации оборудования. Вместе с тем они обладают рядом недостатков, связанных, в первую очередь, с использованием агрессивных химических реагентов и наличием большого количества высокоминерализованных стоков, проблемами их нейтрализации и утилизации, а также практически полным отсутствием автоматизации процессов. Применяемые технологии характеризуются и высокими эксплуатационными затратами.

Решить задачу сокращения эксплуатационных расходов на водоподготовку и снижения экологической нагрузки позволяет внедрение новых технологий. В первую очередь хотелось бы выделить безреагентные мембранные технологии – фильтрацию воды через пористые материалы, размер пор которых колеблется от микрон до тысячных их долей. В зависимости от величины пор мембранные технологии подразделяются на ультра- и нанофильтрацию, обратный осмос и электродеионизацию.

Фильтрация воды через мембраны с размером пор 0,1–1,0 мкм (микрофильтрация) позволяет задерживать взвешенные вещества, бактерии, частично коллоидные вещества и вирусы, а при размере пор 0,01–0,1 мкм (ультрафильтрация) – удалять их практически полностью. Нанофильтрационные мембраны с размером пор 0,001–0,01 мкм позволяют на 90–95 % удалять

ионы, валентность которых более двух, в частности катионы жесткости, а также частично и одновалентные ионы. Обратноосмотические мембраны с величиной пор менее 0,001 мкм практически полностью удаляют все ионы.

Восстановление работоспособности мембран, работающих по технологии микро- и ультрафильтрации, осуществляется проведением обратных промывок и при необходимости периодическими химическими очистками, расход реагентов для которых несравнимо ниже, чем для восстановления ионообменных смол. Поскольку загрязненные и чистые стоки в технологиях нанофильтрации и обратного осмоса разделяются, реагенты необходимы только периодически для проведения химических моек мембранных элементов. В связи с отсутствием агрессивных реагентов, шлама и солей сбросные воды от мембранных установок могут быть направлены в канализацию практически без нейтрализации.

Таким образом, комбинируя оборудование с различной величиной пор, можно решать любые технологические вопросы: предочистки воды (ультрафильтрация), ее умягчения (нанофильтрация) и обессоливания (обратный осмос).

Сравнительная характеристика мембранной технологии очистки воды

Для того чтобы достоинства современной технологии очистки воды стали очевидны, сравним эксплуатационные расходы по каждой из технологий.

Предварительная очистка воды

Традиционная технология – осветлитель с реагентным хозяйством (известковым, коагулянтным и флокулянтным), расходные мешалки, баки, насосы, механические фильтры, загруженные антрацитом, мощные насосы для взрыхляющей отмывки антрацита от загрязнений. Технология предполагает использование металлоемкого и энергоемкого оборудования с образованием большого количества (до 10 %) высокощелочных зашламленных вод, сброс которых без обработки на очистных сооружениях недопустим. Также необходимы тонны реагентов, большое количество теплоты (так как процесс осуществляется при подогреве воды до 30–35 °С) и электроэнергии. Данная технология предъявляет высокие требования к постоянству температуры, расходов воды и реагентов. Процессы только частично автоматизированы. Качество обработанной воды зависит от вышеперечисленных факторов, а также от сезонных колебаний качества обрабатываемой воды.

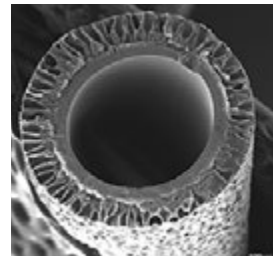
Кроме этого, традиционная установка предварительной очистки вместе со складским хозяйством занимает большие производственные отапливаемые помещения. В случае необходимости реконструкции с увеличением производительности устанавливаются дополнительные единицы такого же оборудования и дополнительно расширяется реагентное хозяйство.

Достоинством технологии является снижение жесткости воды, что позволяет снизить расход кислоты на ее деминерализацию и расход поваренной соли на умягчение.

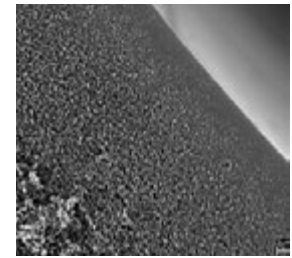
Технология ультрафильтрации не требует реагентов, специального подогрева воды, постоянства расхода и температуры, не зависит от сезонных колебаний качества воды; оборудование работает в автоматическом режиме. Качество обработанной воды постоянное. Оборудование компактное, изготавливается из полимерных материалов, не требует антикоррозионной защиты, занимает небольшие площади, может быть смонтировано в два и более яруса, так как высота элементов менее 2 м. В случае проведения реконструкции с увеличением производительности добавляются отдельные элементы.

Ультрафильтрация обеспечивает предварительную подготовку воды для дальнейшей деминерализации, заменяя стадии известкования с коагуляцией и дополнительного фильтрования, и является оптимальным вариантом подготовки воды для обратного осмоса и деминерализации, так как удаляет из воды не только опасные для анионитов и обратноосмотических мембран коллоидные соединения, но также железо и механические примеси. Обратные промывки мембран проводятся при незначительном повышении перепада давления, что позволяет удалять задержанные взвеси за счет изменения направления потока, поэтому расход воды на собственные нужды находится в пределах 2–5 %, содержание взвешенных веществ не превышает ПДК, вследствие чего сбросные воды могут либо повторно использоваться, либо без разбавления сбрасываться в канализацию.

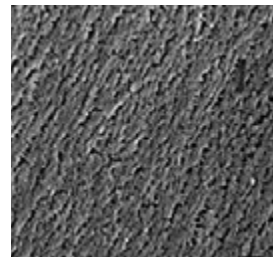
У технологии ультрафильтрации есть и недостаток: она не позволяет изменить жесткость воды. Тем не менее ультрафильтрация может быть использована не только для водоподготовки, но и для систем оборотного



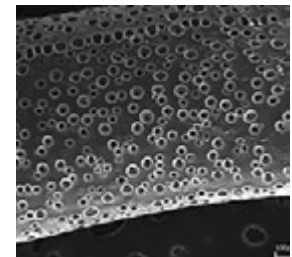
Поперечное сечение



Фрагмент селективного слоя



Внутренняя поверхность



Наружная поверхность

Электронные микрофотографии капиллярной мембраны марки ПС-100 М для низконапорной тупиковой ультрафильтрации

водоснабжения (так как задерживает бактерии и микроорганизмы), очистки конденсата, сточных вод, а также для подготовки питьевой воды.

Умягчение воды

Традиционная технология умягчения – фильтрация на ионообменных фильтрах, загруженных полимером – катионитом. Для возможности удаления жесткости катионит обрабатывается раствором соли, что дополнительно требует наличия солевого хозяйства. В процессе поглощения катионов жесткости катионит теряет свои обменные свойства, и для их восстановления его вновь обрабатывают солью. Сбросные воды состоят из хлоридов кальция, магния и натрия, которые являются хорошо растворимыми в воде. Утилизировать такие стоки невозможно, поэтому для достижения требуемого ПДК сбросной воды их многократно разбавляют. А это приводит к увеличению водопользования и, соответственно, эксплуатационных расходов.

Альтернативой ионообменному умягчению воды служит мембранный метод – нанофильтрация, при которой ионы не замещаются, а задерживаются порами материала. Для предотвращения образования отложений солей двух- и более валентных ионов в порах мембран в обрабатываемую воду вводится экологически безопасный реагент – антискалант.

Увеличение производительности установки нанофильтрации достигается увеличением количества фильтрующих элементов, как и при ультрафильтрации.

Обессоливание воды

Традиционная технология – ионообменное обессоливание воды – предполагает наличие катионитовых

и анионитовых фильтров, что требует применения для восстановления их обменной способности кислоты и щелочи, наличия соответствующего складского хозяйства и обеспечения антикоррозионной защиты оборудования. Расход кислоты и щелочи на регенерацию в 2–2,5 раза выше эквивалентного количества удаленных ионов. Сточные воды агрессивны и обладают высоким содержанием солей, что требует их нейтрализации и наличия очистных сооружений. Образующиеся в результате нейтрализации шламы в лучшем случае обезвоживаются, при отсутствии специального оборудования для обезвоживания сбрасываются на шламоотвал.

Обратноосмотическая технология обессоливания воды, как и нанофильтрационная, основана на задержании ионов порами, размер которых меньше размера атомов одновалентных ионов.

Отличие от нанофильтрационной технологии – необходимость более высокого давления воды вследствие уменьшения размера пор и высокого качества обрабатываемой воды по содержанию взвешенных веществ, коллоидных соединений, железа и жесткости, что может быть обеспечено предварительной подготовкой методом ультрафильтрации, а при жесткости воды выше 3 мг·эquiv/дм³ – дополнительным умягчением.

Преимущества технологии обратного осмоса перед традиционной схемой двухступенчатого обессоливания:

- использование значительно меньшего количества реагентов, которые необходимы только для химической промывки фильтрующих элементов, проводимой примерно раз в квартал;
- исключается образование высокоминерализованных сточных вод, вызванных применением большого количества реагентов для регенерации;
- отсутствие необходимости нейтрализации сбросных сточных вод;
- более высокая, чем при ионном обмене, степень удаления из обрабатываемой воды органических соединений и коллоидной кремнекислоты;
- полная автоматизация процесса деминерализации;
- минимальное количество обслуживающего персонала;

- минимальная вероятность сбоев, вызываемых человеческим фактором;
- компактность установок;
- отсутствие необходимости антикоррозионной защиты оборудования.

Недостатки – количество сбросных вод может достигать 30 %. Однако концентрация солей в сбросных водах обычно не превышает ПДК, что позволяет сбрасывать их в промливневую канализацию. В случае использования умягчения перед обратным осмосом сбросные воды могут быть утилизированы.

Возможности и перспективы использования мембранных технологий

Мембранное оборудование можно компоновать совместно с ионообменным в так называемые интегрированные технологии, что позволяет исключить негативные факторы каждой из них. Таким образом, перевод водоподготовительных установок на мембранные технологии обеспечивает не только высококачественную обработку воды, но и экологическую чистоту, снижение как эксплуатационных, так и строительных затрат.

Из расчетов, выполненных ведущими компаниями, занимающимися водоподготовкой, следует, что рост удельной стоимости опреснения методом обратного осмоса практически не зависит от величины минерализации обрабатываемой воды, если она превышает 150 мг/дм³, что соответствует качеству воды, используемой на водоподготовительных установках Республики Беларусь, минерализация которой составляет 300–400 мг/дм³.

В системе ГПО «Белэнерго» мембранные технологии появились в 2006 году с пуском первой в республике Осиповичской мини-ТЭЦ, работающей на местных видах топлива. В настоящее время на мини-ТЭЦ в эксплуатации находится четыре обратноосмотические установки. Как показал опыт эксплуатации, установки обратного осмоса нуждаются в надежной предварительной подготовке воды, что может быть обеспечено применением ультрафильтрации.

Для обеспечения энергообъектов отечественными мембранными установками в соответствии с Государственной научно-технической программой «Энергетика-2010» Институтом физико-органической химии НАН Беларуси совместно с ОАО «Белэнергоремналадка» выполнена работа по разработке технологии и оборудования для ультрафильтрационной очистки природных вод и конденсатов. Исследовательские и конструкторские работы были завершены разработкой головного образца автоматизированной установки ультрафильтрации производительностью 30 м³/ч, изготовление которой осуществлялось в ОАО «Белэнергоремналадка». Завершающим этапом явилась организация производства автоматизированных установок ультрафильтрационной очистки на площадях ОАО «Белэнергоремналадка». Головной образец промышленного автоматизированного ультрафильтрационного модуля производительностью 30 м³/ч, установленного на Осиповичской мини-ТЭЦ, представлен на фото.



Головной образец промышленной автоматизированной установки ультрафильтрационной очистки

ЦИФРОВЫЕ РЕЛЕ СКОРОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ И ПРОБЛЕМА ИХ ТЕСТИРОВАНИЯ

Частота переменного тока в электрических сетях является значимым показателем режима работы сети. Даже незначительные ее отклонения от номинального значения свидетельствуют о серьезных нарушениях и требуют безотлагательного вмешательства. Во многих случаях показателем аварийной ситуации является не абсолютное значение частоты, а тенденция изменения ее во времени. Поэтому скорость изменения частоты – ROCOF (Rate of change of frequency) – сегодня представляет собой важнейший параметр, который контролируется многочисленными специализированными цифровыми реле защиты, имеющимися на рынке, например: UFD34, MRF2, G59, PPR10, LMR-122D, FCN950, KCG593, MFR 3, MFR 11, LS 4, VAMP 210, БММРЧ, SPCF 1D15, 256-ROCL и многими другими.

Применение ROCOF-защиты

ROCOF-защиту используют в основном в двух случаях.

Во-первых, для автоматической частотной разгрузки энергосистемы, то есть для отключения части нагрузки при выявлении быстрого изменения частоты. Следует отметить, что в случае возникновения аварии в питающей высоковольтной сети изменение частоты может быть разным на разных ее участках в зависимости от мощности отдельных подстанций. Кроме того, при быстром снижении частоты в разветвленной сети возникают перетоки мощности между источниками энергии, питающими эту сеть, которые сопровождаются колебаниями частоты. При этом абсолютное значение пониженной частоты не является величиной неизменной и поэтому не может служить критерием для настройки реле защиты и отключения части нагрузки. Значительно более надежным

критерием для частотной разгрузки системы является функция ROCOF, которая используется дополнительно при выявлении снижения абсолютного значения частоты ниже заданного уровня.

Во-вторых, ROCOF-защиту применяют для мгновенного запрета повторного подключения генератора к распределительной сети, если он был перед этим хотя бы кратковременно отключен (изолирован) от нее. В англоязычной литературе такая защита называется *loss of mains*, *loss of greed* или *islanding protection*. Срабатывание высоковольтного выключателя и отделение участка сети с генератором (то есть образование изолированного острова – island) от главной сети (то есть потеря главной сети – *loss of mains*) приводит к нарушению баланса мощности в изолированном участке и возникновению ее колебаний, сопровождающихся колебаниями частоты. При этом очень

быстро частота может вернуться в норму под действием автоматического регулятора возбуждения самого генератора или в случае, если нагрузка генератора невелика. Однако ситуация остается потенциально опасной, так как частота генератора может в любой момент трансформироваться при изменении его нагрузки и автоматическое повторное включение выключателя приведет к возникновению аварийного режима. По этой причине в подобной ситуации обычные реле частоты не применяются, в то время как ROCOF-реле способны за доли секунды обнаружить колебания частоты сразу же после отключения выключателя и заблокировать его автоматическое повторное включение.

Алгоритм измерения частоты и скорости ее изменения

Уставка ROCOF для реле защиты рассчитывается с учетом конкретных параметров сети, генератора, нагрузки [1] и может существенно отличаться для различных сетей. Так, в сетях Великобритании эта уставка принимается постоянной – 0,125 Гц/с, а в Северной Ирландии – уже 0,45–0,50 Гц/с. В [2] показано, что неправильный выбор уставки реле по этому параметру приводит либо к его ложному срабатыванию, либо к недостаточной чувствительности. Это же обуславливает определенные требования к точности реле защиты.

Алгоритм измерения частоты в цифровых реле защиты связан с выделением точек перехода синусоидального входного сигнала через

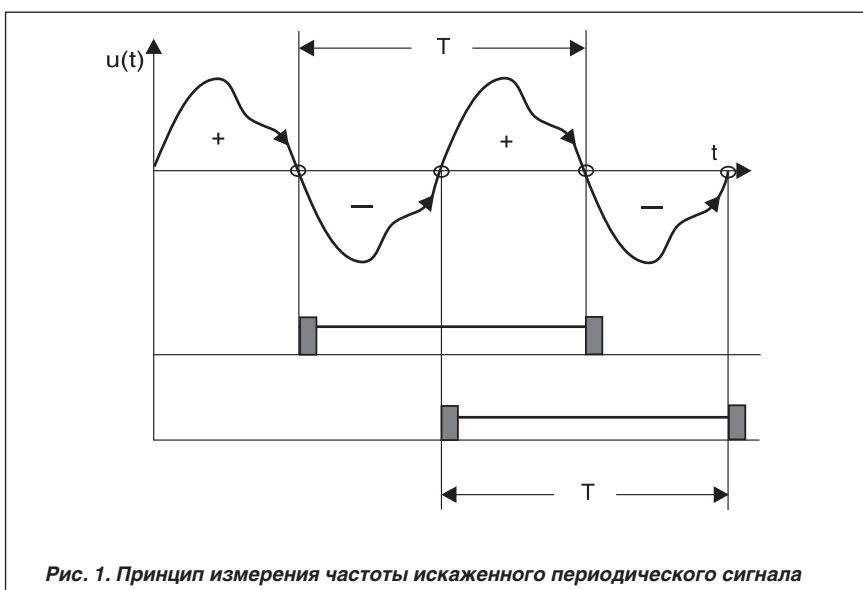


Рис. 1. Принцип измерения частоты искаженного периодического сигнала

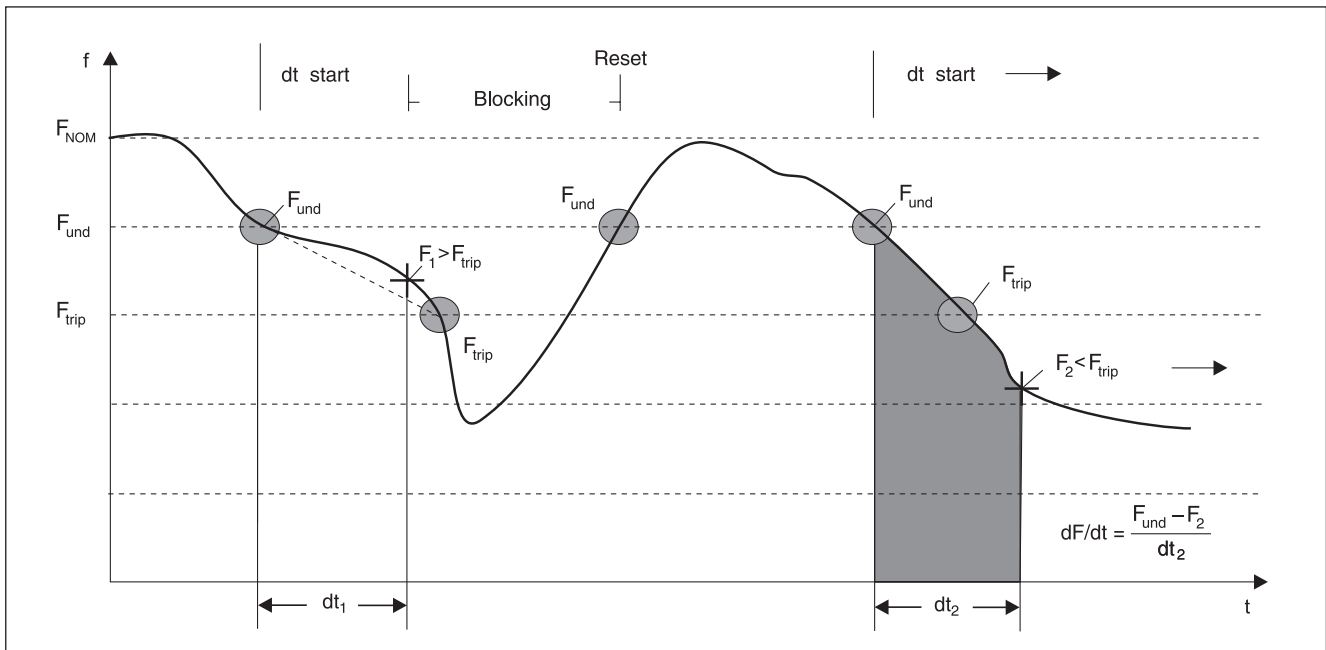


Рис. 2. Принцип работы ROCOF-реле для частотной разгрузки энергосистемы

FNOM – номинальная частота сети; *Fund* – пониженная частота; *Ftrip* – критическая частота, при которой запускается функция ROCOF; *dt start* – интервал времени, в течение которого реле остается активным после выявления пониженной частоты (*Fund*); *Blocking* – режим деактивации реле по истечении заданного интервала времени (*dt1*), даже если частота остается пониженной; *Reset* – возврат реле в исходное состояние при увеличении частоты выше значения *Fund*; *F2* – нижнее значение критической частоты в интервале времени *dt2*, с учетом которого рассчитывается значение ROCOF (dF/dt)

нулевое значение, что позволяет устранить влияние искажения синусоиды на точность измерения частоты (рис. 1).

Входной сигнал, как правило, вначале преобразуется в прямоугольный и фильтруется, а затем из него формируются короткие импульсы, интервал между которыми определяется моментом перехода преобразованного сигнала через нуль. Этот интервал заполняется высокочастотными импульсами, вырабатываемыми высокостабильным кварцевым генератором с фиксированной частотой генерации (обычно 100 кГц). Счетчик импульсов с очень высокой точностью отсчитывает их количество, которое зависит от длительности интервала между переходами через нуль синусоиды (то есть от периода *T* входного сигнала). Погрешность измерения частоты современными цифровыми реле с описанным алгоритмом не превышает, как правило, ± 0,01–0,005 Гц.

Алгоритм измерения скорости изменения частоты иной. Рассмотрим алгоритм работы такого реле на примере автоматической частотной разгрузки (рис. 2).

Как видно из рис. 2, функция

ROCOF запускается в реле только в том случае, если значение контролируемой частоты опустится ниже критического уровня *Ftrip*. Если такого снижения не происходит, то реле деактивируется через некоторое время (*dt1*) после выявления пониженной частоты, даже если частота остается пониженной. Запуск функции ROCOF происходит лишь при снижении частоты в сети ниже критического уровня *Ftrip*, при этом частота измеряется в двух точках – *Fund* и *F2* – с интервалом времени *dt2*. Если расчетное значение dF/dt для этих измерений окажется больше заранее заданной уставки, реле сработает, отключив часть нагрузки и восстано-

вив тем самым баланс мощности в энергосистеме.

Методика калибровки симуляторов для проверки реле в режиме ROCOF

Более сложный алгоритм, в осуществлении которого участвуют вспомогательные элементы реле, определяет и более высокую погрешность реле в режиме ROCOF по сравнению с обычной функцией контроля частоты (табл. 1). Тем не менее это вполне определенная точность, требующая обязательной проверки при тестировании такого значимого устройства, каким является реле скорости из-

Таблица 1. Параметры некоторых распространенных реле частоты

Тип реле	Изготовитель	Погрешность срабатывания	
		по частоте, Гц	ROCOF (dF/dt), Гц/с
Блок SPCF 1D15 к реле SPAF 340C	ABB	0,01	0,15
FCN950	ABB	0,005	0,05
MRF2	Woodward SEG	0,03	0,1

Таблица 2. Результаты калибровки симуляторов в функции ROCOF по предложенной методике

ROCOF, Гц/с			
Уставка симулятора	Значение, измеренное и рассчитанное по предложенной методике	Ошибка симулятора	
		Гц/с	%
F-2253			
0,4	0,395	0,005	-1,37
T-1000			
0,42	0,449	0,049	+12,15

менения частоты. Протестировать его можно лишь при наличии специального симулятора, реализующего функцию ROCOF. В связи с прогрессом в области микропроцессорных устройств релейной защиты сегодня многими компаниями производятся симуляторы режимов для проверки таких устройств, снабженные и функцией проверки ROCOF.

При проверке высокоточного реле типа FCN950 в режиме ROCOF был обнаружен интересный факт: оказалось, что реле ведет себя по-разному в зависимости от того, какой тип симулятора использовался, при этом погрешность порога срабатывания устройства превышала 10 %. Факт совершенно недопустимый, по нашему мнению. Анализ показал, что в технической документации на различные типы симуляторов, выпускаемых ведущими компаниями мира, нет упоминания о точности работы в режиме генерации ROCOF. Это касается EPOCH-III (Multi-Amp), ORTS (Relay Engineering Service),

F-2250 и F-6150 (DOBLE), PTE-300-V (EuroSMC), DVS3 mk2 (T&R Test Equipment), CMC256 (Omron), T-1000 и DRST-6 (ISA), PTR233/133 (Francelog Electronique), FREJA 300 (Programma), MPRT (Megger) и др. Все производители ограничиваются указанием погрешности лишь в режиме непрерывной генерации частоты. Но, как мы видели в примере с реле защиты, погрешность в режиме ROCOF примерно на порядок ниже, чем в режиме работы с абсолютным значением частоты. Очевидно, что того же следует ожидать и от симуляторов, реализующих функцию ROCOF. Таким образом, заявленная производителями точность воспроизведения абсолютного значения частоты вовсе не означает такую же точность при воспроизведении ROCOF. Какова же эта точность? И как откалибровать сам симулятор, используемый для проверки таких ответственных устройств, как реле защиты?

Для решения этой проблемы нами была применена следующая

простая методика. Выходной сигнал симулятора в режиме ROCOF с пределом, близким к уставке реле защиты, записывался с высоким разрешением на цифровой самописец (использовался многоканальный цифровой самописец Hioki-8842). Далее на оси времени записанного сигнала выделялся фиксированный интервал времени T (около 0,5 с) и с помощью курсоров измерялся период сигнала в начале (t₁) и в конце (t₂) этого фиксированного интервала (рис. 3). Рассчитывалась частота первой (f₁ = 1/t₁) и последней (f₂ = 1/t₂) синусоид в данном фиксированном интервале времени. После этого можно рассчитать ROCOF = (f₁ - f₂)/T. Цифровые самописцы в режиме записи с высокой разрешающей способностью позволяют определять временные интервалы записанного низкочастотного сигнала (45–60 Гц) с точностью до долей миллисекунды.

Описанная методика использовалась для калибровки симуляторов функции ROCOF типа F-2253 компании Doble и симулятора типа T-1000 компании ISA, результаты которой представлены в табл. 2.

Используя предложенную методику, можно не только производить периодические калибровки симуляторов любых типов в режиме генерации функции ROCOF, но и оценивать применимость конкретных симуляторов для тестирования конкретных типов реле. Например, из представленных выше результатов можно сделать вывод о том, что симулятор T-1000 непригоден для тестирования реле типа FCN950, но вполне применим для проверки реле типа SPAF 340C.

В.И. ГУРЕВИЧ, к.т.н.
Energyland.info

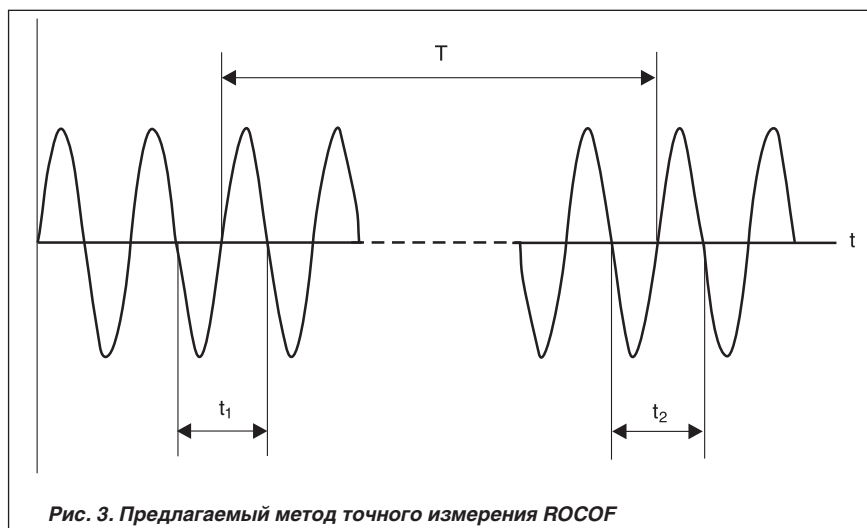


Рис. 3. Предлагаемый метод точного измерения ROCOF

Список литературы

1. Formulas for Predicting the Dynamic Performance of ROCOF Relays for Embedded Generation Applications / J.C. Vieira [et al.]. – IEE Proceeding. Generation, Transmission and Distribution. – 2006. – Vol. 153, N 4. – P. 399–406.
2. Ding, X. Islanding Detection for Distributed Generation / X. Ding, P.A. Crossley. – International Conference "Powertech'2005", IEEE, 17–30 June, 2005, St. Petersburg, Russia.

ОБЩЕСТВЕННОЕ МНЕНИЕ О РАЗВИТИИ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В МИРЕ

Авария на японской атомной электростанции «Фукусима» тем или иным образом повлияла на отношение людей к атомной энергетике во всем мире. Если сразу после трагических событий наблюдалось резкое падение доверия общественности к атому, то спустя год наметилось изменение взглядов относительно ядерной энергии в ее пользу. Такую тенденцию наглядно демонстрируют результаты опросов общественного мнения по поводу развития атомной энергетике в различных странах мира, в том числе в Беларуси.

США

Согласно данным опроса, проведенного в период 17–19 февраля 2012 года компаниями Bisconti Research и Roper GfK по заказу американского Института ядерной энергии, за последние пять месяцев уровень поддержки ядерной энергии в США несколько вырос, однако по-прежнему остается ниже того, который наблюдался до аварии на АЭС «Фукусима». Так, 64 % опрошенных высказались за использование ядерной энергии в качестве одного из источников электроэнергии, что на 2 % больше по сравнению с сентябрем 2011 года. 33 % респондентов высказались против. В феврале 2011 года, за месяц до аварии на АЭС «Фукусима-1», развитие ядерной энергии поддержали 71 % опрошенных.

81 % респондентов считают, что ядерная энергия играет важную роль в удовлетворении будущих энергетических потребностей США. 82 % опрошенных высказались за максимальное использование всех низкоуглеродных источников энергии, включая атом, воду и возобновляемые источники. 58 % респондентов являются сторонниками увеличения объемов строительства АЭС в будущем.

74 % опрошенных считают безопасным и надежным нынешний уровень эксплуатации АЭС в США. Однако 82 % респондентов отметили необходимость учета операторами АЭС уроков «Фукусимы» в процессе разработки и производства новых станций.

Согласно результатам другого опроса, проведенного компанией Harris Interactive Inc. 6–13 февраля 2012 года, мнения жителей США относительно ядерной энергетике разделились приблизительно поровну: 40 % американцев полагают, что преимущества атомной энергии перевешивают ее недостатки, 41 % – придерживается противоположного мнения. Американцы старших возрастных групп (48–66 лет и старше) лучше относятся к атомной энергии, чем молодые (18–35 лет).

Опрос также показал, что 66 % американцев считают, что преимущества природного газа как доступного, недорогого и чистого источника энергии перевешивают его недостатки.

По мнению представителей компании Harris Interactive Inc., для большинства американцев основным аргументом в пользу того или иного источника энергии является его доступность, дешевизна и безопасность, что объясняет позитивное отношение к природному газу.

Бельгия

В период с 6 по 23 декабря 2011 года бельгийская компания «Ядерный форум» провела опрос общественного мнения по вопросу развития ядерной энергетике. Большинство опрошенных (62 %) выступили за сокращение доли электроэнергии, вырабатываемой на ядерных реакторах. Вместе с тем 58 % респондентов поддержали



О.С. ШЛОМА,
первый секретарь
Постоянного
представительства
Республики Беларусь
при международных
организациях в Вене



Л.В. ДУЛИНЕЦ,
начальник отдела
международного
сотрудничества
Департамента по ядерной
энергетике Минэнерго

дальнейшее использование атомной энергии.

69 % опрошенных считают трудной задачей поиск подходящей альтернативы ядерной энергии. 74 % респондентов высказали мнение, что цены на электроэнергию повысятся в случае сокращения

использования мирного атома в Бельгии. 60 % опрошенных считают, что ядерная энергетика играет важную роль в обеспечении энергетической независимости страны, производстве электроэнергии и развитии экономики в целом.

В случае обеспечения эффективного и надежного обращения с радиоактивными отходами 76 % бельгийцев поддерживают дальнейшее использование ядерной энергии. При этом 40 % опрошенных высказались за строительство новых реакторов.

Данные опроса показали увеличение количества жителей Бельгии, сомневающих по поводу дальнейшего использования ядерной энергии. 63 % опрошенных отметили недостаток информации по этому вопросу, особенно в отношении возможного негативного воздействия на окружающую среду и здоровье людей.

Великобритания

19 % жителей Великобритании считают, что инвестирование в строительство новых АЭС в стране является наилучшим вкладом в развитие инфраструктуры. Об этом свидетельствуют результаты опроса общественного мнения, проведенного агентством YouGov 19–20 января 2012 года. Вместе с тем 16 % респондентов полагают, что наиболее перспективно вкладыва-

ть в развитие ветряной энергетики, 13 % выступают за создание сверхбыстрых широкополосных сетей в сельской местности.

Япония

Согласно данным опроса, проведенного Японской ассоциацией исследования общественного мнения 18 марта 2012 года, 80 % японцев выступили за постепенное сворачивание ядерно-энергетической программы в стране. Вместе с тем 53 % считают целесообразным на первом этапе повторный запуск простаивающих реакторов в случае возникновения потребности в дополнительных объемах электроэнергии. В настоящее время все ядерные реакторы выведены из эксплуатации.

Россия

В Госкорпорации «Росатом» отметили, что в 2010 году, до аварии на АЭС «Фукусима-1», общее число сторонников атомной энергетики составляло 43 %, противников – 14 %. В 2011 году, сразу после японской аварии на японской АЭС, мнение радикально изменилось. Так, на активном развитии атомной энергетики настаивали всего 22 % опрошенных, на сохранении на нынешнем уровне – 30 %. Постепенно сворачивать отрасль предлагали 27 %, совершенно отказаться от нее – 12 %.

Согласно результатам опроса об отношении к атомной энергетике, проведенного российской компанией «Левада-центр» в конце февраля 2012 года, за ее активное развитие высказались 29 % участников исследования, за сохранение на нынешнем уровне – 37 %. 15 % считают, что работу АЭС следует постепенно сворачивать, а 7 % высказались за полный отказ от таких станций.

По мнению социологов, по уровню поддержки развития атомной энергетики Россия практически вернулась на «дофукусимский» уровень. В Госкорпорации «Росатом» данную тенденцию связывают с тем, что россияне видят в атомной отрасли источник инновационного развития.

Беларусь

В Беларуси мониторинг общественного мнения по вопросам развития ядерной энергетики страны проводится Институтом социологии НАН Беларуси начиная с 2005 года. По данным 2011 года, несмотря на обострившуюся в мире ситуацию с восприятием атомной энергетики из-за аварии на японской АЭС «Фукусима-1», в республике сохраняется тенденция увеличения количества сторонников использования ядерной энергии. В 2011 году более половины опрошенных (59,4 %) на вопрос, должна ли Беларусь развивать собственную ядерную энергетику, ответили положительно.

Авария в Японии в первую очередь вызвала обеспокоенность за экологическую безопасность: 39,6 % опрошенных считают, что необходимо принять дополнительные меры по ее повышению. Об этом же говорят и те 20,9 %, кто предлагает отложить строительство до полного прояснения ситуации в мировой атомной энергетике.

В целом полученные и приведенные в таблице результаты опроса позволяют утверждать, что отношение населения Беларуси к ядерной энергетике, строительству собственной атомной электростанции в последние годы характеризуется очевидными позитивными качественными изменениями.

Динамика отношения населения к развитию ядерной энергетики в Республике Беларусь, % от числа опрошенных

Должна ли Беларусь, на Ваш взгляд, иметь и развивать ядерную энергетику?	Сентябрь 2005 года	Август 2006 года	Январь 2008 года	Февраль 2010 года	Май 2011 года
Количество опрошенных	2000	2006	2011	2000	1512
Да	28,3	28,8	54,8	57,0	59,4
Нет	46,7	41,8	23,0	19,6	24,7
Затрудняюсь ответить	25,0	28,6	21,8	22,5	15,8
Нет ответа	—	0,8	0,4	0,9	0,1

ОБ УПРОЩЕНИИ ПРОЦЕДУРЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ

Согласно результатам проведенного Всемирным банком исследования Беларусь занимает 175-е место среди 183 стран в рейтинге «Doing business» («Ведение бизнеса») по показателю легкости подключения к электрическим сетям. В республике прилагаются определенные усилия для улучшения сложившейся ситуации. В частности, в последнее время введен в действие ряд нормативных документов, позволивших изменить процедуру подключения электроустановок потребителей к электрическим сетям энергоснабжающих организаций.

Индикатор легкости подключения к электрическим сетям

В последнее время в мире стало актуально определять рейтинги и индексы по показателям, не имеющим, в большинстве случаев, численных значений. Не стала исключением и электроэнергетика. Если ранее электроэнергетические системы мира сравнивались по установленной мощности, производству электроэнергии, числу часов использования максимума нагрузки и другим численным показателям, то теперь Всемирный банк в рамках рейтинга «Doing business» оценил легкость подключения к электрической сети. Ранжирование по легкости получения электроэнергии осуществляется по трем составным показателям: количеству процедур, необходимых для подключения, срокам их осуществления и стоимости. Данный индикатор получил название «Getting electricity» («Получение электричества»). При расчете для сопоставления данных в различных странах используется стандартный (типовой) случай: предпринимателю необходимо осуществить подключение к электрической сети (в части внешнего электроснабжения) электроустановки вновь построенного склада мощностью 140 кВА.

Индикатор «Получение электричества» характеризует взаимоотношения бизнеса с энергоснабжающей организацией. Он охватывает

небольшую часть услуг по электроснабжению, однако предоставляет информацию по ряду данных, которые ранее не отслеживались в большом количестве стран (в том числе и в Республике Беларусь), – эффективность и стоимость услуг, предоставляемых потребителям энергоснабжающей организацией, сложность процедур и объем ресурсов, затрачиваемых предприятием при подключении.

В Республике Беларусь исследование процедуры подключения электроустановок потребителей к электрическим сетям проводилось на примере филиала «Минские кабельные сети» РУП «Минскэнерго». По оценке экспертов Всемирного банка, процесс подключения к электрическим сетям в Республике Беларусь длится 254 дня и требует выполнения семи процедур:

- обращение в филиал «Минские кабельные сети» и ожидание выдачи технических условий;
- разработка проекта внешнего электроснабжения и его согласование;
- получение разрешения на выполнение земляных работ;
- выполнение электромонтажных работ по внешнему электроснабжению;
- проверка выполненных работ филиалом «Минские кабельные сети» и составление акта разграничения балансовой принадлежности электросетей и экс-



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

плуатационной ответственности сторон;

- допуск электроустановок в эксплуатацию филиалом «Энергонадзор»;
- подача документов в филиал «Энергосбыт», проверка счетчика, заключение договора и выполнение работ по подключению.

Денежные затраты по подключению составляют 1 383,8 % (для обеспечения сопоставимости данных по различным странам Всемирный банк определяет затраты в процентах от среднего дохода на душу населения в каждой стране). Респу-

блика Беларусь по данному индикатору в отчете «Ведение бизнеса-2012» заняла 175-е место. Для сравнения: первое место занимает Исландия, где для подключения к электрическим сетям необходимо выполнение четырех процедур в течение 22 дней, при этом денежные затраты составляют 13,6 %.

Меры по упрощению процедуры подключения

Для исправления сложившейся ситуации в нашей стране принимаются меры, направленные на упрощение процедуры подключения. Так, постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394 утверждены **Правила электроснабжения**, которые вступили в силу со 2 февраля 2012 года. Пунктом 54 Правил определен исчерпывающий перечень документов, необходимых для заключения договора на электроснабжение с юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями. При этом в перечне отсутствует справка о выполнении технических условий. Ее представление в филиалы РУП-облэнерго при заключении договора на электроснабжение не требуется. Данное упрощение подтверждено также письмом Министерства энергетики от 8 февраля 2012 года № 04-2-1-16/612.

Следует отметить, что справка о выполнении технических условий необходима в ряде случаев для работы комиссии по приемке объекта в эксплуатацию. Данное требование предусмотрено п. 6.10 ТКП 45-1.03-59-2008 «Приемка законченных строительством объектов. Порядок проведения»: заказчик представляет приемочным комиссиям справку городских эксплуатационных организаций о том, что внешние наружные коммуникации холодного и горячего водоснабжения, канализации, энергоснабжения, связи и др. обеспечат нормальную эксплуатацию объекта. Такая справка оформляется организацией, выдавшей технические условия, но предъявление ее для заключения договора, а также допуска электроустановок в эксплуатацию не требуется.

Кроме того, постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 года № 156 утвержден **Единый перечень административных процедур**, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей (далее – Перечень); при этом ранее действовавшее постановление Совета Министров Республики Беларусь от 8 мая 2009 года № 612 в числе прочих утратило силу. Перечнем предусмотрена новая административная процедура (п. 3.31) «Подключение электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации». Данная процедура включает в себя:

- выдачу акта разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;
- осмотр электроустановок с оформлением соответствующего акта;
- проверка параметризации и опломбировка средства расчетного учета электроэнергии;
- заключение договора электроснабжения;
- непосредственное подключение электроустановок.

Данная административная процедура осуществляется по принципу «одно окно». Для ее проведения необходимо подать заявление в энергоснабжающую организацию. Форма заявления определена приказом ГПО «Белэнерго» от 4 апреля 2012 года № 99. К заявлению прилагаются следующие документы:

- копия учредительного документа (только для юридических лиц);
- копия свидетельства о государственной регистрации;
- копия правоустанавливающего документа на объект электроснабжения;
- проект электроснабжения (копии основных листов принципиальной схемы электроснабжения, плана прокладки трасс линий электропередачи, схемы распределительных сетей раздела «Электрическое оборудование, сети и системы», схемы распределительной сети и оборудования напряжением 0,4 кВ подключаемого сооружения);

- копия акта технической готовности электроустановок;
- сведения об организации эксплуатации электроустановок (в том числе о проверке знаний лица, ответственного за электрохозяйство, и приказ о его назначении; об обслуживающем электротехническом персонале; о наличии испытанных средств защиты, используемых в электроустановках);
- нормы расхода электрической энергии на производство единицы продукции (работ, услуг) или предельных уровней потребления электрической энергии, утвержденные в установленном порядке;
- письменная заявка о величине годового потребления электрической энергии и мощности с разбивкой по месяцам.

Дополнительно при осмотре электроустановок на объекте электроснабжения представляются:

- комплект приемо-сдаточной документации по монтажу электроустановок;
- комплект документации по проведению пусконаладочных работ;
- протоколы электрофизических измерений.

Срок осуществления административной процедуры «Подключение электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации» в соответствии с Перечнем составляет 20 дней. В настоящее время проводится работа по его дальнейшему сокращению. Планируется, что процесс подключения электроустановок объекта с одним источником питания не превысит 10 дней. В процессе осуществления административной процедуры филиалы РУП-облэнерго взаимодействуют между собой (в том числе по передаче информации и документов) без участия потребителя.

Ожидается, что перечисленные меры, а также ряд других позволят значительно упростить процесс подключения электроустановок потребителей к электрическим сетям энергоснабжающей организации и приведут к существенному улучшению позиции Республики Беларусь в рейтинге «Doing business».

О ВОССТАНОВЛЕНИИ ПОВРЕЖДЕННЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6–10 КВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БРЕСТСКОЙ ОБЛАСТИ

Кабельные линии относятся к дорогостоящим, ответственным и долговременным элементам систем связи и электроснабжения. Надежность их работы – одно из важнейших условий обеспечения бесперебойного электроснабжения, что имеет особое значение для потребителей I и II категорий, в частности для предприятий с непрерывной технологией производства. Между тем на уровень эксплуатационной надежности КЛ воздействует множество разрушающих факторов, зачастую приводящих к повреждению линий и необходимости их восстановления.

Одной из основных задач органов госэнергонадзора, определенных Положением о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, является контроль за обеспечением энергоснабжающими организациями надежного и качественного электроснабжения электроустановок потребителей, которое очень часто зависит от самого потребителя, эксплуатирующего электроустановку, или от потребителя, электрические сети которого входят в транзитную часть энергосистемы. По большей части это транзитные потребительские кабельные линии напряжением 6–10 кВ. Количество таких кабельных линий в Брестской области в последние годы неуклонно растет (см. таблицу).

Таким образом, большое значение при осуществлении государственного энергетического надзора за обеспечением надежного электроснабжения имеет контроль за восстановлением поврежденных потребительских кабельных линий 6–10 кВ. Специалистами филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнер-

го» данному вопросу уделяется пристальное внимание.

Еще совсем недавно, в начале 2000-х годов, количество потребительских КЛ 6–10 кВ, одновременно числящихся поврежденными, доходило до 35–40 шт. при общем количестве повреждений КЛ в год, сопоставимом с наблюдаемым сейчас, и даже меньшем. Среднее время восстановления КЛ составляло до 55–60 дней. Такое положение дел вносило дополнительные трудности в работу диспетчеров и оперативного персонала районов электрических сетей, ограничивая их возможности по производству оперативных переключений и восстановлению электроснабжения потребителей при возникновении нештатных ситуаций.

Основными причинами столь длительного восстановления поврежденных КЛ являлись отсутствие четкого взаимодействия между персоналом диспетчерских служб районов электросетей и энергонадзора (что приводило к задержке передачи сообщений о выходе КЛ из строя в энергонад-



Ю.А. БАКАЛКИН,
заместитель начальника
энергоинспекции филиала
«Энергонадзор»
РУП «Брестэнерго»

зор и, соответственно, к задержке выдачи предписаний потребителям о восстановлении линий), а также незнание персоналом потребителей порядка включения в работу кабельных линий после проведения восстановительных работ.

С целью сокращения сроков восстановления КЛ РУП «Брестэнерго» в 2006 году было разработано Положение о порядке организации работы по восстановлению кабельных линий электропередачи напряжением 6–10 кВ, которым установлен порядок взаимодействия персонала филиалов электрических сетей и энергонадзора. Согласно Положению было организовано размещение информации

Динамика роста количества кабельных линий (участков) 6–10 кВ, находящихся на балансе потребителей Брестской области (с 2006 по январь 2012 года)

	2006 год	2007 год	2008 год	2009 год	2010 год	2011 год	2012 год
Всего, шт.	1264	1274	1285	1326	1377	1400	1459
в том числе транзитных	659	668	677	707	738	759	806

обо всех поврежденных КЛ 6–10 кВ Брестской области на информационном сервере РУП «Брестэнерго» с обновлением ее в режиме реального времени. Персоналом филиала «Энергонадзор» была активизирована работа с потребителями, налажен ежедневный контроль за ходом восстановительных работ. Как следствие – среднее время восстановления поврежденных КЛ существенно снизилось и в настоящее время не превышает 10–11 дней (рис. 1), а количество одновременно числящихся поврежденными потребительских КЛ не превышает 15, несмотря на тенденцию к увеличению общего количества повреждений КЛ (рис. 2).

Тем не менее сложившаяся непростая экономическая ситуация ставит перед потребителями новые проблемы. В Брестской области имеется несколько потребительских кабельных линий (ЧУП «Брестская мебельная фабрика», КУПП «Кобринрайводоканал», ОАО «Дрогичинский комбикормовый завод» и др.), испытание которых повышенным напряжением после очередного ремонта неизменно ведет к повторным повреждениям на участках с ослабленной изоляцией. Восстановление таких кабельных линий с каждым разом занимает все больше и больше времени, усугубляя при этом и без того непростое финансовое положение предприятий. В ряде случаев полная замена кабельной линии оказывается более целесообразной, чем ремонт.

Учитывая, что более чем у 30 % всех потребительских КЛ истек нормативный срок эксплуатации, следует ожидать, что проблемных линий с каждым годом будет все больше и больше. В последнее время начали происходить случаи отказа организаций – владельцев КЛ от восстановления линий, которые по разным причинам больше не участвуют в электроснабжении их объектов (оставаясь при этом в схеме транзита электроэнергии другим потребителям). Как показывает практика, меры административного воздействия на руководителей этих организаций не являются эффективными, поэтому восстановлением таких линий

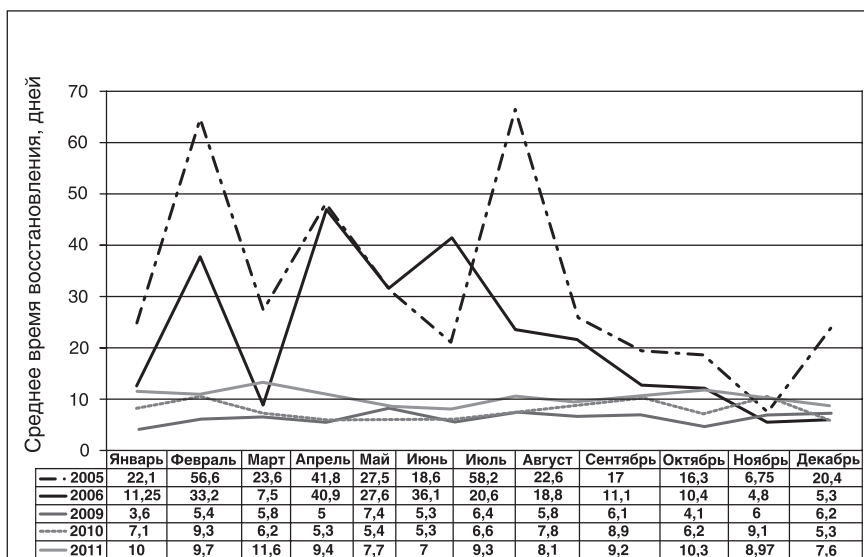


Рис. 1. Среднее время восстановления потребительских КЛ 6–10 кВ Брестской области

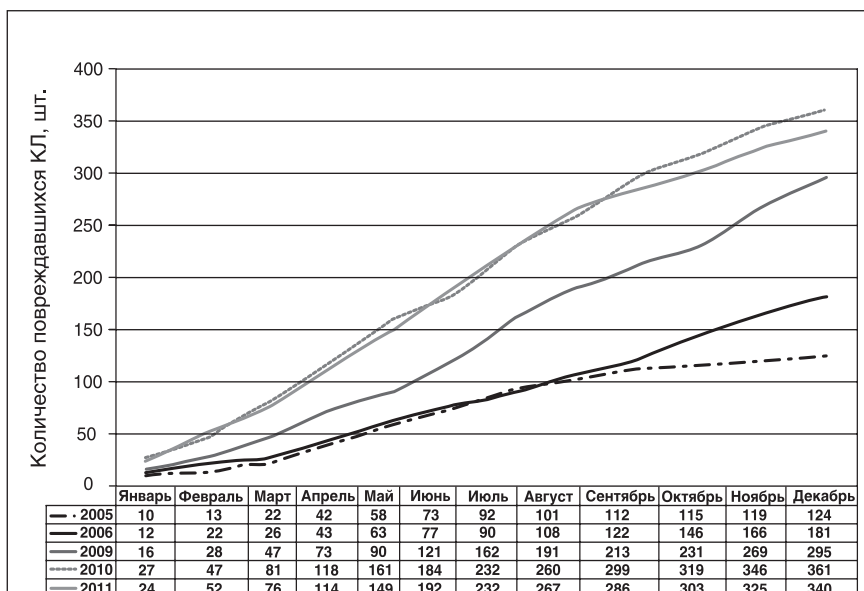


Рис. 2. Количество повреждавшихся потребительских КЛ 6–10 кВ Брестской области

вынужден заниматься персонал филиалов электрических сетей с последующим взысканием затрат через суд.

В этих обстоятельствах с учетом ограничений полномочий органов госэнергонадзора, предусмотренных Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2010 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь», все большее значение приобретает взаимодействие энергонад-

зорных служб с исполнительными органами власти. В 2012 году по инициативе филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго» в решение Брестского областного исполнительного комитета «О задачах по подготовке народнохозяйственного комплекса области к осенне-зимнему периоду 2012/2013 года» внесен пункт, обязывающий руководителей организаций обеспечить восстановление поврежденных кабельных линий в срок, не превышающий семи суток.

НЕ ЗАРЫВАЙТЕ ДЕНЬГИ В ЗЕМЛЮ!

Еще совсем недавно при прокладке кабеля для его защиты от механических повреждений использовался кирпич. Но с тех пор как кирпичные предприятия перешли на современные технологии и низкокачественный дешевый кирпич почти исчез из производства, использовать этот материал в качестве защитного стало слишком дорогим удовольствием. Сегодня каждый специалист понимает, что высококалассный кирпич не стоит зарывать в землю, он должен применяться по своему прямому назначению – идти на строительство зданий и сооружений.

В.Л. ЕРУСЛАНОВ,
специалист по продажам

Начиная с 2009 года в нашей республике проекты прокладки подземных кабельных линий для защиты кабеля от механических повреждений согласно ТУ ВУ 101333870.002-2009 предусматривают использование принципиально нового материала – ленты защитно-сигнальной (ЛЗС), выпускаемой ООО «Интербелтрейд» (г. Минск).

ГПО «Белэнерго» своим письмом № 06-02/1110 от 25 октября 2010 года «О применении защитно-сигнальной ленты для подземных кабельных линий» рекомендовало предприятиям Республики Беларусь, специализирующимся в электросе-

тевом строительстве, более широко использовать ЛЗС, констатировав при этом ряд преимуществ нового средства защиты кабельных линий перед традиционным.

Использование ЛЗС при подземной прокладке кабелей позволяет:

- снизить трудозатраты;
- сократить сроки проведения СМР;
- уменьшить транспортные расходы;
- обеспечить высокую степень защищенности подземного кабеля от механических повреждений.

Важной особенностью нового материала является его многофункциональность: лента защитно-сигнальная не только защищает, но

и обозначает кабельную линию, облегчая ее поиск и доступ к ней при последующих раскопках.

В рамках одной статьи сложно раскрыть все положительные стороны применения ЛЗС. Хочется лишь отметить, что в течение последних трех лет данный материал все чаще используется строительными и энергоснабжающими организациями республики, а его качество получает только положительные отзывы.

Одной из целей этой публикации является анализ экономической целесообразности использования ЛЗС. Предлагаются два варианта смет в текущих ценах на март 2012 года

Таблица 1. Сравнение затрат * заказчика при защите двух кабелей в траншее Т-2 длиной 100 м кирпичом и ЛЗС

Регион	Вид защиты	Укладка защиты кабеля	Песок: для ЛЗС 15 м ³ , для кирпича 9 м ³	100 м/п ЛЗС 250×3, 5 мм, 834 шт. кирпича	Засыпка траншеи: для ЛЗС 6 м ³ , для кирпича 12 м ³	ОПР и ОХР**	Плановая прибыль	Итого без НДС	Итого с НДС	Экономия при замене кирпича на ЛЗС
Брестская область	ЛЗС	98 230	538 080	1 702 500	104 171	1 604 189	1 192 932	5 240 102	6 288 122	2 636 751
	кирпич	1 428 459	322 848	1 545 644	208 342	2 293 990	1 638 111	7 437 394	8 924 873	-29,54 %
Витебская область	ЛЗС	98 230	228 645	1 702 500	104 171	1 604 189	1 192 932	4 930 667	5 916 800	2 693 603
	кирпич	1 428 459	137 187	1 469 247	208 342	2 293 990	1 638 111	7 175 336	8 610 403	-31,28 %
Гомельская область	ЛЗС	98 230	543 990	1 702 500	104 171	1 871 455	1 364 953	5 685 299	6 822 359	2 648 532
	кирпич	1 428 459	326 394	1 997 113	208 342	2 293 990	1 638 111	7 892 409	9 470 891	-27,97 %
Гродненская область	ЛЗС	98 230	354 150	1 702 500	104 171	1 871 455	1 364 953	5 495 459	6 594 551	2 197 892
	кирпич	1 428 459	212 490	1 545 644	208 342	2 293 990	1 638 111	7 327 036	8 792 443	-25 %
Минск	ЛЗС	98 230	294 765	1 702 500	130 922	1 807 846	1 383 057	5 417 320	6 500 784	2 806 090
	кирпич	1 480 562	176 859	1 447 061	261 844	2 536 024	1 853 378	7 755 728	9 306 874	-30,15 %
Минская область	ЛЗС	98 230	257 415	1 702 500	104 171	1 604 189	1 192 932	4 959 437	5 951 324	2 366 392
	кирпич	1 428 459	154 499	1 208 029	208 342	2 293 990	1 638 111	6 931 430	8 317 716	-28,45 %
Могилевская область	ЛЗС	98 230	249 585	1 702 500	104 171	1 871 455	1 364 953	5 390 894	6 469 073	2 248 083
	кирпич	1 428 459	149 751	1 545 644	208 342	2 293 990	1 638 111	7 264 297	8 717 156	-25,79 %

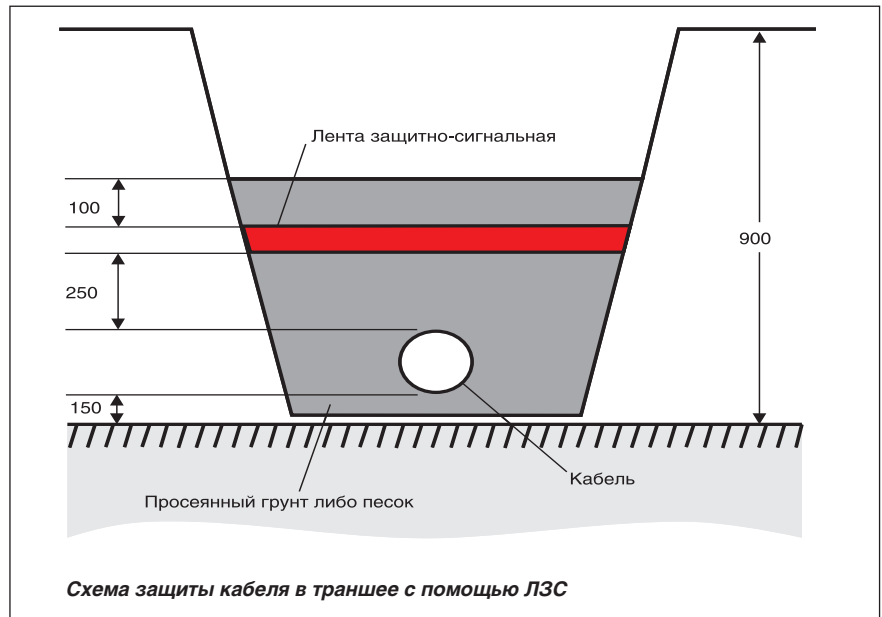
* Источник – Нормативы расхода ресурсов в натуральном выражении. НРР 8.03.210-2012. Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь.

** ОПР и ОХР – общепроизводственные и общехозяйственные расходы.

для различных регионов республики с одинаковой строительной задачей: прокладка двух кабелей, рассчитанных на напряжение до 35 кВ, в траншее Т-2 шириной 300 мм длиной 100 м и объемом 27 м³ (табл. 1).

Так, для защиты кабеля традиционным методом в траншее данной длины необходимо 834 шт. полнотелого глиняного кирпича марки 175 и 9 м³ песка. При этом объем засыпки траншеи вручную достигнет 12 м³. В случае использования ЛЗС для аналогичной траншеи понадобится 100 пог. м ленты сечением 250×3,5 мм и 15 м³ песка. При этом объем засыпки составит только 6 м³, то есть в два раза меньше.

Хотелось бы обратить внимание читателей, что вес 834 шт. кирпича составляет 3086 кг, а вес 100 пог. м ленты защитно-сигнальной сечением 250×3,5 мм – всего 70 кг, то есть в 44 раза меньше. Кроме того, надо отметить, что в стоимость 100 пог. м ленты защитно-сигнальной (1 702 500 белорусских рублей без НДС) включены транспортные расходы (13,5 %) по доставке ленты на строительную площадку. Естественно, в расчетах, приведенных в табл. 1, не учтена стоимость электромонтажных работ



и кабеля, так как она одинакова в обоих вариантах смет.

Из данных табл. 1 видно, что при использовании ЛЗС стоимость материалов в среднем на 17,5 % больше, чем в случае, когда применяется кирпич. Однако это увеличение сполна компенсируется снижением на 87,5 % стоимости работ и на 23,9 % суммы общепроизводственных и общехозяйственных расходов, а также пла-

новой прибыли. Надо отметить, что стоимость защитных материалов может уменьшиться за счет того, что реальные транспортные расходы обычно значительно ниже величины, закладываемой в нормативы.

Расчеты показывают, что в зависимости от региона при применении для защиты кабеля ленты защитно-сигнальной вместо кирпича заказчик строительства подземной кабельной линии может сэкономить от 25 до 31,28 % средств (в среднем 2,5 млн рублей!) на каждые 100 пог. м траншеи. (При расчете необходимого количества ленты защитно-сигнальной для закрытия кабеля в траншее необходимо руководствоваться табл. 2.)

Если же учесть, что протяженность строящихся кабельных линий измеряется километрами, то хочется обратиться к потенциальным заказчикам с призывом: «**Не зарывайте в землю деньги!**».

Таблица 2. Расчет количества, веса кирпича и ЛЗС, необходимых для защиты кабеля на 100 м траншеи исходя из ее типа*

Тип траншеи	Кирпич глиняный полнотелый, шт./кг	Лента защитно-сигнальная серии ЛЗС, пог. м/кг
Т-1, шириной 200 мм	400 шт./1480 кг	100 пог. м размером 125×3,5 мм/35 кг
Т-2, шириной 300 мм	834 шт./3086 кг	100 пог. м размером 250×3,5 мм/70 кг
Т-3, шириной 400 мм	1234 шт./4566 кг	100 пог. м размером 250×3,5 мм + 100 пог. м размером 125×3,5 мм/105 кг
Т-4, шириной 500 мм	1668 шт./6246 кг	200 пог. м размером 250×3,5 мм/140 кг
Т-5, шириной 600 мм	1668 шт./6246 кг	200 пог. м размером 250×3,5 мм/140 кг
Т-6, шириной 700 мм	2068 шт./7652 кг	200 пог. м размером 250×3,5 мм + 100 пог. м размером 125×3,5 мм/175 кг
Т-7, шириной 800 мм	2502 шт./9257 кг	300 пог. м размером 250×3,5 мм/210 кг
Т-8 шириной 900 мм	2902 шт./10737 кг	300 пог. м размером 250×3,5 мм + 100 пог. м размером 125×3,5 мм/245 кг
Т-9 шириной 1000 мм	3334 шт./12336 кг	400 пог. м размером 250×3,5 мм/280 кг

* Данный расчет производился для удобства проектирования по аналогии с табл. 24, 25 типового проекта «Прокладка силовых кабелей напряжением до 10 кВ в траншеях. Арх. № 1.105.03 тм».



ИНТЕРБЕЛТРЕЙД
www.zazemlenie.by

ООО «ИНТЕРБЕЛТРЕЙД»
Тел./факс: (017) 205-83-89,
(029) 363-14-36, 755-14-36, 756-13-43

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДНЫХ РЕСУРСОВ БЕЛАРУСИ

Энергию воды наши предки использовали с незапамятных времен. Однако бурное развитие цивилизации отодвинуло ее применение на второй план. Причин этому много. Основная из них – невозможность обеспечить потребность в больших энергетических мощностях за счет работы гидроэлектростанций. Между тем в последние 20–25 лет во всем мире возрос интерес к использованию гидротехнических ресурсов, в том числе малых и средних рек, вызванный заметным исчерпанием топливных ресурсов, ужесточением требований к поддержанию экологического равновесия и охраны окружающей среды.

Гидроресурсы Беларуси

Для Беларуси гидроресурсы являются одним из наиболее приемлемых источников возобновляемой энергии, который можно реально использовать благодаря существующим природным условиям. На территории республики протекает большое количество крупных рек – Неман, Западная Двина, Днепр, Сож, Припять, Березина и др. Потенциальная мощность всех водотоков страны составляет 850–900 МВт, в том числе технически доступная – 520 МВт, экономически целесообразная – 250 МВт. Последняя величина может измениться, так как зависит от роста цен на топливо. Даже при гарантированной установленной мощности 250 МВт в республике на ГЭС ежегодно можно вырабатывать 900 млн кВт·ч электроэнергии при коэффициенте использования установленной мощности 0,4.

Развитие гидроэнергетики в стране характеризует так называемый используемый потенциал гидроресурсов (измеряется в %). Он определяется по формуле

$$П_{и.э.} = \frac{P_{уем.ГЭС}}{P_{maxГЭС}} \times 100 \%,$$

где $П_{и.э.}$ – используемый потенциал гидроресурсов, %; $P_{уем.ГЭС}$ – установленная мощность действующих ГЭС, кВт (МВт); $P_{maxГЭС}$ – максимальная мощность, которую можно установить на реках страны, кВт (МВт).

При $P_{уем.ГЭС} = 16,1 \text{ МВт}$ и $P_{maxГЭС} = 250 \text{ МВт}$ коэффициент использования потенциала гидроресурсов в Беларуси будет равен:

$$П_{и.э.} = \frac{16,1}{250} \times 100 = 6,44\% (0,0644).$$

В республике с 2011 по 2015 год предусматривается строительство ГЭС суммарной мощностью около 102,1 МВт. При реализации этих планов коэффициент использования гидроресурсов Беларуси составит:

$$П_{и.э.} = \frac{102,1 + 16,1}{250} \times 100\% = 47,3\% (0,473).$$

Следует отметить, что в Европе этот коэффициент равен 0,65 (65 %), в некоторых странах Скандинавии – более 0,9 (90 %), в России – 0,2 (20 %). Таким образом, Республика Беларусь в ближайшие годы может приблизиться к Европе в вопросах использования в стране водных ресурсов для выработки электроэнергии.



А.Н. ДОРОФЕЙЧИК,
заслуженный энергетик СНГ,
почетный энергетик
Республики Беларусь

Малые ГЭС

Строительство ГЭС на территории Беларуси было начато в 1935 году, а в 1938 году дала ток первая в республике ГЭС «Новый шлях» на р. Усяжа в Минском районе мощностью 35 кВт. В послевоенные годы в республике действовало более 170 колхозных и совхозных ГЭС общей мощностью 21 МВт со среднегодовой выработкой электроэнергии 88 млн кВт·ч. В 1959 году сельское хозяйство получало от ГЭС около 20 % потребления электроэнергии.

В 60-х годах прошлого столетия по мере развития централизованной энергосистемы и подключения к ней сельхозпотребителей большинство малых ГЭС было выведено из эксплуатации, а их оборудование демонтировано. ГЭС мощностью 100 кВт и более были в основном приняты на баланс энергосистемы. Действовали наиболее крупные – Осиповичская (2175 кВт) и Чигиринская (1500 кВт) ГЭС в Могилевской области, Гезгальская (620 кВт) и Волпянская (500 кВт) ГЭС на Гродненщине.

Как известно, в последние годы в стране большое внимание уделяется выработке электрической и тепловой энергии на местных видах топлива, вернее – на местных энергоресурсах. Соответственно, оказалась востребована и энергия воды. В 1990-х годах в энергосистемах начали быстрыми темпами восстанавливать малые ГЭС. Так, например, на Гродненщине в этот период восстановили Яновскую, Рачунскую, Новоселковскую ГЭС и др. В настоящее время в республике находится в эксплуатации около трех десятков малых ГЭС (МГЭС) общей мощностью 16,1 МВт. 22 из них общей мощностью 9,4 МВт находится на балансе Белорусской энергосистемы (см. таблицу).

Согласно результатам исследований зарубежных и отечественных специалистов строительство малых ГЭС имеет ряд преимуществ, среди которых следующие:

- существенная экономия органического топлива;
- доступность, возобновляемость и дешевизна гидроресурсов;
- непосредственная близость к потребителю, исключая необходимость в протяженных линиях электропередачи;

Малые гидростанции Беларуси, находящиеся на балансе ГПО «Белэнерго»

Наименование МГЭС	Мощность, МВт	Наименование МГЭС	Мощность, МВт
Лохозвинская	0,09	Рачунская	0,30
Папернянская	0,20	Яновская	0,15
Лукомльская	0,30	Новоселковская	0,22
Добромыслянская	0,21	Немновская	0,10
Богинская	0,63	Селявская	0,11
Клястицкая	0,52	Осиповичская	2,18
Гомельская	0,25	Чигиринская	1,50
Браславская	0,30	Тетеринская	0,37
Лепельская	0,32	Зельвенская	0,15
Волпянская	0,51	ГЭС на р. Щара	0,20
Гезгальская	0,72	Васьковская	0,09

- значительный срок службы;
- простота в эксплуатации при сохраняющейся возможности полной автоматизации;
- минимальное негативное (отрицательное) влияние на окружающую среду;
- возможность объединения ГЭС с многоцелевыми системами: места отдыха, рыболовство, водоснабжение, создание запасов пресной воды и т.д.

Большую роль должны сыграть малые ГЭС в обеспечении дешевой электроэнергией сельского хозяйства, так как все они находятся в сельской местности.

Перспективы использования водных ресурсов крупных рек Беларуси

Государственной программой строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Беларуси предусмотрено построить и реконструировать 33 гидроэлектростанции, в том числе 20 микро-ГЭС суммарной мощностью 0,75 МВт, 9 малых и мини-ГЭС суммарной мощностью 2,34 МВт и 4 крупные ГЭС суммарной мощностью 99 МВт.

В перспективе предусмотрено сооружение в республике четырех крупных ГЭС, а именно: две ГЭС на р. Западная Двина общей мощностью 63 МВт и две – на р. Неман суммарной мощностью 37 МВт.

Что касается крупных ГЭС, то с прошлого года на р. Западная Двина идет строительство Полоцкой ТЭЦ и в ближайшее время начнется сооружение Витебской

ГЭС. Строительство Полоцкой ГЭС ведут российские компании, Витебской – китайские.

В перспективе на Западной Двине намечается построить Бешенковичскую ГЭС (30,5 МВт), Верхнедвинскую ГЭС (29 МВт), на р. Неман – Немновскую ГЭС (20 МВт). В настоящее время завершается строительство одной из крупнейших в республике гидроэлектростанций – Гродненской, мощность которой составит 17 МВт.

Кроме того, в Беларуси предполагается соорудить каскад из шести ГЭС на р. Днепр. Среди них Виляховская ГЭС (2,8 МВт), Жлобинская ГЭС (9 МВт), Могилевская ГЭС (15 МВт), Оршанская ГЭС (5,65 МВт), Речицкая ГЭС (4,6 МВт), Шкловская ГЭС (4,9 МВт).

Гродненская ГЭС

Проработка строительства каскада ГЭС на р. Неман проводилась институтом «Мосгидропроект» еще в 50-х годах XX ст., но дальше изысканий дело не продвинулось. В конце 1990-х годов у руководства Гродненской энергосистемы появилась идея построить крупную ГЭС на Немане с русловым вариантом энергоузла, но перейти к ее осуществлению стало возможным только в 2001 году. Приказом по РУП «Гродноэнерго» была создана рабочая комиссия, которой было поручено выбрать место строительства Гродненской ГЭС.

Комиссия изучила три предполагаемых места створа и определила самым удобным место в районе д. Щичиново. На основе разработанного институтами «Белэнергопроект» и «Белгидропроект» обоснования инвестиций были проведены торги по выбору поставщика гидроэнергетического оборудования. Тендер выиграла чешская фирма «Альта». Однако по объективным причинам сделка была остановлена, а вопрос строительства ГЭС отодвинут на более позднее время.

В 2006 году Министерство энергетики Республики Беларусь предложило РУП «Гродноэнерго» сделать сравнение возможных вариантов компоновки гидроузла. Российский проектный институт «Мосгидропроект» сопоставил пойменный вариант компоновки гидроузла с ранее разработанным русловым вариантом. С учетом их технико-экономических показателей было рекомендовано принять к дальнейшему проектированию пойменный вариант компоновки Гродненской ГЭС, который имеет следующие преимущества:



Визит Первого вице-премьера Республики Беларусь В.И. Семашко на Гродненскую ГЭС, 29 апреля 2012 года

- основные земляные работы ведутся на правом берегу реки, и строительство можно начинать параллельно со строительством ограждающих перемычек в русле реки, что сократит сроки сооружения гидроузла;
- пропуск расходов воды на период строительства через существующее русло реки;
- снижение объемов работ по креплению русла реки и уширения;
- снижение затрат на эксплуатацию гидроузла и увеличение надежности работы гидросооружений.

17 июля 2007 года Правительством Республики Беларусь был утвержден архитектурный проект Гродненской гидроэлектростанции установленной мощностью 17 МВт на р. Неман.

Первоочередность реализации данного проекта не случайна. Ввод в работу Гродненской ГЭС позволит увеличить установленную мощность за счет возобновляемого источника энергии и снизить поставки в республику органического топлива.

Неман является одной из крупных рек республики с благоприятными для строительства ГЭС условиями – удобным створом, при использовании которого отметка нормального подпорного уровня (НПУ) водохранилища не превышает уровня паводковых вод в бытовых условиях.

Площадка будущей Гродненской ГЭС расположена в центральной части Гродненского района – в семи километрах от Гродно близ пос. Береговой. В состав гидроузла войдут: водосбросное сооружение (водосливная бетонная плотина), здание ГЭС, уширенные участки подводящего и отводящего русел реки, глухая земляная плотина, судоходный шлюз с каналами (вторая очередь).

Создание водосбросного сооружения предусматривается для пропуска паводковых расходов максимальным объемом воды 3280 м³/с и льда расчетной толщиной 68 см, надежного гашения кинетической энергии потока в нижнем бьефе.

Водосливной фронт плотины, равный 80 м, будет разбит тремя бычками на четыре водосливных отверстия шириной 20 м каждое. Водосливные отверстия будут перекрыты сегментными затворами. Маневрирование основными и ремонтными затворами верхнего бьефа предполагается осуществлять стационарными подъемниками, а ремонтными затворами нижнего бьефа – козловым краном.

На Гродненской ГЭС будет установлено пять гидроагрегатов шахтного типа с диаметром рабочего колеса $D_1 = 3,0$ м и расчетным напором 5,4–7,6 м. Расчетная годовая выработка электроэнергии на Гродненской ГЭС составит 87,6 млн кВт в год, что эквивалентно ежегодной экономии 28 032 т у.т.



Новоселковская ГЭС после восстановления



Идет монтаж основного гидроэнергетического оборудования на Гродненской ГЭС

Создание водохранилища – это развитие инфраструктуры, появление новой зоны отдыха, а также создание резервных запасов воды, в которых нуждается город. Его обустройство, несомненно, будет способствовать развитию водного туризма и судоходства. Для уменьшения негативного влияния водохранилища на окружающую природную среду и условия проживания людей в прибрежной зоне, которое может проявиться в частичном подтоплении прибрежных земель, выбраны соответствующий створ и водоподпорные отметки, а также ограничены площади образующихся мелководий.

Гродненская ГЭС имеет серьезное стратегическое значение для Беларуси в связи с предстоящим строительством в республике атомной электростанции. Ведь для эффективной работы АЭС в энергосистеме республики должна быть создана гидроаккумулирующая станция установленной мощностью не менее 250–300 МВт. По предварительным расчетам, водохранилище Гродненской ГЭС является готовым нижним резервуаром, из которого можно в часы ночного минимума энергосистемы закачивать воду на высоту 60–70 м в верхний резервуар гидроаккумулирующей станции с последующим ее возвратом в водохранилище Гродненской ГЭС в часы максимума энергосистемы.

Проектные работы по Гродненской ГЭС осуществляет РУП «Белнипиэнергопром» с привлечением в качестве субподрядчика ОАО «Укргидропроект». Генеральным подрядчиком проекта является ОАО «Гроднопромстрой». В настоящее время на Гродненской ГЭС полным ходом идет монтаж оборудования и его наладка. Пуск ГЭС запланирован на летний период 2012 года.

Выводы и предложения

Республика Беларусь располагает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Реализация Программы строительства новых и реконструкции действующих гидроэлектростанций на 2011–2016 годы значительно увеличит коэффициент использования гидроресурсов страны (до 0,473), позволит довести выработку экологически чистой электроэнергии почти до 1 млрд кВт·ч.

В связи со строительством на Гродненщине атомной электростанции целесообразно в районе Гродненской ГЭС построить гидроаккумулирующую электростанцию. Кроме того, в энергосистеме необходимо создать структурное подразделение, занимающееся вопросами эксплуатации и ремонта оборудования ГЭС, а также организовать при БНТУ подготовку и переподготовку кадров по строительству, эксплуатации и ремонту гидротехнического оборудования.



КАЛЕНДАРЬ ВЫСТАВОК

июль/август 2012 года

РОССИЯ

Строительство - 2012 Межрегиональная выставка-форум	Дата проведения: 07.08.2012– 09.08.2012	Город: Челябинск	www.exponet.ru
Современный город: Энергетика. Ресурсосбережение. Экология - 2012 9-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 08.08.2012– 10.08.2012	Город: Белгород	www.exponet.ru
Нефть. Газ. Хим - 2012 16-я Специализированная выставка оборудования, материалов, технологий для нефтяной, газовой и химической отраслей	Дата проведения: 21.08.2012– 23.08.2012	Город: Саратов	www.exponet.ru
Тыва: Строительство. Энергетика. ЖКХ - 2012 6-я Межрегиональная специализированная выставка	Дата проведения: 24.08.2012– 26.08.2012	Город: Кызыл	www.exponet.ru

В МИРЕ

Green Expo Argentina 2012 1-я Аргентинская выставка и конференция по возобновляемой энергии	Дата проведения: 03.07.2012– 05.07.2012	Город: Буэнос-Айрес, Аргентина	www.exponet.ru
Solar 2012 7-я Международная специализированная выставка и конференция «Энергетика, энергосбережение, электротехническое оборудование, силовая электроника, теплоэнергетическое оборудование, солнечная и ветровая энергетика, информационно-измерительная техника»	Дата проведения: 03.07.2012– 05.07.2012	Город: Буэнос-Айрес, Аргентина	www.exponet.ru
WWEC 2012 Выставка-конференция по энергетике и возобновляемым источникам энергии	Дата проведения: 03.07.2012– 05.07.2012	Город: Бонн, Германия	www.exponet.ru

UK AD & Biogas 2012 Выставка анаэробной переработки и биогаза	Дата проведения: 04.07.2012– 05.07.2012	Город: Бирмингем, Великобритания	www.exponet.ru
Oil & Gas Riau 2012 Выставка нефтяных и газовых технологий	Дата проведения: 05.07.2012– 07.07.2012	Город: Паканбару, Индонезия	www.exponet.ru
Shale Gas World Asia	Дата проведения: 09.07.2012– 12.07.2012	Город: Сингапур, Сингапур	www.expotop.ru
Intersolar North America	Дата проведения: 10.07.2012– 12.07.2012	Город: Сан-Франциско, США	www.expotop.ru
Project Management: Mining, Oil & Gas	Дата проведения: 10.07.2012– 12.07.2012	Город: Брисбен, Австралия	www.expotop.ru
Energysolar+ Brasil 2012 Выставка и конференция по солнечной энергии	Дата проведения: 11.07.2012– 13.07.2012	Город: Сан-Паулу, Бразилия	www.exponet.ru
Greenergy Expo Brazil 2012 1-я Бразильская выставка и конференция по возобновляемой энергии	Дата проведения: 11.07.2012– 13.07.2012	Город: Сан-Паулу, Бразилия	www.exponet.ru
Indonesia Chemical Summit & Expo (INACHEM Expo) 2012 Международная выставка химической и нефтехимической промышленности	Дата проведения: 11.07.2012– 13.07.2012	Город: Джакарта, Индонезия	www.exponet.ru
Indo Water 2012 Выставка технологий очистки воды и сточных вод	Дата проведения: 11.07.2012– 13.07.2012	Город: Сурабая, Индонезия	www.exponet.ru
DEX Wire & Cable Connection Industrial Exhibition 2012 Выставка электрических проводов и кабельного оборудования	Дата проведения: 18.07.2012– 20.07.2012	Город: Шэньчжэнь, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Heavy Oil Latin America 2012 Конгресс и выставка технологий, продуктов и услуг для добычи, производства, переработки и транспортировки тяжелой нефти	Дата проведения: 01.08.2012– 03.08.2012	Город: Богота, Колумбия	www.exponet.ru
GZ Shading 2012 Строительная выставка. Городское хозяйство, архитектура, дизайн интерьеров, энергосберегающие технологии	Дата проведения: 08.08.2012– 10.08.2012	Город: Гуанчжоу, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Ecoafribuild 2012 Экологическая выставка	Дата проведения: 15.08.2012– 18.08.2012	Город: Йоханнесбург, Южно-Африканская Республика	www.exponet.ru
Plumbdrain 2012 Выставка сантехники, дренажных систем, отопительных и вентиляционных установок	Дата проведения: 15.08.2012– 18.08.2012	Город: Йоханнесбург, Южно-Африканская Республика	www.exponet.ru

Frigair 2012 Выставка отопительного, вентиляционного, холодильного оборудования и систем кондиционирования	Дата проведения: 15.08.2012– 18.08.2012	Город: Йоханнесбург, Южно-Африканская Республика	www.exponet.ru
FILDA 2012 29-я Международная выставка Анголы	Дата проведения: 17.07.2012– 22.07.2012	Город: Луанда, Ангола	www.expoclub.ru
Guangzhou International Thermal Technology Expo 2012 8-я Международная выставка тепловой техники	Дата проведения: 21.08.2012– 23.08.2012	Город: Гуанчжоу, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
China (Shanghai) International Petroleum & Petrochemical Exhibition (CIPPE) 2012 Международная нефтяная и нефтехимическая выставка	Дата проведения: 22.08.2012– 24.08.2012	Город: Шанхай, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
CTEF 2012 Международная выставка химических технологий и оборудования	Дата проведения: 22.08.2012– 24.08.2012	Город: Шанхай, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
China International Offshore Oil and Gas Exhibiton (CIOOE) 2012 Международная выставка технологий и оборудования для добычи нефти и газа	Дата проведения: 22.08.2012– 24.08.2012	Город: Шанхай, Китайская Народная Республика	www.exponet.ru
Renewable Energy Sources 2012 Выставка в сфере энергетики	Дата проведения: 23.08.2012– 26.08.2012	Город: Нитра, Словакия	www.exponet.ru
EXPOmobil – Leben – Wohnen – Energie 2012 Строительная выставка	Дата проведения: 24.08.2012– 26.08.2012	Город: Франкфурт, Германия	www.exponet.ru
Vietnam ETE 2012 Международная выставка промышленного электрооборудования	Дата проведения: 25.07.2012– 28.07.2012	Город: Хошимин, Вьетнам	www.exponet.ru
Umwelt 2012 Выставка по вопросам энергосбережения, ремонта, строительства, экологии и садоводства	Дата проведения: 25.08.2012– 26.08.2012	Город: Эккернфёрде, Германия	www.exponet.ru
World Water Week 2012 Международная неделя воды	Дата проведения: 26.08.2012– 31.08.2012	Город: Стокгольм, Швеция	www.exponet.ru
CIGRE 2012 44-я Сессия Международного Совета по большим электроэнергетическим системам СИГРЭ	Дата проведения: 27.08.2012– 31.08.2012	Город: Париж, Франция	www.expoclub.ru
ONS 2012 Выставка нефтегазовой промышленности	Дата проведения: 28.08.2012– 31.08.2012	Город: Ставангер, Норвегия	www.exponet.ru

Подготовила Вероника АНТОНОВА



БЕЛОРУССКИЙ
ПРОМЫШЛЕННЫЙ
ФОРУМ

БелПромЭнерго

международная выставка

ИННОВАЦИИ И ИНВЕСТИЦИИ –
НАСУЩНАЯ ПОТРЕБНОСТЬ
СЕГОДНЯШНЕГО ДНЯ

По итогам Белорусского промышленного форума-2012

С 15 по 18 мая 2012 года в г. Минске в 16-й раз прошел Белорусский промышленный форум. Традиционно данное мероприятие является смотром новых энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий, на котором представили свою продукцию более 200 компаний, организаций, предприятий и фирм из Австрии, Бельгии, Великобритании, Германии, Ирана, Италии, Китая, Латвии, Нидерландов, Польши, России, Украины, Франции, Чехии, Швеции, Японии, а также белорусские предприятия всех профильных министерств и ведомств.

Белорусский промышленный форум проходит в Беларуси ежегодно с 1997 года. На протяжении 16 лет мероприятия форума успешно содействуют развитию международной кооперации, привлечению инноваций в экономику страны. И этот год стал не менее плодотворным.

На торжественном открытии форума с приветственным словом к собравшимся обратился Первый заместитель Премьер-министра Беларуси В.И. Семашко. Он пригласил представителей зарубежных фирм и предприятий к более активному сотрудничеству и отметил, что в нашей стране созданы все необходимые предпосылки для привлечения иностранных инвестиций в промышленное производство и энергетику республики. В.И. Семашко подчеркнул, что создание единого экономического пространства Беларуси, России и Казахстана радикально изменило условия ведения бизнеса в нашей стране. Если вчера Беларусь представляла собой страну с большим потенциалом квалифицированных специалистов и небольшим рынком, то за счет создания ЕЭП возможности развития бизнеса значительно возросли. Белорусский промышленный форум продемонстрировал зарубежным инвесторам потенциал нашей страны в сфере производства и внедрения энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий, отметил В.И. Семашко.

Вице-премьер подчеркнул, что необходимо приложить все усилия для сохранения тенденции динамичного развития экономики республики, в том числе за счет рационального использования ТЭР. Он также предупредил о предстоящем увеличении цены на газ для российских потребителей, что приведет к ее росту и для Беларуси, поэтому стране необходимо как можно более продуктивно использовать время для повышения энергоэффективности экономики.

Официальную поддержку Белпромфоруму традиционно оказало Министерство энергетики Республики Беларусь, которое было представлено на выставке экспозициями предприятий и организаций, входящих в его структуру. На протяжении всех дней работы выставки внимание посетителей привлекала объединенная экспозиция ГПО «Белэнерго» и журнала Министерства энергетики «Энергетическая стратегия», который в этом году стал лучшим в СНГ по итогам конкурса на лучшее печатное издание, посвященного 20-летию Электроэнергетического Совета СНГ. Это вызвало повышенный интерес участников форума к тематике издания, проблемам, которые освещаются на его страницах. Неизменным успехом у представителей предприятий не только энергосистемы, но и других сфер народного хозяйства страны пользовалась представленная на стенде нормативно-техническая документация.

Экспозиции предприятий – участников форума продемонстрировали новейшие виды современного оборудования для заготовительного, обрабатывающего и сборочного производства. В этом году акцент был сделан на содействие росту привлекаемых инвестиций в энергетику и энергосбережение страны, внедрение новых высокотехнологичных и инновационных процессов, что является сегодня одним из приоритетных направлений в экономике республики, развитие которого немыслимо без интеграции с наукой.

Большой экспозицией были представлены на выставке отраслевые институты Национальной академии наук Республики Беларусь, деятельность которых сегодня нацелена не только на генерацию инноваций для экономики и энергетики, но и на востребованность этих инноваций в производстве. Это особенно актуально в условиях, когда в республике происходит оптимизация структуры научной сферы и концентрация финансирования на основных научных направлениях, интегрированных с реальным сектором экономики.

Программа Белорусского промышленного форума-2012 была, как всегда, насыщенной. В его рамках состоялись 16-я Международная специализированная выставка энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий «БелПромЭнерго», 15-й Международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество», 2-я конференция-выставка «Информационные технологии в промышленности «ПромИТ», 9-й Международный конкурс энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования, 8-й Республиканский конкурс сварщиков, 2-я биржа субконтрактов в промышленности.

Ключевым событием **15-го Международного симпозиума «Технологии. Оборудование. Качество»**, состоявшегося в рамках форума, стало пленарное заседание на тему «Энергоэффективность – основа устойчивого развития экономики». Открыл заседание доклад Первого заместителя Премьер-министра В.И. Семашко, который отметил, что за 15 лет ВВП Беларуси вырос в 2,5 раза, при этом валовое потребление топливно-энергетических ресурсов увеличилось всего лишь на 10 %. Он подчеркнул, что несмотря на хороший результат, который дала системная работа в сфере энерго-

сбережения и энергоэффективности, в этом направлении имеются еще существенные резервы. В первую очередь это касается модернизации основных фондов Белорусской энергосистемы. Уже реализуются проекты по строительству ПГУ 400 МВт на Лукомльской и Березовской ГРЭС. Их ввод в эксплуатацию внесет определенный вклад в сокращение энергоемкости валового внутреннего продукта республики.

Дальнейшее сокращение удельного расхода топлива потребует вложения инвестиций, подчеркнул В.И. Семашко и добавил, что для решения этой задачи необходимо использовать не только прибыль предприятий и энергосистемы, национальный капитал, но и активно привлекать зарубежные финансы. Он отметил, что в законодательстве страны произошли существенные подвижки в этом направлении. Принят Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии», который позволяет инвесторам строить энергообъекты на местных видах топлива и в последующем эксплуатировать их в рамках совместных предприятий. В мае этого года был подписан Декрет Президента Республики Беларусь № 6, оговаривающий условия прихода иностранного капитала в Беларусь с инвестиционными проектами и способствующий созданию привлекательных условий для их реализации. В нынешнем году планируется принять закон об электроэнергетике, который призван окончательно разрушить монополию государства на генерацию энергии, что позволит крупным системообразующим станциям использовать частный иностранный капитал, – отметил Первый вице-премьер.

На пленарном заседании также выступили заместитель Председателя комитета по стандартизации – директор Департамента по энергоэффективности Л.В. Шенец, заместитель Министра промышленности Республики Беларусь П.В. Утюпин, руководитель аппарата Национальной академии наук Беларуси П.А. Витязь, а также представители зарубежных энергетических агентств.

В тот же день на открытом заседании конкурсной комиссии состоялась защита презентаций 16 проектов Международного конкурса энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования, в котором приняли участие 13 организаций.



В ходе форума прошли секционные заседания **конференции «Информационные технологии в промышленности «ПромИТ»**, где рассматривались проблемы эффективного управления экономикой промышленных предприятий с использованием информационных технологий, обсуждались современные технологии электронной коммерции, лучшие международные практики и стандарты ИИСТ (ITIL/ITSM, Cobit, ISO).

Повышенный интерес участников форума вызвал **семинар «Правила электроснабжения. Вопросы взаимоотношений РУП-облэнерго с потребителями и блок-станциями»**, организованный ГПО «Белэнерго». Актуальность темы обусловлена увеличением доли блок-станций потребителей в структуре установленной мощности Белорусской энергосистемы и необходимостью решения порождаемых этим процессом проблем.

На семинаре обсуждались технические требования энергоснабжающей организации при подключении блок-станции к электрической сети, требования органов госэнергонадзора при допуске в эксплуатацию электроустановок потребителей, новые подходы к вопросам тарифообразования на электроэнергию, вырабатываемую блок-станциями и приобретаемую РУП-облэнерго.

Участники семинара рассмотрели также новые нормативные требования к организации взаимоотношений «РУП-облэнерго – потребитель электрической энергии», изложенные в Правилах электроснабжения, утвержденных постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394. Правила являются фактически первым документом высокого уровня, регулирующим гражданско-правовые отношения в области электроснабжения. В них закреплены новые подходы в работе с потребителями электрической энергии и организации обслуживания средств расчетного учета электрической энергии и мощности потребителей.

В нынешнем году 8-й раз Белорусский промышленный форум собрал лучших специалистов сварочного дела на **конкурс профессионального мастерства**, проходивший по трем номинациям – «Механизированная сварка», «Аргонодуговая сварка», «Ручная дуговая сварка». Победителями признаны С.Н. Силюк (фили-

ал РУП «Брестэнерго» «Белоозерскэнергоремонт»), Р.В. Корхов (ОАО «Белэнергоремналадка») и А.В. Булыга (ОАО «Белтрансгаз»). Каждый участник конкурса получил сертификат финалиста, а победители были награждены дипломами и ценными подарками.

В этом году второй раз в истории существования Белпромфорума состоялась биржа субконтрактов в промышленности, цель которой – развитие кооперационных отношений между крупными промышленными предприятиями и малыми, средними субъектами хозяйствования. Полная и достоверная информация о производственных мощностях, уровне загруженности, опыте работы и другие сведения, зафиксированные в квалификационной карте участников биржи, позволяли им реально оценивать возможности каждого предприятия и формировать адекватную цену на основе механизма конкуренции потенциальных поставщиков.

Биржа субконтрактов в промышленности стала одним из самых популярных мероприятий форума. Ее участники смогли по достоинству оценить преимущества, которые им предоставила эта форма делового сотрудничества в поиске и отборе квалифицированных поставщиков, способных выполнить заказ в соответствии с техническим заданием.

Насыщенная деловая программа Белорусского промышленного форума способствовала активному обмену профессиональным опытом, дальнейшему развитию делового партнерства и вызвала значительный интерес деловой и промышленной элиты к этому событию – около четверти деловых контактов, состоявшихся в ходе форума, завершились конкретными деловыми предложениями и контрактами.

Форум очередной раз подтвердил, что является идеальной платформой для демонстрации перспективных технологий и внедрения новейших достижений, эффективным средством распространения научно-технической информации, повышения квалификации, обмена передовым опытом для широкого круга специалистов не только Минска, но и всей страны.

Елена МОИЦЕЕВА



БЕЛОРУССКО-ЧЕШСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО В ЭНЕРГЕТИКЕ

Международные эксперты оценивают в целом как успешную деятельность Беларуси по формированию благоприятных условий для ведения бизнеса в республике и привлечения инвестиций. В стране создаются все необходимые условия для развития новых производств в кооперации с ведущими мировыми компаниями, комплексной поддержки инновационной деятельности, стимулирования притока прямых иностранных инвестиций. Республика предлагает своим зарубежным партнерам стабильные условия для предпринимательской деятельности в сфере электроэнергетики, экономически обоснованную доходность инвестированного капитала, дополнительные льготы, освобождение от налогов на ввозимое оборудование, передачу земельных участков в долгосрочную аренду и т.д. Все это способствует развитию взаимовыгодного сотрудничества с инвесторами разных стран, в том числе и Чехии.

Экономическое взаимодействие Беларуси и Чехии

В последние годы взаимодействие Беларуси и Чехии в экономической сфере имеет серьезную положительную динамику, подтверждением чему является увеличение количества реализуемых совместных проектов и контактов между представителями деловых кругов двух стран, рост двустороннего товарооборота.

В 2011 году отмечены самые высокие показатели двусторонней торговли за все годы сотрудничества Беларуси и Чехии: объем взаимной торговли товарами составил \$ 465 млн; белорусский экспорт в Чехию возрос до \$ 111,0 млн; импортировано чешских товаров на \$ 354 млн, при этом в общем объеме импорта из Чехии около 70 % приходится на инвестиционный импорт (поставка различной продукции и оборудования для модернизации белорусских предприятий). В течение прошедшего года из Чехии в Беларусь поступило \$ 56,5 млн инвестиций, организовано свыше 40 деловых визитов белорусских предпринимателей в Чехию и чешских бизнесменов в Беларусь, увеличилось количество прямых контактов между белорусскими и чешскими фирмами, возросла взаимная заинтересованность в реали-

зации совместных инвестиционных и коммерческих проектов.

Действенным инструментом организации двусторонних отношений стала учрежденная в соответствии с подписанным в 2009 году соглашением между Правительством Республики Беларусь и Правительством Чешской Республики белорусско-чешская смешанная комиссия по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству, задачей которой является координация деятельности министерств и ведомств, организация переговорного процесса с бизнес-партнерами, обеспечение разработки перспективных проектов, важных с точки зрения модернизации и нового наполнения экономического сотрудничества.

По итогам состоявшегося в мае 2009 года в чешском г. Брно первого заседания Межправительственной белорусско-чешской смешанной комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству была сформирована Рабочая группа по сотрудничеству в области энергетики. Белорусскую часть рабочей группы возглавил генеральный директор ГПО «Белтопгаз» Л.И. Рудинский, чешскую – директор Департамента газовой промышленности и жидкого топлива Министерства промышленности и торговли Чешской Республики Ян Заплатилек.



Ю.В. ХОВРИН,
главный инженер отдела поставок продукции ГПО «Белтопгаз»

Сотрудничество в области энергетики

На протяжении последних лет отношения между странами в сфере энергетики развиваются достаточно активно. С момента создания Рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики было проведено пять заседаний, состоялась официальная встреча сопредседателей, а с 28 марта по 1 апреля 2011 года чешская делегация во главе с заместителем министра промышленности и торговли Чешской Республики Томашем Гинером нанесла визит в Республику Беларусь.

Последнее на сегодняшний день пятое заседание Рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики, состоявшееся 19 апреля 2012 года в Минске на производственной базе УП «Минскоблгаз», было приурочено к визиту в Минск и Гродно предпринимательской миссии чешских компаний (17–20 апреля текущего года), организованному Палатой по экономическим связям со странами СНГ Чешской Республики совместно с Минским и Гродненским отделениями Белорусской торгово-промышленной палаты при поддержке Посольства Чешской Республики в Республике Беларусь и Министерства иностранных дел

Чешской Республики. В заседании рабочей группы с чешской стороны приняли участие представители Министерства промышленности и торговли Чешской Республики и деловых кругов, с белорусской – представители Министерства энергетики Республики Беларусь, в том числе Департамента по ядерной энергетике, а также Департамента по энергоэффективности Госстандарта Беларуси, ГПО «Белтопгаз», ГПО «Белэнерго», концерна «Белнефтехим», ОАО «Белтрансгаз», УП «Брестоблгаз», УП «Мингаз».

В ходе заседания были подведены промежуточные итоги трехлетнего двустороннего сотрудничества в области электроэнергетики, нефтяной, газовой и торфяной промышленности. Его участники отметили, что регулярные встречи делегаций деловых кругов Чехии и Беларуси (включая визиты в Беларусь), возглавляемые высокими должностными лицами обеих стран, придали значимый импульс развитию двусторонних отношений в области энергетики и способствовали реализации целого ряда совместных проектов.

Так, в настоящее время успешно развивается сотрудничество организаций ГПО «Белэнерго» с чешской производственно-инжиниринговой компанией MAVEL, a.s. по реализации в Республике Беларусь проектов в области гидроэнергетики. Согласно Государственной программе инновационного развития Республики Беларусь на 2011–2015 годы в 2012 году вводится в эксплуатацию Гродненская ГЭС. Проектом предусмотрена установка пяти турбин суммарной мощностью 17 МВт. Компания MAVEL, мировой лидер в производстве турбин для ГЭС такого класса, осуществила поставку необходимого для строительства станции основного гидроэнергетического оборудования (турбины, генераторы, мультиплексы, системы управления). Финансировалась поставка согласно кредитному соглашению между РУП «Гродноэнерго» и АО «Чешский экспортный банк». Оборудование компании MAVEL будет использоваться и при строительстве Полоцкой ГЭС мощностью 21,6 МВт на р. Запад-



Подписание сопредседателями итогового протокола заседания белорусско-чешской рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики

ная Двина. Ввести в строй станцию планируется в 2015 году.

ОАО «Белоозерский энергомеханический завод» и чешской компанией Modrans Power, a.s. в 2010 году создано совместное предприятие СООО «БЭЗИМП» по производству деталей трубопроводов высокого давления. На первом этапе реализации проекта совместного предприятия, для осуществления которого ОАО «БЭЗ» передал в уставный фонд свои производственные площади, а чешская сторона поставила станок для сгибания труб методом индукционного подогрева, организовано производство трубопроводных систем среднего диаметра. В настоящее время завершается второй этап проекта – монтаж термопечи и установка дробеструйной камеры, которые ведет белорусская сторона, а также поставка еще одного трубогибочного станка для трубопроводов большого диаметра, которую осуществляет чешская компания.

РУП «Гомельтранснефть «Дружба» и АО «МЕРО ЧР» в 2010 году подписали и реализуют Меморандум о взаимопонимании в области транспортировки нефти трубопроводным транспортом. Основной задачей Меморандума является создание и последующее эффективное функционирование системы обмена информацией о процессе транспортировки нефти по нефтепроводу «Дружба» в Чешскую Республику с целью эффективного использования трубопроводной инфраструктуры обеих компаний.

Положительную оценку получило сотрудничество организаций, входящих в состав концерна «Белнефтехим», с чешскими компаниями ЗАО «UNIS», АО «Хемопроект», EKOL Brno, ČKD Group и пр.

В 2011 году между ГПО «Белтопгаз», входящим в его состав ОАО «Торфопредприятие «Глинка» и чешской компанией Rašelina, a.s. был подписан трехсторонний Меморандум о взаимопонимании по вопросам реализации проекта «Цех по производству субстратов (питательных грунтов) на основе торфа». Rašelina, a.s. инвестирует в ОАО «Торфопредприятие «Глинка» путем предоставления товарного кредита в виде технологического оборудования по сортировке, прессовке и упаковке продукции из торфа, а также по производству торфяных субстратов. Возврат товарного кредита предусматривается путем поставки компании Rašelina, a.s. произведенной торфяной продукции. В настоящее время архитектурный проект цеха, предусматривающий строительство здания модульного типа и коммуникаций к нему, проходит государственную экспертизу. В ближайшее время будет подписан контракт, в соответствии с которым планируется осуществить поставку и монтаж оборудования до конца года.

На ТПУ «Березовское» УП «Брестоблгаз» успешно работает оборудование чешской компании KOVO NOVAK по изготовлению пеллет. Развивается сотрудничество с

Чешской торгово-инвестиционной компанией Rimex group, s.r.o. в части экспорта торфяной продукции, изучается вопрос создания с Rimex group в г. Хеб Чешской Республики чешско-белорусско-германского торгового дома для обеспечения экспорта белорусского биоэнергетического сырья и импорта в Беларусь оборудования и технологий.

Перспективы сотрудничества Беларуси и Чехии в сфере энергетики

Деятельность Рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики направлена на активизацию дальнейшего развития взаимовыгодного сотрудничества Беларуси и Чехии в этом направлении. В частности, в ходе пятого заседания группы сторонами был предложен ряд перспективных проектов.

Так, Департамент по энергоэффективности Госстандарта Беларуси заинтересовался представленной чешским энергетическим консорциумом «CZET» технологией газовых каскадных котельных «THERMONA» (объединение нескольких котлов в одну каскадную систему источников тепла суммарной мощностью до 1,4 МВт). Стороны договорились проработать предложенные материалы при участии представителей белорусского завода ОАО «ГСКБ» с целью модернизации систем отопления и горячего водоснабжения объектов ЖКХ и муниципального хозяйства.

Представители компаний АО «SIGMA Group», UNIS, a.s., ČKD Group выразили заинтересованность в участии в реконструкции и модернизации энергетических установок в Республике Беларусь. Для этих целей чешская сторона предложила провести в 2012 году ряд рабочих встреч и переговоров с белорусскими энергетическими компаниями. Так, компания АО «ČKD Group» в январе 2012 года представила в ГПО «Белэнерго» свою презентацию, показывающую возможности компании по участию в модернизации ТЭЦ и других энергетических установок Беларуси, входящих в систему ГПО.

Компания Unicontrols представила презентацию системы диспетчерского управления распределительных сетей низкого и высокого давления, реализованной ею в Чешской Республике, что вызвало огромный интерес к предложению компании со стороны ГПО «Белтопгаз» и ОАО «Белтрансгаз».

ГПО «Белтопгаз» предложило чешской компании NOEN, a.o., специализирующейся на проектировании и инжиниринге машин и оборудования для открытых разработок полезных ископаемых, а также представителям других чешских компаний принять участие в проекте добычи бурых углей для промышленных нужд в Лельчицком районе. Во второй половине 2012 года, после отчета о геологических изысканиях месторождения

чешские компании готовы приступить к изучению предложения и выдаче рекомендаций по проектированию, строительству и добыче на указанном месторождении.

Стороны продемонстрировали также заинтересованность в развитии сотрудничества в сфере атомной энергетики, обсудили вопросы возможного сотрудничества в указанной области и условия возможного участия чешских компаний в реализации проекта строительства АЭС.

Учитывая факт подписания чешскими компаниями и Госкорпорацией «Росатом» Меморандума о взаимопонимании, Департамент по ядерной энергетике Минэнерго Беларуси принял предложение чешской стороны о создании российско-чешско-белорусской экспертно-консультативной группы по строительству АЭС в Республике Беларусь. В этих целях планируется в текущем году организовать рабочие встречи и переговоры чешских компаний с представителями Объединенного института энергетических и ядерных исследований – «Сосны» НАН Беларуси, Института ядерных исследований «UJV Rez», а также компании SKODA JS-Plzen и других чешских производителей оборудования для ядерной энергетики с целью изучения возможности использования этого оборудования в ходе строительства атомной электростанции в Беларуси.

Следует подчеркнуть, что для реализации перечисленных выше проектов имеются возможности привлечения кредитных средств Чешского экспортного банка, других коммерческих банков Чешской Республики для обеспечения страхового покрытия АО «Экспертное гарантийное и страховое агентство».

В заключение хотелось бы отметить, что в ходе четвертого заседания белорусско-чешской смешанной комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству, состоявшегося 3–4 мая 2012 года в г. Минске, дана положительная оценка деятельности белорусско-чешской рабочей группы и рекомендовано продолжить обсуждение возможных вариантов взаимовыгодного сотрудничества в энергетической сфере в рамках рабочей группы.



Заседание белорусско-чешской смешанной комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству в г. Минске

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА. ПРОГНОЗ АНАЛИТИКОВ

Сланцевая революция на мировом энергетическом рынке

Fortune, Financial Times

Мировой энергетический рынок переживает в настоящее время начальную стадию революции, связанной с массовой разработкой и добычей запасов сланцевого газа в США. Она уже привела к значительному падению цен на голубое топливо. Так, если «Газпром» поставляет его по цене \$ 13 за миллион британских термальных единиц (БТЕ), то на внутреннем рынке США за это же количество дают сейчас \$ 2 (1 тыс. м³ природного газа содержит 35,8 млн БТЕ).

Еще десять лет назад существовало убеждение, что Соединенные Штаты интенсивно расходуют свои запасы природного газа и скоро стране придется импортировать его во все возрастающих масштабах. Однако теперь, когда США активно развивают добычу сланцевого газа, стране хватает собственных ресурсов этого источника энергии. С 2005 года его добыча увеличилась на 28 %. При этом если в 2008 году на сланцевый газ приходилось 11 % от общего объема добытого газа, то в 2011-м его доля составила уже треть, а к 2035 году она увеличится до 60 %. Ожидается, что в скором времени Соединенные Штаты станут экспортером природного газа, в том числе сжиженного сланцевого.

Так, недавно британская газовая компания British Gas (BG) заключила контракт на поставки СПГ с одного из терминалов в США на зарубежные рынки в объеме 15 млн т в год сроком на 20 лет. И надо отметить, что этот контракт не единственный и далеко не исчерпывает экспортный потенциал США. По оценкам руководителя BG Фрэнка Чэпмена, уже к 2020 году США смогут производить и поставлять на экспорт до 45 млн т СПГ в год. Это почти столько же, сколько сегодня поступает на мировой рынок СПГ от его крупнейшего поставщика – Катара. Управление по энергетической информации Министерства энергетики США (Energy Information Administration) опубликовало отчет «Annual Energy Outlook 2011», в котором утверждается, что запасы сланцевого газа в США намного больше, чем считалось ранее: не 9,8 трлн м³, а 23,4 трлн м³ газа. Также предполагается, что добыча сланцевого газа в 2035 году составит 340 млрд м³.

Специалисты считают, что Соединенным Штатам хватит сланцевого газа на ближайшие 100 лет при нынешнем уровне потребления. Согласно подсчетам влиятельной аналитической службы IHS, к 2015 году сектор добычи сланцевого газа даст экономике США \$ 118 млрд. Дешевый сланцевый газ сделал нерентабельными проекты в угольной промышленности, а сейчас подобное происходит и с ядерной энергетикой: из 29 проектов строительства в США новых ядерных реакторов для АЭС предполагается реализовать лишь два. О размахе сланцевой революции говорит тот факт, что в период 2011–2015 годов в США будет построено 258 новых электростанций, работающих на природном газе.

Все указывает на то, что основные события вокруг сланцевого газа будут разворачиваться в предстоящие 10 лет, когда станет окончательно ясно, будет ли сланцевая энергетическая революция длительной и не ограничится ли она лишь США. Как считают специалисты, ответы на эти вопросы будут в значительной степени даны Китаем.

«Факт наличия крупных месторождений сланцевого газа в Южной Америке, Китае и Европе говорит о том, что опыт США могут перенять и другие страны», – замечает Fortune. Согласно оценке Международного энергетического агентства (International Energy Agency), общемировые запасы сланцевого газа способны удовлетворить потребности мира в природном газе в течение ближайших 250 лет при сохранении нынешнего уровня потребления.

Ставку на разработку огромных запасов сланцевого газа делает Китай с целью снизить зависимость от импорта энергоносителей, сообщает лондонская газета «Файнэншл таймс». Поднебесная обладает 25 трлн м³ сланцевого газа, а это, по данным Управления по энергетической информации Министерства энергетики США, пятая часть мирового запаса. Такого объема достаточно для того, чтобы удовлетворить потребности страны в этом виде топлива в течение 200 лет. Пекин уже сделал данный вид газа основой пятилетнего энергетического плана, в соответствии с которым его производство к 2020 году должно быть доведено до 60 млрд м³.

Аналитики отмечают, что «победному шествию по миру сланцевой газовой революции» отчасти может помешать экологическое движение ее противников, которому на начальной стадии удалось добиться определенных успехов. Так, парламент Франции запретил промышленную добычу сланцевого газа на территории страны, а в Германии наложен мораторий. Тем не менее следует отметить, что в настоящее время позиции противников добычи сланцевого газа слабеют. Это обусловлено тем, что технологии добычи постоянно совершенствуются, а заинтересованные государства стремятся укрепить свою энергетическую безопасность за счет расширения внутреннего производства природного газа.

Однако в мире все же сохраняется значительный скептицизм относительно будущего сланцевого газа. Европа не сможет повторить вслед за Соединенными Штатами «революцию» и перейти на добычу газа из сланцевых пород. Об этом заявил заместитель председателя правления «Газпрома» Александр Медведев в опубликованной «Файнэншл таймс» статье. По его мнению, плотность населения, высокая стоимость добычи сланцевого газа и противодействие защитников природы не дадут Европе возможность сравняться с США по масштабам его добычи.

Оценка мировых запасов нефти и газа

USGS

В конце апреля 2012 года Геологическая служба США (The U.S. Geological Survey (USGS)), одна из авторитетнейших в мире организаций, изучающих среди прочего

запасы энергоресурсов в недрах Земли, опубликовала новую оценку мировых запасов традиционной нефти и природного газа. По оценке Службы суммарный объем прогнозируемых мировых запасов нефти составляет 565 млрд баррелей, природного газа – 5 606 трлн кубических футов, газоконденсата – 167 млрд баррелей.

Данные цифры отражают технически извлекаемые ресурсы при современном уровне развития технологий и промышленности. При их расчете не принимались во внимание соображения экономической обоснованности и доступности.

«Спустя 12 лет после последнего исследования благодаря достижениям в области технологий дополнительный объем ресурсов может рассматриваться как технически извлекаемый», – заявил глава USGS Марсия МакНатт (Marcia McNutt).

Последний раз подобные исследования относительно запасов углеводородов проводились USGS в 2000 году. Доклад содержит усредненную оценку ресурсов в 171 геологическом регионе мира как на континентальной части Земли, так и в оффшорной зоне.

Результаты исследований показали, что около 75 % неразведанных технически извлекаемых запасов традиционной нефти сосредоточены в четырех мировых регионах: Южной Америке и Карибском бассейне (126 млрд баррелей), Африке, южнее Сахары (115 млрд баррелей), Ближнем Востоке и Северной Африке (11 млрд баррелей), Североамериканской части Арктики (61 млрд баррелей).

Указанные оценки относятся только к традиционным видам нефти и газа. Нетрадиционные виды нефти и газа, такие как сланцевый газ, нефть в малопроницаемых пластах, газ в плотных породах, газ угольных пластов, тяжелая нефть, нефтеносные пески, запасы которых в мире могут быть весьма существенны, в эти данные не включены.

Следует отметить, что USGS является единственной в мире компанией, предоставляющей подобные оценки прогнозируемых технически извлекаемых мировых запасов нефти и газа. На данные Службы часто ссылаются крупнейшие мировые энергетические агентства.

Китай намерен захватить энергетический рынок Юго-Западной Европы

Energy Tribune

Реорганизация европейского энергетического рынка с начала 2000-х годов позволила Евросоюзу распространить свои рыночные условия на Балканы, особенно после учреждения Европейского энергетического сообщества в июле 2006-го. Проект заключался в частичной интеграции балканских стран в единый европейский рынок. В соответствии с ним государства Юго-Восточной Европы к 2015 году обязались достичь европейских стандартов в сфере производства энергии. В 2009 году были приняты новые нормативы (распространяемые также на балканские страны), предписывающие массовое сокращение выбросов газов, вызывающих парниковый эффект, рост использования возобновляемых энергоресурсов, а также снижение энергопотребления. Это стало огромной проблемой для стран Балканского полуострова, энергетическую инфраструктуру которых по большей части можно признать устаревшей. В то же

время мировой экономической кризис положил конец западно-европейским инвестициям в страны Восточной Европы, особенно в сферу развития инфраструктуры гидроэлектростанций, а также использования ветряных энергоресурсов. Именно в этот момент Китай начинает активное наступление на этот регион. Причем КНР занимается не только торговлей и производством продукции, но и позиционирует себя как поставщика энергоресурсов. Страна стала настоящим лидером инвестиционных вложений не только в отрасль возобновляемой энергии этого региона, опередив тем самым США и Германию, но и в разработку крупных энергетических проектов.

В Румынии, например, китайская национальная корпорация электрооборудования China National Electric Equipment Corporation представила проект стоимостью в € 1 млрд на сооружение теплоэлектростанции мощностью 500 МВт, а корпорация Chinese Nuclear Power Engineering Corporation вскоре займется возведением двух новых ядерных реакторов в г. Чернаводэ. Также Пекин планирует строительство гидроэлектростанции мощностью 1000 МВт в г. Тарница-Лэпуштешти – этот проект оценивается в € 1,3 млрд.

В соседней Болгарии Китайская национальная ядерная корпорация (China National Nuclear Corporation) работает над проектом укрупнения атомной электростанции «Козлодуй». Китайцы могли бы также получить преимущество в строительстве второй АЭС в Белене, ведь переговоры между Софией и Москвой по этому проекту значительно затянулись. Наконец, внешнеторговый банк Китая предоставил государственной энергетической компании Сербии (Elektroprivreda Srbije) кредит в € 1 млрд под низкий процент на модернизацию сербских электросетей и строительство теплоэлектростанции в г. Костолац.

В Боснии Китайский банк развития в настоящее время выделяет средства на строительство угольной электростанции мощностью 300 МВт в г. Станари. Этот проект стоимостью в € 500 млн, реализуемый китайской компанией China Dongfang Electric Corporation, будет стоить в половину меньше того, что затребовали главные конкуренты китайцев в этой сфере — французская компания Alstom и польско-канадский концерн Rafako-SNC Lavalin.

Инвестиции Китая, в 2010 году составившие около \$ 55 млрд, делают эту страну мировым лидером в сфере капиталовложений в возобновляемые энергоресурсы стран Балканского региона. С китайскими компаниями были подписаны многочисленные контракты. Так, фирмы Polar Photovoltaics и Wiscom Systems планируют на западе Болгарии строительство электростанции, работающей на солнечной энергии.

В 2011 году Государственная энергетическая корпорация Греции (Public Power Corporation of Greece) заключила контракт с компанией Sinovel Wind, крупнейшим китайским производителем ветряных электростанций, на строительство ветряной электрической установки мощностью 200–300 МВт.

В Македонии дочернее предприятие Китайской гидроэнергетической корпорации (China International Water and Electric Corporation) подписало с македонским правительством протокол о намерениях, предусматривающий строительство 12 ГЭС вдоль р. Вардар протяженностью от Косова до греческой границы. Этот суперпроект

стоимостью в € 1,5 млрд, который рассчитывают завершить через 15 лет, будет также на 85 % профинансирован кредитом Китайского банка развития.

Продолжая свои финансовые вливания в страны Балканского региона в условиях мирового кризиса, Китай решительно выделяется из рядов своих западных конкурентов, прекративших инвестиции. Эта тактика свидетельствует о долгосрочных планах Китая утвердиться на рынке Восточной Европы – крайне нестабильном, но напрямую связанном с европейским рынком сбыта. Впрочем, стратегия Китая весьма прозрачна и касается как бедных восточноевропейских стран (Балканы), так и государств, испытывающих финансовые сложности (Греция, Испания). Китай также намерен укрепить свои позиции в Центральной Европе (Чехия и Польша).

КНР сегодня признана крупнейшим мировым производителем ветряных электростанций и солнечных батарей, поддерживающим при этом строительство АЭС и электростанций, работающих на чистом угле. В связи с отсутствием политики поддержки инновационных технологий как в США, так и в Европе – может случиться так, что Запад станет зависимым уже не от нефти Ближнего Востока, а от китайских энергетических технологий.

Евросоюз утвердил новую стратегию – переход на биоэкономику и отказ от нефти

European Commission

Европейская комиссия утвердила стратегию, направленную на расширение использования возобновляемых ресурсов в европейской экономике.

«Европа должна осуществить переход к постнефтяной экономике. Шире использовать возобновляемые ресурсы – это не просто одно из решений, это необходимость», – заявила член Европейской комиссии по научным исследованиям и инновациям Майре Гогхэган-Куинн. Она представила журналистам в Брюсселе стратегию «Инновации на службе устойчивого экономического роста: биоэкономика для Европы». Гогхэган-Куинн объяснила, что термин «биоэкономика», на которую опирается новая стратегия ЕС, обозначает экономику, использующую биологические ресурсы земли и океана, а также отходы производства продуктов питания для людей и кормов для животных для выработки энергии. Этот термин, кроме того, включает в себя понятие биотехнологии для отраслей устойчивого производства. Например, отходы биологического происхождения связывают с перспективой замены химических удобрений или переработки их с целью получения биоэнергии.

По данным члена Еврокомиссии, население планеты с 7 млрд человек к 2050 году вырастет до более чем 9 млрд, а потребность в энергии – на 100 %. Для обеспечения этой потребности предполагается укреплять инновационную составляющую экономики, ориентированной на сокращение выбросов парниковых газов, работать в отраслях сельского хозяйства и рыболовства, использовать возобновляемые биологические ресурсы в промышленных целях, обеспечивая при этом защиту окружающей среды и сохранение биологического разнообразия.

План сконцентрирован на трех главных аспектах: разработке новых технологий и процессов биоэкономики, развитии рынков и повышении конкурентоспособности в секторе биоэкономики, побуждении ответственных по-

литиков и заинтересованных лиц сплоченнее работать над этой задачей.

Напомним, в прошлом году начал сокращаться объем производства биотоплива в мире (до 1,819 млн баррелей). Как отмечают специалисты, это вызвано в первую очередь завершением действия систем субсидирования биотоплива в США и Бразилии. Так, в Соединенных Штатах их общий годовой размер достигал \$ 6 млрд.

Обзор развития мировой энергетики до 2030 года

British Petroleum

Корпорация British Petroleum (BP) представила в своем новом отчете «Energy Outlook 2030» обзор тенденций развития мировой энергетики до 2030 года. Исполнительный директор BP Роберт Дадли, презентуя отчет, отметил, что мировой спрос на энергоносители к 2030 году вырастет на 40 %, что эквивалентно суммарному нынешнему спросу Китая и США. При этом 96 % роста придется на страны с быстро развивающимися рынками, прежде всего Индию и Китай. Доля ископаемого топлива в общей мировой структуре энергопотребления в 2030 году все еще будет доминирующей – 80 %, при этом доля ядерной энергетики немного снизится из-за «фактора Фукусимы», а добыча энергии из возобновляемых источников будет расти быстрыми темпами.

Возобновляемые источники энергии, исключая гидроэнергетику, к 2030 году будут генерировать около 5 % от общего объема производства энергии в мире. В 2010 году производство возобновляемой энергии составило чуть более 1 % от общемирового объема.

В отчете BP также говорится, что первоначально Европейский союз будет лидировать по объемам производства возобновляемой энергии, но с 2020 года рост будет достигаться в основном за счет Соединенных Штатов и Китая.

Как отмечается в отчете, мировой спрос на нефть в ближайшие два десятилетия будет расти примерно на 1 % в год. 87 % автомобилей по-прежнему будут ездить на горючем на основе нефти, еще 7 % машин будут использовать топливо на основе возобновляемых источников энергии, остальные 6 % – газ, электричество и другие виды топлива.

Зависимость мира от ископаемых видов топлива, таких как уголь и природный газ, спровоцирует глобальный рост выбросов диоксида углерода (CO²). Выбросы парниковых газов значительно превысят уровень, который, по мнению ученых, позволяет избежать необратимых климатических изменений. BP прогнозирует 28 %-ное увеличение выбросов CO² в глобальном масштабе к 2030 году. По оценкам экспертов, в июне прошлого года этот показатель находился на уровне около 33 млрд т.

В отчете обозначено пять областей для реализации потенциала по повышению эффективности мировой энергетики и снижению глобальных выбросов парниковых газов. Главной из них является энергосбережение, способное сделать энергетику доступнее, безопаснее и устойчивее. Также заметную роль должны сыграть новые технологии и вызванная высокими ценами на нефть конкуренция в отрасли. Кроме того, эксперты BP видят большой потенциал в развитии рынка природного газа и биотоплива.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

КАЗАХСТАН: СТРАТЕГИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Энергетическая безопасность любой страны находится в прямой зависимости от уровня развития топливно-энергетического комплекса. В этом вопросе не является исключением и Республика Казахстан. Следует отметить, что у Астаны своя концепция энергетической безопасности, причем достаточно прагматичная. Официальные власти Казахстана стараются выстраивать взаимовыгодные отношения с Москвой, Пекином и Вашингтоном. А в январе 2011 года президент Казахстана Нурсултан Назарбаев в Послании своему народу инициировал принятие Энергетической хартии «Казахстан – ЕС: 2020», основная идея которой – обеспечить гарантии стабильности поставок энергоресурсов на европейские рынки и развитие трубопроводных систем.

Добыча нефти и газа

Казахстан обладает огромными запасами полезных ископаемых, необходимых для развития топливно-энергетической отрасли. При оптимистическом варианте развития ТЭК страны и нынешних темпах потребления ее полезных ископаемых хватит на довольно длительное время.

Критически важным для экономики (соответственно, и энергетической безопасности Казахстана) является нефтегазовый сектор. Он обеспечивает свыше 60 % всего экспорта страны.

В Казахстане сконцентрировано 83 % доказанных запасов нефти и 25 % доказанных запасов газа Центральной Азии. В стране есть свыше 200 нефтяных и газовых месторождений, из них крупнейшими являются 15. Свыше половины нефтяных запасов сконцентрировано в гигантских месторождениях Кашаган, Тенгиз и

Карачаганак. По подтвержденным запасам нефти Казахстан находится на 9-м месте в мире. Этого энергоресурса может хватить на 45–60 лет в зависимости от годовой добычи, которую Казахстан ежегодно наращивает (табл. 1). По данным комитета геологии, в 2011 году разведанные запасы нефти составили 5,3 млрд т.

К 2016 году, если в планы не вмешается вторая волна мирового экономического кризиса, Казахстан собирается довести добычу нефти до 102 млн т в год. Надо отметить, что в 2010–2011 годах из-за мирового кризиса в республике был приостановлен рост нефтедобычи.

Что касается газа, то на конец 2009 года объем доказанных запасов оценивался в 1,82 трлн м³, что составляет 17 % от мировых. К 2015 году Казахстан планирует добывать до 45–50 млрд м³ газа (табл. 2).

Следует отметить, что данные о добыче газа в Республике Ка-



А.Б. АВЧИННИКОВ,
старший преподаватель
Международного
государственного
экологического
университета имени
А.Д. Сахарова

захстан довольно противоречивы. Это связано с тем, что в некоторых случаях объем его добычи рассчитывается с учетом попутного газа, а также газа, который сжигается в факелах или закачивается обратно в пласты.

Основные тенденции нефте- и газодобывающей отрасли Казахстана на среднесрочную перспективу до 2020 года видятся следующими:

- ежегодное увеличение объемов нефтедобычи на 5–6 %. В основном за счет таких месторождений, как Карачаганак, Кашаган, Тенгиз;
- истощение наземных месторождений и в долгосрочной перспективе переход к добыче нефти на морских месторождениях, которые характеризуются сложной геологической структурой и большими экологическими рисками. К примеру, на морском месторождении Кашаган добыча нефти

Таблица 1. Динамика добычи нефти

Год	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Добыча, млн т	40,1	48,2	52,4	59,5	61,5	65,0	67,2	70,0	76,5	80,0	80,3

Таблица 2. Динамика добычи газа

Год	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (прогноз)
Добыча, млрд м ³	27,0	27,0	29,6	32,8	35,6	37,4	39,4	42,0

отложена на 2013–2014 годы, при этом сумма капиталовложений в его разработку увеличена почти в три раза;

- сохранение высокого уровня коэффициента «запасы/производство» (З/П) – 43 года, несмотря на его приближение к текущему среднемировому показателю. На сегодняшний день коэффициент З/П в Казахстане достигает 73,2 года, что почти равно соответствующему коэффициенту стран Ближнего Востока и значительно больше среднемирового коэффициента в 41,6 года и среднего показателя по РФ в 21,8 года;
- усиление роли государства в нефтедобыче, что будет способствовать большей стабильности и определенности для всех игроков сектора и установит более четкие правила ведения операций для иностранных нефтяных компаний, осуществляющих добычу нефти в Казахстане. С большой долей уверенности можно утверждать, что правительство страны поведет наступление в

первую очередь на иностранные нефтяные компании, как это сделали Россия и Венесуэла. С государственной точки зрения предполагается сузить поле их деятельности, имея в виду, что к 2015 году иностранные компании будут обеспечивать более 60 % объемов нефтедобычи в республике.

Инфраструктура нефтегазотранспортных систем

Подавляющая часть казахстанской нефти экспортируется. В стране имеется всего три крупных нефтеперерабатывающих завода: в Павлодаре – обеспечивает нефтепродуктами северный регион страны, в Атырау – западный регион, в Шымкенте – южный регион. Объем внутреннего потребления нефти составляет 17 % от общего объема добычи в стране.

При планировании строительства нефтегазотранспортных систем и выборе новых экспортных маршрутов Казахстан ориентируется на по-

литику многовекторности экспорта углеводородов (см. рисунок), благодаря чему зависимость транзита нефти от России снизилась. Так, на конец 2010 года по нефтепроводу Урень – Атырау – Самара транспортировано 15,3 млн т нефти (21 % от общего объема экспорта); по нефтепроводу Каспийского трубопроводного консорциума – 28,5 млн т (40 %), по Казахстано-Каспийскому трубопроводу – 10 млн т (14 %), через порт Актау, имеющий три терминала для перевалки нефти, – 9,5 млн т (13 %).

Кроме того, введены в эксплуатацию нефтепроводы Кенкияк – Атырау, Алибекмола – Кенкияк, Северный Бузачи – Каражанбас, Кенкияк – Кумколь. В 2006 году заработал нефтепровод Атасу (Карагандинская область) – Алашанькоу (Китай) протяженностью 900 км и мощностью первой очереди 10 млн т в год.

Для укрепления своей энергетической безопасности Казахстан наметил реализацию в перспективе следующих проектов по развитию транзита нефти:



Трубопроводная инфраструктура Республики Казахстан

Существующие экспортные маршруты:

- 1 – Атырау – Самара
- 2 – Каспийский трубопроводный консорциум
- 3 – Кенкияк – Кумколь – Атасу – Алашанькоу
- 4 – порт Актау (Махачкала, Баку, Нека)

Планируемые экспортные маршруты:

- 5 – Казахстанская Каспийская система транспортировки

- увеличение пропускной способности Каспийского трубопроводного консорциума до 67 млн т в год;
- увеличение пропускной способности трубопровода Атасу – Алашанькоу до 20 млн т и его подключение к основной части трубопроводной системы страны;
- строительство трубопровода Ескене – Курык (Казахстанская Каспийская система транспортировки) и нефтяного терминала в порту Курык с перспективой на соединение с трубопроводом Баку – Тбилиси – Джейхан.

Электроэнергетическая отрасль

Казахстан первым среди постсоветских республик начал реформы в энергетической отрасли, что, безусловно, повлияло на все показатели работы энергосистемы. Динамика производства и потребления электроэнергии свидетельствует о том, что на сегодняшний день в стране наблюдается дефицит производства электроэнергии, особенно на юге страны, где вынуждены импортировать недостающую электроэнергию из Киргизии и Таджикистана (табл. 3).

При этом следует учесть, что энергопотребление в республике за последние годы существенно возросло. Среднегодовой темп его прироста за период 2000–2005 годы составил 4,6 %, а начиная с 2006 года – 5–7 %. Более высокие темпы роста энергопотребления, чем в среднем по республике, отмечаются на юге и западе Казахстана – 2–14 %.

Единая энергетическая система Казахстана характеризуется преобладанием тепловых электростанций, на которых производится около 88 % всей электроэнергии страны.



Кашаганское нефтяное месторождение

75 % от этого объема приходится на ТЭС, работающие на угле, 23 % – на газе и 2 % – на мазуте. На долю ГЭС приходится 12 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Основной потребитель электроэнергии – промышленность (68,7 %), на втором месте, с большим отрывом, население (9,3 %), затем – сектор услуг (8 %), транспорт (5,6 %) и сельское хозяйство (1,2 %).

Энергетика Казахстана в настоящее время испытывает довольно большие проблемы. Остановимся на некоторых из них:

- дефицит генерирующих мощностей в отдельных регионах в условиях пика потребления. Поскольку около 85 % электростанций сосредоточено на севере, юг и запад республики – энергодефицитные районы;
- значительная неравномерность выработки электроэнергии в разных регионах республики и изоли-

рованность отдельных регионов от единой энергетической системы Казахстана. Республика со времен СССР принадлежит двум энергетическим системам: север связан с Единой энергетической системой России (две распределительные сети – Западная и Северная), а юг – с Объединенной энергетической системой Центральной Азии (одна распределительная сеть – Южная). Соединяются север и юг всего одной линией электропередачи, в настоящее время ведется строительство второй;

- недостаточное количество маневренных ГЭС для покрытия пиковых нагрузок. Проблему могло бы решить строительство ГЭС в южных районах, но почти все южные реки являются пограничными. Это зачастую является причиной длительных и не всегда успешных переговоров с соседями;

Таблица 3. Динамика производства и потребления электроэнергии в Казахстане, млрд кВт·ч

Годы	1990	2000	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2015 (прогноз)
Производство, млрд кВт·ч	87,4	51,4	67,8	71,7	76,4	80,0	78,4	82,3	86,2	103,5
Потребление, млрд кВт·ч	100,4	54,4	68,4	71,9	76,4	80,6	77,9	83,8	88,1	100,5



Аккуская электростанция в Павлодаре

- значительный износ основных фондов энергосистемы. По данным Министерства энергетики и минеральных ресурсов Республики Казахстан, по состоянию на 1 января 2009 года износ генерирующего оборудования составил 70 %, электрических сетей – 65 %, тепловых сетей – 80 %.

Атомная энергетика

Что касается атомной энергетики, то несмотря на то, что по добыче

урана Казахстан в 2009 году занял первое место в мире (28 %), потеснив Канаду (24 %) и Австралию (19 %), в настоящее время атомные электростанции в стране не эксплуатируются. Однако правительство страны утвердило Программу развития атомной отрасли в Республике Казахстан на 2011–2020 годы, в соответствии с которой перспективным представляется строительство реакторов средней и малой мощности. Определено, что возведение АЭС большой мощности в 1000 МВт нецелесообразно, так как при транс-

портировке на большие расстояния неизбежны значительные потери электроэнергии. В республике принято решение создать совместно с Россией реактор ВБЭР-300 (водяной блочный энергетический реактор) на базе судовой реакторной установки блочного типа.

В настоящее время ведется технико-экономическое обоснование проекта первой АЭС, которую планируется построить в Актау на базе Мангистауского атомного энергокомбината. Предполагается, что на атомной станции будет установлено два блока с реактором типа ВБЭР-300. Запуск первого планируется в 2016 году.

Перспективы развития энергетической отрасли

Каковы перспективы Казахстана в обеспечении своей энергетической безопасности?

В первую очередь следует отметить, что Казахстан – это внутриконтинентальная держава, поэтому упор будет сделан на дальнейшее развитие трубопроводного транспорта, что позволит наладить устойчивые поставки нефти и газа в Китай, Россию и страны ЕС. Страна намерена до 2013 года вложить свыше \$ 10 млрд инвестиций в развитие нефтегазотранспортной сети.

Планируется также дальнейшее наращивание выработки электроэнергии с использованием угля. В данном вопросе экологический фактор, скорее всего, будет принесен в жертву дешевизне получаемой на угольных ТЭС электроэнергии. Об этом свидетельствует тот факт, что большая часть презентуемых в стране проектов основана на производстве энергии из данного вида ресурса: строительство новых угольных блоков на Экибастузской ГРЭС-2 (500 МВт), Балхашской ТЭС (1320 МВт), восстановление блока № 8 на Экибастузской ГРЭС-1 (500 МВт), восстановление блока № 2 на Аккуской ГРЭС (325 МВт).

Надо отметить, что развитие атомной энергетики, которая может стать серьезным фактором обеспечения энергетической безопасности Республики Казахстан, представляется отдаленной перспективой.



Экибастузская ГРЭС

МОДЕЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ФОНЕ ЗАДАЧ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

В порядке обсуждения автор статьи предлагает примерные варианты решения с применением соответствующих программных средств таких задач, как модернизация паровых и водогрейных котельных, в частности и в ранг мини-ТЭЦ; усовершенствование методов анализа и контроля за работой теплосетей и комплексов теплоснабжения; усовершенствование системы тарифообразования в энергетической отрасли из учета адекватных удельных расходов топлива. Несмотря на спорность некоторых положений статьи, тема может представлять интерес для специалистов.

Б.А. БАЙРАШЕВСКИЙ,
д.т.н.

Бережное отношение к используемым энергоресурсам и широкое внедрение прогрессивных технологий тесно связано с планомерным пересмотром целого ряда традиционных проектов. В ряде случаев это требует определенных денежных затрат, аргументированных доказательствами целесообразности предлагаемых мероприятий. Здесь уместно использовать методы математического моделирования исследуемых процессов с помощью компьютерной техники, рассматривая их как первоначальные этапы обоснования инвестиционных проектов.

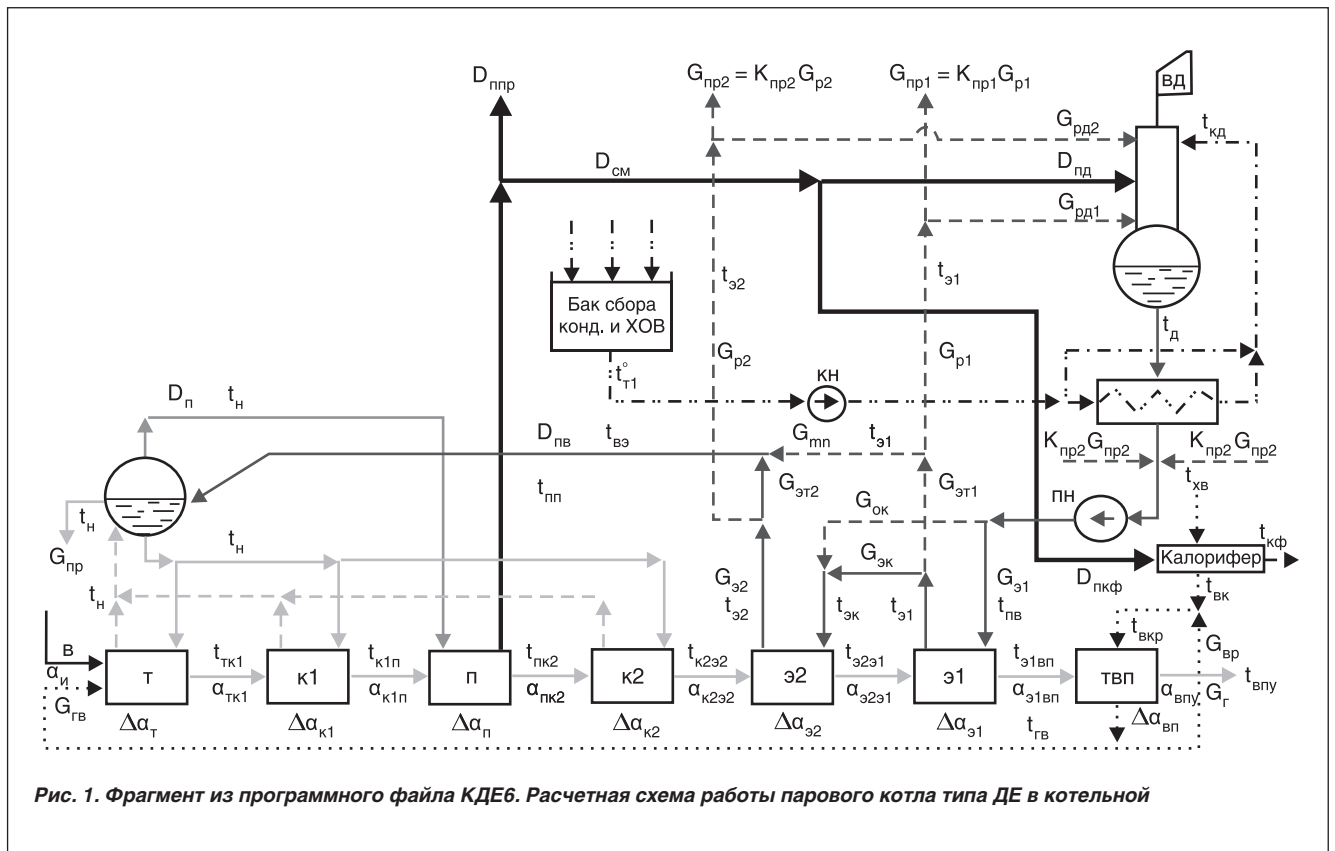
Модернизация промышленных котельных

Согласно традиционным схемам паровые котельные с котлами типа ДЕ имеют в своем составе деаэратор, после которого питательная вода с температурой порядка 104 °С поступает в котел. В целях повышения надежности питательного насоса и снижения удельных расходов топлива «брутто» и «нетто» по котельной в целом предлагается установить теплообменник за деаэратором для подогрева конденсата отработавшего пара, воды после бойлеров и добавочной химочищен-

ной воды с последующим сбросом этих потоков в тот же деаэратор. В результате температура питательной воды на входе в котел снизится до уровня порядка 80 °С.

Экономическая целесообразность такого мероприятия подтверждается результатами исследований, выполненных на специально разработанных программных файлах КДЕ6 и КДЕ7. Ожидаемый эффект – сокращение удельного расхода топлива порядка 1–2 кг/Гкал в расчете на один котел.

Дополнительная организация каскадной схемы питания (КСП) котла



и частичная рециркуляция воды по контуру экономайзер – деаэратор позволяют увеличить его тепловую мощность с сохранением того же положительного эффекта. Здесь доминирующая роль отводится процессу частичного вытеснения потоков пара, подаваемых на деаэратор и бойлеры, котловой водой из экономайзера.

На рис. 1 дана принципиальная (упрощенная) схема паровой котельной с котлом типа ДЕ. Она представляет интерес в том отношении, что увязывается с типовым котлом, включающим в себя почти весь перечень основных традиционных поверхностей нагрева: топку, фестон, пароперегреватель, конвективные пучки, водяной экономайзер и воздухоподогреватель с предвключенным калорифером. Очевидно, что программный файл расчета такой универсальной и в то же время упрощенной схемы котла и котельной в целом позволяет:

- изучать влияние на экономичность котла (положим, КПД «брутто») и экономичность котельной в целом (КПД «нетто») показателей конструктивных элементов котла, в частности калорифера, воздухоподогревателя, теплообменника

за деаэратором и их сочетания в том или ином порядке;

- выявлять и оценивать отклонения фактических режимов работы котла в условиях эксплуатации от проектных, находить причины этих отклонений и принимать меры по их устранению;
- осуществлять систематический контроль (положим, в порядке мониторинга) за режимом работы котла и ТЭП котельной в целом;
- на основании результатов испытаний котла вводить соответствующие корректировки в программу его теплового расчета для последующего использования последней в условиях эксплуатации.

Упомянутые программные файлы КДЕ6 и КДЕ7 рекомендуются для применения в качестве ориентировочно-справочных средств как при проектировании котельных, так и в условиях их эксплуатации для усовершенствования системы контроля за работой оборудования.

Реконструкция водогрейной котельной в ранг мини-ТЭЦ

Производство теплоты в виде горячей воды предусматривает обязательное потребление опреде-

ленного количества пара и электроэнергии, необходимых для обеспечения собственных нужд котельной. В ряде случаев эта проблема решается путем приобретения дорогостоящих когенерационных установок (КГУ) за рубежом. Альтернативный вариант решения этого вопроса показан на рис. 2. Здесь в отличие от традиционной котельной имеется дополнительная надстройка расширителя и паровой турбины с противодавлением. Исследования, выполненные путем математического моделирования работы такой мини-ТЭЦ, на фоне упомянутой КГУ дают обнадеживающие результаты. Здесь прежде всего следует обратить внимание на показатель топливоиспользования $b_{\text{ТЭЦ}} = B_{\text{ТЭЦ}} / (N_o + Q_o)$ и удельную выработку электроэнергии на тепловом потреблении $W = \eta_o / \eta_m = N_o / Q_o$. Последний на обычных ТЭЦ высоких и критических параметров имеет величину порядка $W = 0,34-0,47 = 400-550$ кВт·ч/Гкал. В КГУ этот показатель значительно выше: $W = 0,9-1,1 = 1040-1270$ кВт·ч/Гкал, а на предлагаемой мини-ТЭЦ он очень низкий – порядка $W = 0,04-0,06 = 46,5-69,8$ кВт·ч/Гкал. Причины этого различия обусловлены неадекватностью конструкций и технологий производства тепло- и

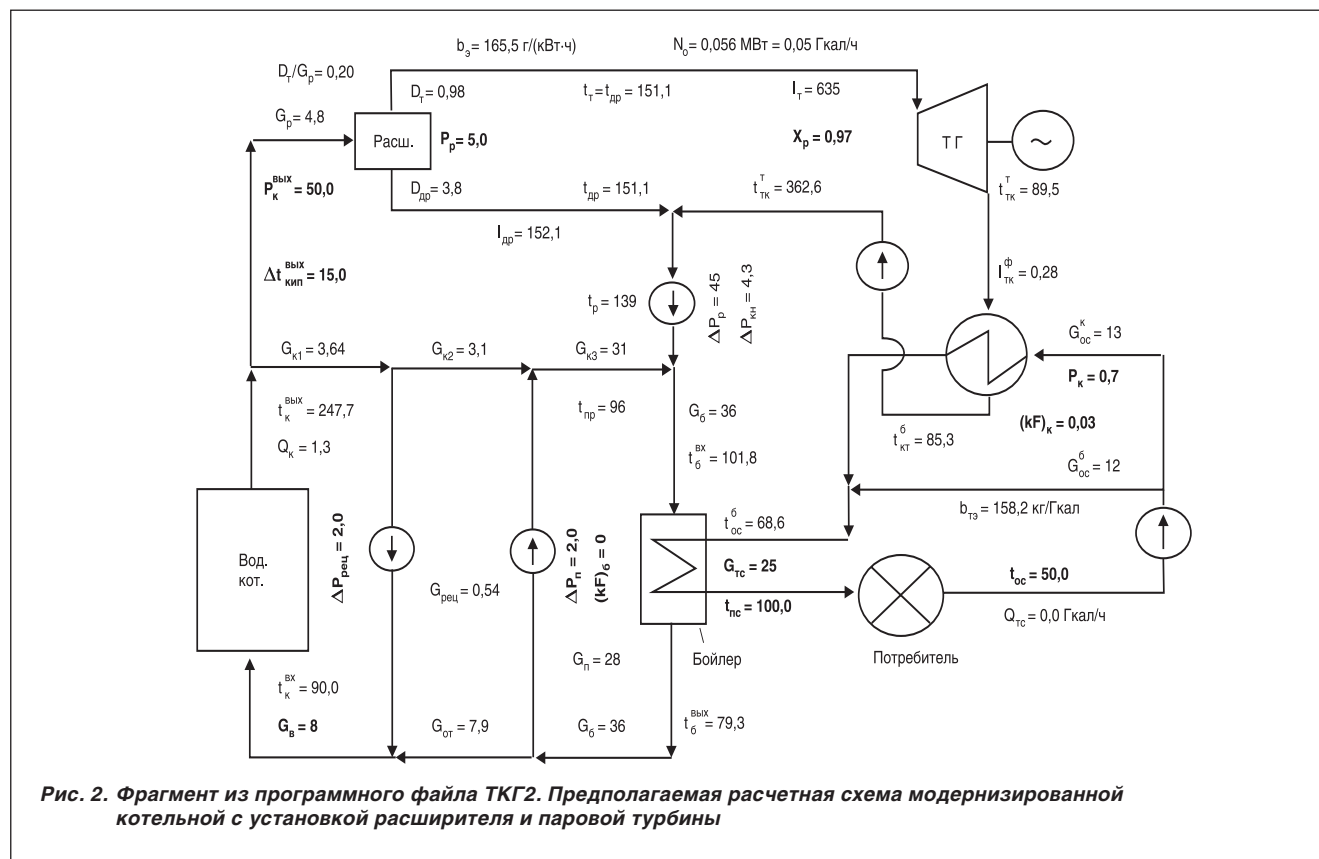


Рис. 2. Фрагмент из программного файла ТКГ2. Предполагаемая расчетная схема модернизированной котельной с установкой расширителя и паровой турбины

электроэнергии на сопоставляемых энергоисточниках. Так, например, в традиционных паротурбинных ТЭЦ соотношение температур между «горячим» и «холодным» источниками ограничивается величиной порядка $(560 + 273)/(100 + 273) = 2,23$. КГУ позволяет сделать это соотношение выше – $(2000 + 273)/(400 + 273) = 3,38$. На исследуемой мини-ТЭЦ с расширителем (рис. 2) этот показатель очень низок: порядка $(150 + 273)/(80 + 273) = 1,2$. Также следует иметь в виду, что с увеличением W возрастает доля отпуска электроэнергии. Последняя, в отличие от тепловой энергии, обходится дороже и способствует увеличению интегрального показателя $b_{\text{тэц}}$. Из этого следует, что в КГУ составляющая роста показателя $b_{\text{тэц}}$ за счет отпуска электроэнергии доминирует в сравнении с ТЭЦ и тем более в сравнении с мини-ТЭЦ. Таким образом, пониженное значение показателя W на мини-ТЭЦ является своего рода «гарантией» небольшого (то есть адекватного величине W) значения показателя $b_{\text{тэц}}$. Кроме того, на пониженное значение $b_{\text{тэц}}$ в данном случае влияет и тот факт, что КПД водогрейного котла в отличие от парового, как правило, всегда выше на 2–2,5 %.

Высокая температура первичного теплоносителя в бойлере позволяет увеличить также температуру воды в прямой теплосети. Это открывает дополнительные возможности по-

вышения эффективности последней как устройства по организации транспорта теплоты. В частности, увеличение перепада температуры сетевой воды в ИТП, бойлерах или других приборах потребителя позволяет адекватно снизить ее циркуляцию, что также способствует снижению затрат на ее прокачку.

Водогрейный котел с давлением воды порядка 1,3–5,0 МПа позволяет использовать паровую турбину насыщенного пара, питаемую от расширителя, как это показано на рис. 2. Следует обратить внимание на два факта при решении этой проблемы:

- работа расширителя в схеме турбоустановки приводит к эксергетическим потерям за счет процесса дросселирования и способствует некоторому снижению работоспособности энергоисточника в целом;
- КПД теплофикационного цикла турбины с противодавлением достаточно высок, что с учетом повышенной стоимости теплоты способствует оправданию потерь в расширителе.

В целях изучения возможностей модернизированной водогрейной котельной и сопоставления ее технико-экономических показателей с показателями работы КГУ разработан комплекс программных файлов МиТ5, МиТ6, ТКГ1, ТКГ2 и др.,

отображающих соответствующие модели технологических процессов производства тепло- и электроэнергии. Примерные топливные затраты (удельные) трех сопоставляемых энергоисточников приведены в таблице программного файла (см. таблицу). Как видно, при одинаковом потреблении топлива B коэффициенты топливоиспользования ($b_{\text{тэц}}$) возрастают в следующем порядке: водогрейная котельная, мини-ТЭЦ с расширителем и КГУ.

Удельная стоимость капзатрат этих энергоисточников также разная, причем очевидно, что КГУ в сравнении с мини-ТЭЦ значительно дороже. На основании изложенного и информации, приведенной в таблице, следует, что вариант перевода водогрейной котельной в категорию мини-ТЭЦ отвечает политике энергосбережения и инновации технологических процессов.

Перевод котельной в ранг мини-ТЭЦ позволяет решать проблемы энергосбережения локального характера. При этом следует иметь в виду, что благодаря небольшой электрической мощности такая мини-ТЭЦ по сравнению с КГУ в меньшей мере вытесняет теплофикационную нагрузку централизованной ТЭЦ энергосистемы. Кроме того, повсеместное создание мини-ТЭЦ на базе промышленных и водогрейных котельных позволяет эффективнее

Сопоставление показателей удельного расхода топлива ($b_{\text{тэц}}$) для трех типов энергоисточников: котельная, мини-ТЭЦ, КГУ

В, т/ч	Тип энергоисточника	K = 1		K = 4,19 ГДж/Гкал			K = 3,6 ГДж/10 ³ (кВт·ч)			
		кг/ГДж		кг/Гкал			г/кВт·ч			
0,21	Котельная	37,78	Эффект $\Delta b_{\text{тэц}}$		158,3	Эффект $\Delta b_{\text{тэц}}$		136,0	Эффект $\Delta b_{\text{тэц}}$	
	Мини-ТЭЦ	38,10	0,32	1,35	159,6	1,34	5,66	137,2	1,15	4,86
	КГУ	39,45	1,67		165,3	7,00		142,0	6,01	
31,38	Котельная	38,41	Эффект $\Delta b_{\text{тэц}}$		160,9	Эффект $\Delta b_{\text{тэц}}$		138,3	Эффект $\Delta b_{\text{тэц}}$	
	Мини-ТЭЦ	38,51	0,10	0,94	161,4	0,42	3,94	138,6	0,36	3,38
	КГУ	39,45	1,04		165,3	4,36		142,0	3,74	

решать локальные задачи независимого обеспечения электроэнергией собственных нужд производственных комплексов и в отличие от КГУ (в ряде случаев как резерв) способствует интересам большой энергетики при формировании теплофикационного режима энергосистемы.

Повышение уровня контроля за работой теплосетей и системы теплоснабжения

Теплосети – это прежде всего теплообменник, имеющий свои теплотехнические и геометрические показатели, основанные на реальных значениях поверхностей $S_{тс}$ труб сети и соответствующего суммарного объема $V_{тс}$. В сущности, это виртуальная труба с показателями $S_{тс}$, $V_{тс}$, имеющая свои размеры: диаметр $D_{тс}$ и длину $L_{тс}$. Отношение ее длины к диаметру ($\sigma = L_{тс} / D_{тс}$) рекомендуется рассматривать как критерий геометрической характеристики теплосети. В результате появляется возможность исключить из традиционной терминологии весьма условный и ограниченный показатель теплопотерь q_t , выраженный в процентах к отпуску теплоты потребителям. Вместо него предлагается ввести автомобильный показатель эффективности теплосети $\chi_{тс} = q_t \times \sigma^{-1}$, учитывающий дополнительное влияние на его величину не только процента теплопотерь q_t , но также и показателя размеров теплосети σ . По своей природе этот комплекс аналогичен известному в теплотехнике критерию Стентона.

Оба показателя (σ и $\chi_{тс}$) необходимы для описания обобщенных характеристик теплосети, то есть для того, чтобы судить о размерах, эффективности и прочих теплофизических данных этого «теплообменника», включая такие, как коэффициент теплопередачи (K_1), плотность теплопотерь и пр. Они позволяют различать и сопоставлять между собой сети разных регионов. К сожалению, в настоящее время эти показатели как информация о размерах и уровне эксплуатации теплосетей в условиях производства не используются.

В отличие от теплосети (Т) потребитель (П) – это теплообменник с санкционированной потерей теплоты. Соотношение виртуальных теплофизических характеристик

обоих теплообменников (Т и П) определяет очередной показатель (критерий), позволяющий, так же как критерии размеров (σ) и эффективности ($\chi_{тс}$) сети, буквально одним числом оценить протяженность и мощность системы теплоснабжения [$R_q = K_1 \times L_{тс} / (K_{об} \times F_{об})$], где $K_{об}$ и $F_{об}$ – виртуальные значения обобщенного коэффициента теплопередачи в теплоприемниках потребителя и их поверхность.

Введение систем критериальных оценок в сферах теплоснабжения открывает дополнительные возможности повышения эффективности разработок в этой области знаний. Предлагается два (принципиально различных по своим структурам) метода расчета и анализа эффективности режимов работы теплосетей.

Один из них основан на отчетных показателях работы системы теплоснабжения, определяющих качественный и количественный уровни теплоносителя по отношению к окружающей среде и теплопотребителю. В принципе это целенаправленная и сконцентрированная модернизация известных традиционных методов расчета, воплощенная в виде программных файлов НПК1, ФаТс1–ФаТс5 и др.

Второй метод – теплофизический. Он основан на применении показателей, определяющих виды прокладок труб, качество и размеры их теплоизоляции, учитывает процесс теплообмена с окружающей средой и пр. В отличие от первого метода здесь в качестве исходных данных используются в основном проектные и нормативные показатели, установленные в процессе соответствующих разработок и испытаний. По материалам второго метода также разработан ряд программных файлов. Основные из них: для канальной и бесканальной прокладок – ИКтс, ИБтг; для ПИ-труб – ПИтс и др.

Необходимые исходные данные для работы программ по обоим методам – это сведения о геометрических размерах сетей (внутренних диаметрах труб, их протяженности) и показания штатных приборов, установленных в начальных (желательно и в конечных) точках сети.

Очевидно, что по своему содержанию первый метод расчета является более консервативным, но

он позволяет определять (точнее, корректировать) с достаточной степенью точности фактические (отчетные) теплототери.

В отличие от первого перспективность второго метода определяется тем, что в поисках золотой середины он позволяет выполнять аналитические расчеты состояния теплосети: при гипотетически «ухудшенном» или «улучшенном» состоянии изоляции труб в сравнении с проектным и нормативным. На базе программных файлов НПК1, ФаТс1–ФаТс5 и др., путем итераций и анализа соответствующих граничных условий (вторым методом), а также в сочетании с результатами испытаний и расчетов по первому методу можно существенно приблизиться к реальной оценке состояния скрытой (в земле) теплоизоляции теплосети, руководствуясь только внешними факторами.

Упомянутые программные файлы могут быть использованы при организации постоянного мониторинга режимов работы теплосетей в целом и ее отдельных теплопроводов. Они позволяют выполнять факторный анализ конкретных интегральных показателей эффективности теплосети и производить необходимые расчеты для систематической отчетности предприятия согласно требованиям, установленным действующими инструкциями. Для реализации этой возможности необходимо обучить персонал выполнять такие расчеты ежемесячно, а может быть, и ежедневно. В результате к руководителю предприятия будет поступать более глубокая информация, необходимая для принятия ряда решений.

Об энергосистеме и системе тарифообразования

Основной особенностью процессов, наблюдаемых в области оценок показателей ТЭП энергосистемы, является проявление их автомобильных свойств. Материалы исследований этих свойств воплощены в виде программных файлов ТКП9, ТКП10, Р1Ех и др. Речь идет о нетрадиционном методе анализа ТЭП, и в частности о показателях тепло-, электро- и энергоспособности и эффективности энергоисточников. Эти показатели аргументированы расходами топлива и объемами производства тепло-

и электроэнергии. Они включают в себя не только традиционные значения удельных расходов топлива b_3 (г/(кВт·ч)), $b_{т3}$ (кг/Гкал), теплофикационные показатели Ψ (кВт·ч/кВт·ч) и W (кВт·ч/Гкал), но также используемые за рубежом, в частности в когенерационных установках, тепловые и электрические КПД энергоисточников. Применение этих комплексов в качестве критериальных характеристик энергоисточников позволит упростить ряд установленных порядков и ограничений, связанных с оценками их эффективности в разных режимах работы и при разных нагрузках. Предлагаемый метод формирования тарифов также основан на нетрадиционном анализе экономичности ТЭЦ и объединений. В отличие от традиционного здесь предусматривается наличие непрерывных функций, описывающих массовые и энергетические потоки при производстве тепло- и электроэнергии в широких диапазонах параметров $W = 0-\infty$ и $\Psi = 0-1$. Никакой термодинамики здесь нет. Это лишь обобщение разрозненных основ анализа ТЭП, созданных ранее в Союзтехэнерго Е.Я. Соколовым, Н.Л. Астаховым, Г.А. Кругловым и др.

Примерные исследования математической модели гипотетической энергосистемы, которая имеет в своем составе ТЭЦ, КЭС, АЭС, котельные и подстанции по передаче и приему покупной электроэнергии, предусмотрены в программных файлах ТКП8, ТКП9 и др. Согласно такой модели энергосистема снабжает теплотой и электроэнергией группы потребителей, которые в соответствии с известным принципом теплофикации формируют уровень ее ТЭП. Но тот факт, в какой мере каждая из групп потребителей влияет на формирование этого уровня, не принимается во внимание. Рассматривая группы потребителей как «адекватные ТЭЦ и котельные» с отрицательными объемами производства, легко перейти от традиционной модели «энергоисточник – потребитель» к несколько иной, нетрадиционной. Ее особенность – отражение влияния каждой группы потребителей на уровень формирования ТЭП реальной энергосистемы в целом.

Именно такой принцип решения задачи по установке адекватных

значений тарифов на тепло- и электроэнергию для каждой из групп потребителей (на базе установленных средних значений для энергосистемы в целом) заложен в программных файлах АДР8, АДР10. Наряду со стоимостями топлива и покупной электроэнергии при расчетах на такой модели «энергоисточник – потребитель» в файлах АДР8, АДР10 учтены такие немаловажные факторы, как уровень охвата потребителей приборами учета, значения тепло- и электропотерь в сетях.

В настоящее время принято считать, что тарифы на тепло- и электроэнергию (в среднем по энергосистеме $T_{т3}$ и T_3) прямо пропорциональны топливным составляющим себестоимости отпускаемых объемов производства тепло- и электроэнергии. До потребителей они доводятся как определенные константы с учетом ряда льготных и прочих традиционных коэффициентов. Затраты денежных средств (P_c) энергосистемы, выдающей объемы тепло- и электроэнергии в количестве Q_c и Q_e , компенсируются за счет реализации ее продукции у потребителей исходя из расчета: $P_c = T_3 Q_c + T_{т3} Q_e$. С позиций энергосистемы все потребители равны независимо от сформированных структур (Q_i / Q_j) потребляемой тепло- и электроэнергии. А.Б. Богданов (РФ) в одной из своих работ по этому поводу высказывается так: «*Существующая система формирования тарифов основана на социальном уравнивании тарифов на электрическую и тепловую энергию для всех потребителей – вне зависимости от того, способствуют они или нет снижению затрат при производстве тепловой и электрической энергии*».

В связи с тем что механизм тарифообразования в энергетической отрасли предусматривает доминирующее влияние на него удельных расходов топлива, энергосистема принимает все меры по обеспечению их уровня, способствующего устойчивой рентабельности энергетического производства. В основном это выражается в реализации мероприятий по формированию теплофикационных режимов работы оборудования, его состава и пр. Главная роль в этом «механизме» отводится выполнению «аргументированных» расчетов по своеобразной корректи-

ровке отчетных удельных расходов топлива путем перераспределения топливных затрат на отпущенную тепло- и электроэнергию. В России и Беларуси это называется «экономическим методом» определения основ для формирования тарифов. Такой метод требует введения волюнтаристского показателя $b_{зам}^3$ (г/(кВт·ч)), устанавливаемого энергосистемой в целях гарантии своей рентабельности. С позиций теоретических основ формирования комбинированной выработки тепло- и электроэнергии это своего рода ахиллесова пята упомянутого метода. С момента зарождения его следовало бы назвать экономическим допингом отрасли на период пошатнувшейся экономики. Его использование в качестве базы для дальнейшего совершенствования системы тарифообразования в период экономической стабильности бесперспективно. Появление на этом фоне альтернативного метода формирования тарифов на базе адекватных удельных расходов топлива по группам потребителей – это закономерный процесс, отвечающий потребностям научно-технического прогресса. Кстати, так же как и «экономический метод», он основан на аналогичном перераспределении топливных затрат на отпущенную тепло- и электроэнергию. Но только в этом случае затрагиваются интересы не энергосистемы, а потребителей. Предлагаемый метод следует изучить до определенного уровня готовности хотя бы на случай неожиданной необходимости противостоять капризам экономики.

На рис. 3 в порядке иллюстрации метода дана гистограмма, выполненная с помощью программного файла АДР8. Приведенные показатели дают достаточное представление о результатах механизма формирования тарифов на базе адекватных удельных расходов топлива в системе «энергоисточник – потребитель».

Как видно, имеется дополнительная «степень свободы» в механизме формирования тарифов, основанная на их индивидуализации. Причем с появлением индивидуальных тарифов $T_{т3}^{ад}$ и $T_3^{ад}$ (адекватных удельным расходам $b_{т3}^{ад}$ и $b_3^{ад}$) среднеинтегральные значения их по энергосистеме $T_{т3}$ и T_3 сохраняются без изменения.

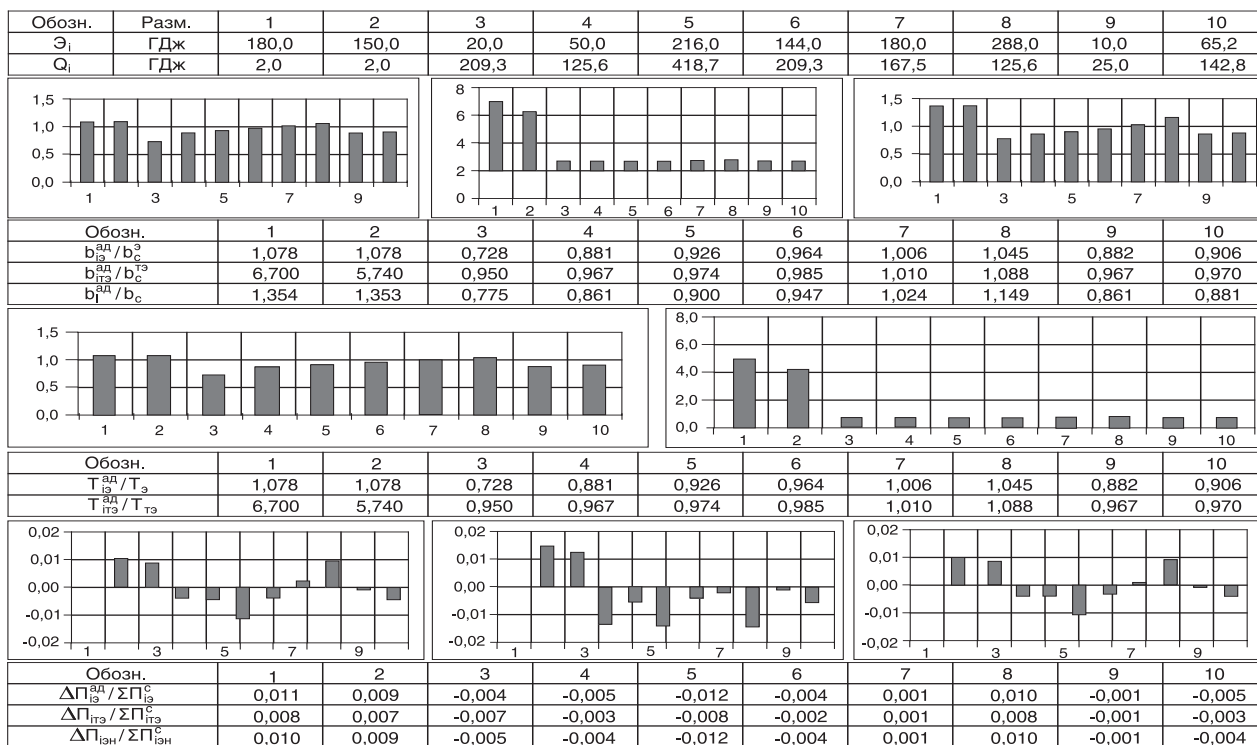


Рис. 3. Фрагмент из программного файла ТКГ2. Расчетная схема модернизированной котельной с установкой расширителя и паровой турбины

Результаты примерных расчетов по энергосистеме: $\Psi_c = 0,23$; $W_c = 0,21 = 244,4$ кВтч/Гкал. Учетные потребители $i = 1-8$; неучетные потребители $i = 9$; потери в сетях $-i = 10$.

Происходит лишь перераспределение денежных средств между потребителями по такому принципу: тот, у которого адекватные удельные расходы $b_{i3}^{ад}$ и $b_{i3}^{ад}$ больше, соответственно выплачивает больше денежных средств $P_{i3}^{ад} = T_{i3}^{ад} \Theta_i$ и $P_{i3}^{ад} = T_{i3}^{ад} Q_i$ за использованную энергию Θ_i и Q_i , и наоборот. При этом баланс денежных (P_i) и топливных (B_i) затрат по энергосистеме не меняется:

$$P_c = T_3 \Theta_c + T_{i3} Q_c = \Sigma P_{i3}^{ад} \Theta_i + \Sigma T_{i3}^{ад} Q_i = \Sigma P_{i3}^{ад} + \Sigma P_{i3}^{ад};$$

$$\Sigma B_c = b_c^3 \Theta_c + b_c^3 Q_c = \Sigma (b_{i3}^{ад} \Theta_i) + \Sigma (b_{i3}^{ад} Q_i).$$

Исследования, выполненные с помощью программных средств АДР8 и АДР10, позволяют утверждать, что такой метод тарифообразования не только не ущемляет интересов энергосистемы, а скорее наоборот – своими потенциальными возможностями способствует повышению ее рентабельности за счет заинтересованности потребителей в упорядо-

чении своих тепловых Q_i и электрических Θ_i нагрузок.

Принцип адекватности удельных расходов топлива сохраняет свои свойства как при наличии теплофикационной выработки в энергосистеме, так и при ее отсутствии. Это связано с загрузками котельных и с принципом адекватной компенсации каждым i -ым потребителем затрат на собственные нужды энергосистемы даже в случае, если $\Theta_i = 0$ либо $Q_i = 0$. Принцип адекватности актуален также и для регионов с действующими атомными станциями, где роль теплофикации в большой энергетике несколько снижена.

В настоящее время энергоснабжающие организации не анализируют и не оценивают ожидаемую эффективность вклада потребителей с точки зрения своих ведомственных интересов. В результате не используются потенциальные возможности получения дополнительной прибыли на основе экономического стимулирования каждого потребителя (или группы потре-

бителей) в отдельности. Программные файлы АДР8 и АДР10 позволяют заполнить этот пробел для начала хотя бы на уровне мониторинга, а именно:

- осуществлять систематические расчеты по оценке «вклада» каждого потребителя (или группы потребителей) в формирование оптимального режима загрузки оборудования энергосистемы с учетом также покупной энергии;
- определять денежные затраты энергоснабжающей организации на фоне дифференцированных оплат за потребленную тепло- и электроэнергию группами потребителей, то есть с учетом их влияния на процесс формирования теплофикационного режима работы энергосистемы;
- выявлять и изучать принципы экономической заинтересованности каждой из групп потребителей на фоне развивающегося рынка, особенно в тех случаях, когда они имеют свои дополнительные (резервные) энергоисточники.

ТКП 385-2012 (02230) «НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЕТЕЙ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 0,4–10 КВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ»

Комментарии к новому техническому нормативному правовому акту

Разработанный ТКП 385-2012 (02230) «Нормы проектирования электрических сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения» является новым техническим нормативным правовым актом Республики Беларусь. Он гармонизирован с введенным в декабре 2011 года ТКП 339-2011 (02230) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ...» и другими ТНПА и рекомендуется для применения проектными, строительно-монтажными и эксплуатационными организациями Минэнерго Республики Беларусь.

Выполнение требований разработанного ТКП-385 в значительной степени будет способствовать повышению надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей и предупреждению аварийных ситуаций. Документ вводится в действие с 10 июля 2012 года.

В.Ф. КУДРЯШОВ,
главный специалист ОРС
РУП «Белэнергосетьпроект»

В.Р. КОЛИК,
начальник ОУКЭ

В.В. ГОРОВОЙ,
заведующий группой
АСКУЭ ОУКЭ

Н.В. БОХАН,
заведующий группой
ТВН ОУКЭ

В.П. ОРЛОВА,
ведущий инженер ТО

ТКП-385-2012 (02230) «Нормы проектирования сетей внешнего электроснабжения напряжением 0,4–10 кВ сельскохозяйственного назначения» (далее – ТКП-385) в Республике Беларусь вводится впервые с отменой НПС 0,38–10 кВ «Нормы проектирования электрических сетей напряжением 0,38–10 кВ сельскохозяйственного назначения». Документ разработан РУП «Белэнергосетьпроект» и утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 19 апреля 2012 года № 18.

В ТКП-385 содержится 21 раздел, 16 вариантов схем присоединения ТП 10/0,4 кВ, питающих потребителей различных категорий по надежности электроснабжения, два обязательных приложения с перечнями потребителей и электроприемников категорий 1 и 2 по надежности электроснабжения; определены 94 термина.

ТКП-385 устанавливает требования к проектированию, строительству и эксплуатации электрических сетей сельскохозяйственного назначения, при которых обеспечиваются:

- надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- снижение материалоемкости, трудоемкости, стоимости проектирования и строительства, а также эксплуатационных затрат благодаря внедрению прогрессивных технических решений;
- применение современного электротехнического оборудования, материалов и изделий;
- введение системы автоматизации, приборного учета и контроля;
- разукрупнение сети 0,4–10 кВ;
- рациональное использование земель;
- охрана окружающей среды.

В ТКП-385 существенно переработаны требования к нормам надежности электроснабжения, схемам электрических сетей 0,4–10 кВ, материалам и строительным конструкциям ЛЭП 10 кВ (с учетом возможности применения ВЛП, подвески на опорах ВЛ высоковольтного самонесущего кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена при строительстве ЛЭП без вырубки просек), защите от перенапряжений, заземляющим устройствам и защитным мерам электробезопасности, а также к проектным решениям в части мероприятий по охране окружающей среды.

Разработаны требования к режиму заземления нейтрали сетей 6–10 кВ сельскохозяйственного назначения, устройствам релейной защиты и автоматики, средствам связи и автоматизации электрических сетей, учету электроэнергии и контролю показателей качества электроэнергии, к электромагнитной совместимости технических средств.

В новый ТКП включена норма, регламентирующая пороговую величину разрешенной энергоснабжающей организацией к использованию мощности потребления электроэнергии многоквартирными жилыми домами и квартирами блокированных жилых домов, при которой целесообразно проектировать однофазный и трехфазный ввод в дом (квартиру).

Особенности ТКП-385 в сравнении с НПС 0,38–10 кВ

В ТКП-385 имеется ряд пунктов, отличающихся от изложенных в НПС 0,38–10 кВ. Приведем некоторые из них.

В ТКП-385 принята расчетная электрическая нагрузка эксплуатируемых многоквартирных, блокированных и многоквартирных жилых домов в соответствии

с договорами электрического снабжения, но не менее 4 кВт на дом (квартиру, блок). Для вновь строящихся – согласно их привязке или ТУ, но не менее 4 кВт. Согласно **НПС 0,38–10 кВ** расчетная нагрузка существующих домов составляла 3,5 кВт на дом (квартиру), для вновь строящихся – согласно их привязке или техническим условиям.

ТКП-385 предусматривает, что нормативные механические нагрузки для расчета конструкций воздушных линий с учетом воздействия скоростного напора ветра и толщины стенки гололеда следует определять в соответствии с ТКП-339 исходя из повторяемости этих стихийных явлений один раз в 25 лет. В **НПС 0,38–10 кВ** была предусмотрена их повторяемость для ВЛ 0,38 кВ – один раз в 5 лет, а для ВЛ 10 кВ – один раз в 10 лет.

Имеются отличия в требованиях к нормам надежности. Так, в **ТКП-385** приняты следующие категории электроприемников: категория 1, особая группа категории 1, категории 2 и 3. Для особой группы категории 1 предусматривается обязательная установка третьего независимого источника питания (как правило, автономного источника питания – АИП).

Дополнительно определены потребители категорий 1 и 2. Так, потребитель категории 1 может иметь один или несколько электроприемников категории 1; количество электроприемников категорий 2 и 3 не оговаривается. Потребитель категории 2 должен иметь не менее 50 % (по мощности) электроприемников категории 2, если иное не оговорено в ТУ или договоре. В **НПС 0,38–10 кВ** были установлены следующие категории электроприемников: категории 1, 2, 2*, 3. При этом для категории 2* перерыв в электроснабжении составлял не более 30 мин.

В соответствии с требованиями **ТКП-385** допускается устанавливать АИП для электроприемников категорий 1, 2 и 3 (по согласованию с потребителями). Для потребителей категорий 2 и 3 АИП может быть вторым независимым источником питания (при документальном подтверждении). В **НПС 0,38–10 кВ** предусматривалось, что АИП дополнительно могут устанавливаться только для потребителей категорий 1 и 2*.

Согласно **ТКП-385** устройство автоматического ввода резерва (АВР) следует устанавливать:

- у потребителей категории 1, в ТП и во вводных устройствах зданий, в которых расположены электроприемники категории 1;
- у потребителей категории 2, имеющих отдельные электроприемники категории 1, во вводных устройствах зданий, в которых расположены эти электроприемники.

В то время как в **НПС 0,38–10 кВ** установка устройства АВР предусматривалась на вводе к электроприемнику или потребителю, при питании от ТП потребителей только категорий 1 и 2* – в ТП.

В связанных с разделом **ТКП-385** «Нормы надежности» обязательных приложениях А и Б приводятся Перечни сельскохозяйственных потребителей электроприемников категорий 1 и 2 по надежности электроснабжения, которые согласованы с Министерством сельского хозяйства и продовольствия и другими заинтересованными. В документе также указан допустимый перерыв в электроснабжении потребителей категории 2, который не должен превышать трех часов, если иное не оговорено в договоре электроснабжения.

В **НПС 0,38–10 кВ** в приложении 1 приводился рекомендуемый Перечень сельскохозяйственных потреби-

телей и электроприемников категорий 1 и 2, который не охватывает все наименования сельскохозяйственных потребителей и их электроприемников.

Отличаются также некоторые требования к конструктивному исполнению распределительных сетей 0,4–10 кВ. Так, в **ТКП-385** даны рекомендации по применению одно- и двухтрансформаторных подстанций (ЗТП и КТПБ) потребителей категории 2 в зависимости от мощности трансформаторов (160 кВА), КТП, МТП и СТП для потребителей категории 3, а также рекомендации по применению релоузеров. В **НПС 0,38–10 кВ** давались рекомендации по применению одно- и двухтрансформаторных ЗТП для потребителей категории 2 в зависимости от мощности трансформаторов (250 кВА), а для питания потребителей категории 3 предлагалось использовать КТП и МТП.

В **ТКП-385** на воздушных линиях 10 кВ предусматривается подвеска неизолированных проводов (ВЛ 10 кВ) и покрытых проводов (ВЛП 10 кВ). Для последних приведены следующие технические конструктивные решения:

- крепление проводов спиральными вязками;
- защита от грозовых перенапряжений длинноискровыми разрядниками или ограничителями перенапряжений с искровыми промежутками;
- допускается применение арматуры с ограниченной прочностью.

Согласно документу при новом строительстве (реконструкции) в лесных массивах и насаждениях следует применять только ВЛП 10 кВ.

В **НПС 0,38–10 кВ** на ВЛ 10 кВ предусматривалась подвеска только неизолированных проводов.

В **ТКП-385** даны рекомендации по применению кабельных линий, в том числе:

- по типоразмеру кабелей;
- по применению одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена;
- по прокладке взаиморезервирующих кабелей;
- по прохождению КЛ 10 кВ в лесных массивах.

В **НПС 0,38–10 кВ** были приведены лишь общие рекомендации по прокладке кабельных линий 10 кВ (без указания типов кабелей).

ТКП-385 на ВЛ (ВЛП) рекомендует применять железобетонные вибрированные и центрифугированные стойки, металлические многогранные и деревянные опоры; дает рекомендации к применяемому оборудованию 10 кВ в трансформаторном пункте. Так, вводные ячейки в РУ 10 кВ и ячейки отходящих линий ЗТП рекомендуется выполнять с применением вакуумных выключателей. Допускается для электроснабжения потребителей категории 2 применять выключатели нагрузки, как правило, с моторным приводом.

В **НПС 0,38–10 кВ** предусматривалось на ВЛ 10 кВ применять железобетонные вибрированные стойки; также допускалось использование деревянных стоек на заболоченных участках и центрифугированных стоек на переходах через инженерные сооружения.

Если в **НПС 0,38–10 кВ** на воздушных линиях 0,38 кВ рекомендовалось применять в основном неизолированные провода, допускалось применение СИП, то **ТКП-385** предусматривает применение на воздушных линиях 0,4 кВ самонесущего изолированного провода (СИП), а при новом строительстве – СИП без отдельного несущего элемента типа СИП-4и.

Отличия в требованиях к наружному (уличному) освещению сельских населенных пунктов касаются следую-

щих положений. Согласно **ТКП-385** выполнение сетей наружного освещения должно соответствовать требованиям ТКП 45-2.04-153-2009 (02250) «Естественное и искусственное освещение. Строительные нормы проектирования», в то время как в **НПС 0,38–10 кВ** введены характеристики нагрузок уличного освещения в зависимости от ширины улицы (проезжей части), которые не соответствуют современным требованиям.

В **ТКП-385** рекомендуется применять светильники с газообразными источниками света высокого давления, преимущественно с натриевыми лампами, а также энергосберегающие светильники, в том числе с зеркальными натриевыми лампами, светодиодные и унифицированные.

В **НПС 0,38–10 кВ** рекомендовались светильники РКУ 06, НКУ 01-200, которые не отвечают современным требованиям.

Новые технические решения, предложенные ТКП-385

ТКП-385 предусмотрен ряд новых прогрессивных технических решений, касающихся распределительных сетей 0,4–10 кВ:

1) в части построения и конструктивного исполнения:

- новое строительство в сельских населенных пунктах рекомендовано осуществлять за счет переноса трансформаторных подстанций непосредственно к потребителю.
- Вместо традиционного способа электроснабжения сельского населенного пункта от одной (двух) ТП с протяженными линиями 0,4 кВ предлагается устанавливать на опорах ВЛП 10 кВ несколько СТП 10/0,4 кВ мощностью до 40 кВА с однофазными или трехфазными трансформаторами, с запиткой от каждой СТП пяти (шести) абонентов. Этим достигается ряд преимуществ:
 - сокращается протяженность линий 0,4 кВ;
 - значительно упрощаются схемные, конструктивные решения ВЛ и ТП благодаря применению высоконадежных элементов;
 - повышается качество электроэнергии у потребителей;
- рекомендуется осуществлять подвеску на опорах воздушных линий самонесущего кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в парковых зонах и особо охраняемых природных территориях при строительстве ЛЭП 10 кВ без вырубki просек;
- на ответвлениях ВЛ 10 кВ, в которых не обеспечивается качество электроэнергии удаленных потребителей,

(«длинных линиях»), рекомендуется устанавливать вольтодобавочные трансформаторы, при необходимости – совместно с устройствами компенсации реактивной мощности;

2) в части учета электроэнергии и АСКУЭ:

- введены требования к организации учета и построения АСКУЭ, гармонизированные с концепцией «умных» электрических сетей (Smart Grid);
- введены требования по установке приборов учета на вводных присоединениях и на отходящих линиях 0,4 кВ в ТП для мониторинга энергораспределения и своевременного выявления очагов повышенных потерь;
- отражены особенности организации учета с применением щитков учета электроэнергии выносного типа;
- введены требования к каналам передачи данных учета;
- введены требования, обеспечивающие максимальную унификацию применяемых приборов и средств учета;
- введены требования по защите данных учета от несанкционированного доступа на аппаратном и программном уровнях;
- предусмотрена возможность сопряжения систем АСКУЭ со смежными системами (АСУ ТП, АСДУ и др.);

3) в части контроля параметров качества электроэнергии:

- введены требования к организации контроля параметров качества электроэнергии и соответствующих автоматизированных систем;
- указаны точки контроля параметров качества электроэнергии;

4) в части заземляющих устройств, защиты от перенапряжений, электробезопасности:

- даны подробные рекомендации по выбору нормы на допустимое сопротивление заземляющих устройств;
- в указаниях по выполнению заземляющих устройств учтены новые типы применяемого оборудования и современные научно-технические решения;
- уточнено конструктивное выполнение заземляющих устройств и добавлены указания по применению глубоких вертикальных заземлителей;
- добавлена таблица, регламентирующая наименьшие размеры заземлителей;
- введены требования по выбору режима заземления нейтрали сети;
- введены требования к обеспечению электромагнитной совместимости.

**НОВЫЕ
ТНПА**

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОДЕКС УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

«НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4–10 КВ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННОГО НАЗНАЧЕНИЯ» ТКП 385-2012 (02230)

Официальное издание

Утвержден постановлением Министерства энергетики
Республики Беларусь от 19 апреля 2012 года № 18.
Вводится в действие с 10 июля 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)



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 июля 2012 года в республике вводится в действие технический кодекс установившейся практики **ТКП 17.10-39-2012 (02120) «Охрана окружающей среды и природопользование. Порядок оценки ветроэнергетического потенциала при размещении ветроэнергетических установок на территории Республики Беларусь»**. Он устанавливает общий порядок оценки ветроэнергетического потенциала (ВЭП) при планировании размещения ветроэнергетических установок (ВЭУ). Требования документа являются обязательными для исполнения всеми юридическими и физическими лицами, осуществляющими работы в области оценки ВЭП и по рациональному размещению ВЭУ на территории республики.

С этой же даты будет введен в действие **СТБ 2248-2012 «Оборудование электрическое бытовое и офисное. Показатели и методы измерения энергопотребления в режимах ожидания и выключения»**. Стандарт распространяется на электрическое бытовое и офисное (конторское) оборудование, предназначенное для эксплуатации в жилых зонах и офисных помещениях, а также имеющее возможность использоваться вне этих помещений. В перечень такого оборудования, например, включены стиральные и посудомоечные машины, электрические плиты, микроволновые печи, домашние кинотеатры, оборудование информационных технологий и др.

Стандарт предусматривает поэтапный переход к снижению мощности, потребляемой оборудованием в этих режимах, в два раза.

Требования учитывают положения соответствующих европейских директив и стандартов.

С 1 сентября 2012 года вводится в действие **ГОСТ 31427-2010 «Здания жилые и общественные. Состав**

показателей энергетической эффективности», который устанавливает основные виды показателей энергосбережения и энергетической эффективности, вносимых в нормативные документы и проектную документацию жилых и общественных зданий, работы и услуги по их строительству и эксплуатации. Стандарт распространяется на все виды зданий за исключением временных, запланированный срок службы которых составляет менее двух лет, зданий сезонного использования, а также отдельно стоящих зданий общей площадью не более 50 м².

С 1 января 2013 года вводятся два государственных стандарта на регуляторы давления и устройства обеспечения безопасности для газовых приборов.

Так, **СТБ EN 88-1-2012** касается регуляторов с давлением на входе до 50 кПа и устанавливает требования безопасности, требования к конструкции и рабочим характеристикам регуляторов давления и пневматических регуляторов соотношения «газ – воздух», предназначенных для применения в газовых горелках, газовых приборах и приборах аналогичного назначения.

Область распространения **СТБ EN 88-2-2012** – регуляторы с давлением на входе свыше 500 мбар, но не более 5 бар. Стандарт содержит требования безопасности, требования к конструкции и рабочим характеристикам регуляторов давления, предназначенных для применения в газовых горелках и газовых приборах, использующих газы первого, второго и третьего семейств. **СТБ EN 88-2-2012** применяется при проведении испытаний типа. Документ содержит требования к информации, предоставляемой потребителю. Стандарт распространяется также на регуляторы, включающие устройства обеспечения безопасности.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 13032:2012 «Нефтепродукты. Определение низкой концентрации серы в автомобильных топливах. Метод рентгенофлуоресцентной спектрометрии с дисперсией по энергии» (принят 1 марта 2012 года).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 60335-2-7:2012 «Бытовые и аналогичные электрические приборы. Безопасность. Часть 2–7. Дополнительные требования к стиральным машинам» (принят 26 марта 2012 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

О ХОДЕ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ БЕЛОРУССКИМ НАЦИОНАЛЬНЫМ ТЕХНИЧЕСКИМ УНИВЕРСИТЕТОМ

Одним из стратегических направлений развития энергетики Республики Беларусь является сооружение и ввод в эксплуатацию первой атомной станции, что обусловлено необходимостью повысить энергетическую безопасность страны и тем самым создать надежную базу для ее развития в будущем. Успех реализации проекта строительства белорусской АЭС зависит от множества факторов, из которых немаловажным является подготовка высококвалифицированных специалистов в области ядерной энергетики. Решение данной задачи возложено на пять вузов страны, среди которых и Белорусский национальный технический университет.

К сведению: подготовка специалистов для нужд белорусской АЭС организована в следующих вузах Республики Беларусь:

- Белорусский государственный университет (БГУ);
- Белорусский национальный технический университет (БНТУ);
- Белорусский государственный университет информатики и радиоэлектроники (БГУИР);
- Международный государственный экологический университет имени А.Д. Сахарова (МГЭУ им. А.Д. Сахарова);
- Белорусско-Российский университет (БРУ).

Решение вопроса обеспечения белорусской АЭС высококвалифицированными специалистами предусмотрено Государственной программой подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2008–2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 1329 от 10 сентября 2008 года. Ее основной задачей является организация системы комплексной подготовки специалистов, нацеленной на получение знаний и навыков, необходимых для строительства и безопасной эксплуатации атомной электростанции.

Государственной программой подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь также предусмотрены повышение квалификации и переподготовка профессорско-преподавательского состава, привлечение иностранных специалистов для чтения лекций, проведение практики и стажировок за рубежом, совершенствование материально-технической и учебно-лабораторной базы, издание книг и учебных пособий, что позволяет осуществлять качественную подготовку будущих специалистов.

Непосредственное участие в подготовке кадров для будущей АЭС принимают также эксперты Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ).

В рамках реализации Государственной программы Белорусский национальный технический университет с 2008 года осуществляет подготовку по двум новым специальностям – «Паротурбинные установки атомных электрических станций» (см. таблицу) и «Строительство тепловых и атомных электростанций» – с ежегодным набором по 30 и 20 человек на каждую соответственно. Кроме того, с 2009 года увеличен набор на 20 человек ежегодно по специальностям «Автоматизация и управление энергетическими процессами» и «Электрические станции».

Основные сферы профессиональной деятельности будущих выпускников специальности «Паротурбинные установки атомных электрических станций» в области производства – проектирование и эксплуатация основных и вспомогательных объектов АЭС, систем технического водоснабжения и водоподготовки АЭС; в области образования – вспомога-



С.М. СИЛЮК, к.т.н., профессор, декан энергетического факультета БНТУ



Н.Б. КАРНИЦКИЙ, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» БНТУ



А.Г. ГЕРАСИМОВА, к.т.н., доцент кафедры «Тепловые электрические станции» БНТУ



А.Л. БУРОВ, старший преподаватель кафедры «Тепловые электрические станции» БНТУ

ное обеспечение учебного процесса в лабораториях технических вузов по специальным теплоэнергетическим дисциплинам, ассистирование на учебных занятиях; в области науки – исследование и экспериментально-теоретическое обоснование научных основ проектирования и эксплуатации паротурбинных установок атомных электрических станций, а также проведение природоохранных мероприятий и анализ взаимодействия атомных электрических станций с окружающей средой.

Объектами профессиональной деятельности будущих специалистов являются атомные электрические станции, основное и вспомогательное тепломеханическое оборудование, теплоэнергетические процессы и установки, монтаж, ремонт и наладка оборудования атомных электрических станций.

Надо отметить, что студенты, обучающиеся по специальности «Паротурбинные установки АЭС», сдают сессии практически со 100 %-ной успеваемостью и нацелены на работу на АЭС.

Теоретическая подготовка студентов

В процессе обучения студенты получают глубокую теоретическую подготовку по фундаментальным дисциплинам и приобретают необходимые знания по всей технологической схеме производства электрической энергии на АЭС. Это базовые знания по ядерной и нейтронной физике, работе ядерных энергетических реакторов, радиационной безопасности и обращению с радиоактивными отхо-

дами АЭС. Студенты изучают также оборудование паротурбинных установок и их низкопотенциальной части. Среди специальных дисциплин учебного плана – «Турбины АЭС», «Атомные электрические станции (АЭС)», «Ядерные энергетические реакторы», «Принципы обеспечения безопасности АЭС», «Вспомогательное оборудование АЭС», «Водоподготовка и водно-химические режимы АЭС», «Парогенераторы АЭС», «Автоматизированные системы управления на АЭС», «Диагностика тепломеханического оборудования АЭС», «Наладка и эксплуатация оборудования АЭС», «Радиационная безопасность», «Защита от ионизирующих излучений», «Обращение с радиоактивными отходами АЭС». Кроме того, в учебный план специальности входят дисциплины, касающиеся работы основного оборудования тепловых электрических станций, что дает возможность выпускникам данной специальности работать также на традиционных ТЭС.

Для обеспечения качественного образовательного процесса необходима современная учебно-методическая база. За последнее время она существенно пополнилась учебно-методической и справочной литературой последних лет изданий. Преподавателями кафедры подготовлены и изданы учебник «Теория автоматического управления» (Кулаков Г.Т., Кузьмицкий И.Ф.); учебные пособия «Информатика и интегрированные прикладные системы» (Пронкевич Е.В., Тарасевич Л.А.), «Водоподготовка и воднохимические режимы ТЭС и АЭС» (Чиж В.А., Карницкий Н.Б., Нерезько А.В.), «Кон-

троль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС» (Герасимова А.Г.); методическое пособие для выполнения курсового проекта по дисциплине «Атомные электрические станции» (Седнин А.В., Карницкий Н.Б., Богданович М.Л.), а также учебное пособие для курсового проекта по дисциплинам «Парогенераторы ТЭС» и «Котельные установки» (Жихар Г.И.).

В настоящее время готовятся к изданию еще четыре учебных пособия в рамках изучаемых дисциплин по специальности «Паротурбинные установки атомных электростанций».

Для чтения специальных дисциплин приглашаются специалисты из других вузов Республики Беларусь, отечественных и зарубежных энергетических предприятий, среди которых Институт атомной энергетики (г. Обнинск, Россия), Институт ядерных и энергетических исследований «Сосны», БГУ, Международный государственный экологический университет имени А.Д. Сахарова и т.д.

Лабораторная база

Кафедра «Тепловые электрические станции» БНТУ, в рамках которой проводится обучение студентов по новым специальностям, имеет хорошо оснащенную лабораторную базу, которую пополнили современные лабораторные стенды и установки. В настоящее время идет внедрение их в учебный процесс с разработкой новых учебно-методических пособий. В состав кафедры входит пять учебных лабораторий.

В лаборатории «Паровые и газовые турбины» кроме действующих



Лаборатория «Водно-химический комплекс ТЭС и АЭС»



Лаборатория «Теплотехнические измерения и автоматическое управление теплоэнергетическими процессами»



Лаборатория «Котельные и энергетические установки»



Преподаватели кафедры на повышении квалификации в ИАТЭ, г. Обнинск

моделей воздушных турбин и другого оборудования, необходимого для проведения практических занятий, установлены стенды «Балансировка энергетического оборудования», «Градирия вентиляторная», «Исследование гидравлических характеристик насосного оборудования», «Исследование центробежных и осевых вентиляторов», на которых выполняется ряд лабораторных работ в рамках дисциплин «Турбины ТЭС и АЭС», «Контроль и диагностика тепломеханического оборудования ТЭС и АЭС», «Вспомогательное оборудование ТЭС и АЭС».

Лаборатория «Водно-химический комплекс ТЭС и АЭС» оснащена приборами и средствами для проведения химического анализа и подготовки теплоносителя на ТЭС и АЭС и предназначена для проведения лабораторных работ по курсу «Водоподготовка и водно-химические режимы ТЭС и АЭС», которые знакомят студентов с организацией на электростанциях контроля за чистотой проточной части турбин, поверхностей нагрева парогенераторов и паровых котлов; организацией контроля за присосами охлаждающей воды в конденсаторы турбин; способами контроля за скоростью коррозии конструктивных материалов. В лаборатории также имеется современная установка Spirovent Air Dirt, предназначенная для демонстрации возможности удаления из циркуляционных систем шлама и воздуха.

Лаборатория «Теплотехнические измерения и автоматическое управление теплотехническими процессами» предназначена для выполнения лабораторных работ по дисциплинам «Теплотехнические измерения и при-

боры», «Основы автоматического регулирования», «Теория автоматического управления», «АСУ на АЭС» и др. Она оборудована современными средствами теплотехнических измерений, которые используются на действующих и проектирующихся тепловых и атомных станциях. Здесь созданы и активно используются стенды для изучения методов измерения температуры, давления, расхода, а также качественного и количественного состава газов (газоанализаторы АГТ-СО, АГТ-О₂, Testo 350).

Натурный стенд по основам автоматического регулирования, установленный в лаборатории, позволяет студентам с помощью простых гидравлических моделей приобрести базовые знания о типовых элементарных звеньях, без чего невозможно понимание изучаемого предмета в целом.

С помощью тренажера наладки тепловой автоматики студенты могут моделировать теплотехнические процессы, происходящие на ТЭС и АЭС, и с применением реальной аппаратуры конструировать системы автоматического управления ими. В частности, на стенде установлены современные микропроцессорные регулирующие контроллеры, программирование которых позволяет студентам получить навыки, необходимые в предстоящей трудовой деятельности.

В учебный процесс введены такие новые учебные стенды, как «Стенд для исследования параметров системы отопления и горячего водоснабжения», «Система управления тепломассообменными процессами на АЭС», «Стенд управления дви-

гателем постоянного тока потребителей собственных нужд АЭС». Кроме того, в лаборатории установлен макет компоновки двухблочной атомной электростанции и стенд «Материалы ядерных технологий», в состав которого входят современные приборы и средства контроля конструкционных материалов.

На стендах лаборатории «Котельные и энергетические установки», предназначенных для исследования термодинамических процессов и процессов теплопередачи, выполняются работы по изучению свободной и вынужденной конвекции, теплопроводности, теплопередачи в водоводяном теплообменном аппарате и определению зависимости температуры кипения от давления. Лаборатория оснащена необходимыми материалами и оборудованием для определения характеристик твердого и жидкого топлива, проведения химического газового анализа уходящих газов. Здесь также установлены новые стенды «Тепловой насос» и «Теплоснабжение».

В лаборатории «Математическое моделирование теплотехнических процессов» проводятся занятия, связанные с анализом и синтезом автоматических систем регулирования. На персональных компьютерах с помощью программного обеспечения VisSim, MATLAB, Mathcad производятся расчеты и моделирование различных САР в рамках курсов «АСУ на АЭС», «АСУ ТП ТЭС» и др. Результаты работы активно применяются студентами в курсовом и дипломном проектировании, а также в студенческих научно-исследовательских работах.

На персональных компьютерах установлена компьютерная обучающая система (КОС) (проект МАГАТЭ № ВУ Е0006-93646), предназначенная для проведения обучения и оценки знаний студентов и персонала сектора атомной энергетики в области технологий АЭС, программ безопасности, атомного регулирования, политики качества и безопасности, управления АЭС. Использование КОС в период монтажа, наладки и подготовки к пуску энергоблоков является наиболее оптимальной формой подготовки персонала АЭС. В разработке программы активное участие принял старший преподаватель кафедры А.Л. Буров.

В обучении используется также мультимедийный курс по физике ядерных реакторов, который распространяется МАГАТЭ для преподавателей высших учебных заведений.

Производственная практика

Для закрепления теоретических знаний студенты младших курсов проходят практику на традиционных ТЭС Республики Беларусь. На старших курсах предполагается проведение производственной практики в зарубежных учебно-тренировочных центрах, на АЭС и в проектных институтах. В настоящее время ведутся переговоры о проведении практики студентов четвертого курса на Смоленской, Калининской, Курской, Нововоронежской АЭС и в Севастопольском национальном университете ядерной энергии и промышленности. Кроме того, в этом учебном году планируется, что десять студентов четвертого курса пройдут практику в Германии по программе Германской службы академических обменов «Энергетика Германии – получение энергии в условиях пере-

мен». В плане программы предусмотрено посещение студентами атомной электростанции Grohnde и других энергетических объектов.

Повышение квалификации

Немаловажное значение в подготовке специалистов имеет повышение квалификации преподавателей. В рамках Государственной программы подготовки кадров для ядерной энергетики ряд преподавателей университета прошли обучение на курсах повышения квалификации в Центральном институте повышения квалификации и Институте атомной энергетики, посещали занятия, проводимые под эгидой МАГАТЭ, по освоению компьютерных программ и системному подходу к обучению, используемых при подготовке кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь с получением квалификационного удостоверения. Преподаватель А.Л. Буров в составе рабочей группы при Министерстве энергетики Республики Беларусь принимал участие в разработке компьютерных обучающих систем по основам политики АЭС, руководства и технологии (КОС-N).

Преподаватели кафедры также участвовали в семинарах, проводимых МАГАТЭ, в том числе таких как «Образовательные стандарты для подготовки специалистов в области ядерных технологий» (БГУИР – МАГАТЭ); «Менеджмент ядерных знаний» (БГУ – МАГАТЭ); «Детерминистический анализ безопасности АЭС» (МЧС – МАГАТЭ).

Ряд студентов четвертого курса гр. 106818 в период со 2 по 4 февраля 2012 года стали участниками I Международной школы-семинара «Ядерная энергетика и нераспространение: ответ на вызовы со-

временности», которая прошла в рамках «Научной сессии НИЯУ МИФИ-2012» в г. Москве.

Заключение

С начала реализации Госпрограммы подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2008–2020 годы Белорусскому национальному техническому университету, и в частности кафедре «Тепловые электрические станции», удалось наладить стабильный образовательный процесс и достичь определенных положительных результатов. Однако предстоит решить еще ряд проблем, в первую очередь связанных с организацией производственной и преддипломной практики студентов за рубежом и распределением молодых специалистов, первый выпуск которых состоится уже в 2013 году.

В соответствии с Кодексом Республики Беларусь об образовании договоры на практику и распределение в 2013 году должны были быть составлены еще в апреле 2012 года. В настоящее время основной базой организации для распределения студентов является Дирекция строительства АЭС, которая не очень интересуется ходом подготовки кадров и их распределением в будущем. За весь период подготовки (а это без малого четыре года) не было ни одной встречи представителей ДСА со своими будущими работниками. Кроме того, в последнее время значительно снизилось финансирование по основным статьям расходов, предусмотренных Государственной программой подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь, что может неблагоприятно сказаться на качестве подготовки белорусских специалистов для ядерной энергетики.

Информация о приеме абитуриентов на специальность 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций» (бюджет)

Год	План приема, человек	Подано заявлений	Конкурс, человек на место	Проходной балл	
				городские школы	сельские школы
2008	27	29	1,1	226	226
2009	30	32	1,1	271	188
2010	30	41	1,37	227	205
2011	30	32	1,07	180	180



ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

- **Биотопливо и его использование: монография / В.М. Благодарный [и др.]; Министерство образования Республики Беларусь, УО «Барановичский государственный университет».** – Барановичи: РИО БарГУ, 2012. – 316 с.



Рассмотрены вопросы производства биотоплива, его преимущества и недостатки, когенерационные установки для использования биогаза. Проанализирована энергетическая политика и в частности использование биотоплива в Словакии и в других странах Европейского союза, а также в Беларуси и России.

Показаны пути развития энергетики, основанной на использовании биотоплива. Представлены мероприятия по расширению производства и применения биотоплива в Беларуси.

- **Гибилиско, С. Альтернативная энергетика без тайн: путеводитель / С. Гибилиско; пер. с англ. – М.: Эксмо, 2011. – 365 с.**



Уже многие годы ученые предсказывают скорое истощение мировых запасов нефти и угля. Что может прийти им на смену? Какие технологии могут предотвратить энергетическую катастрофу? Займет ли солнечная энергетика место современных тепло- и гидроэлектростанций? Так ли опасны АЭС?

Издание дает ответы на многие вопросы, связанные с теперешним состоянием энергетики и ее будущим.

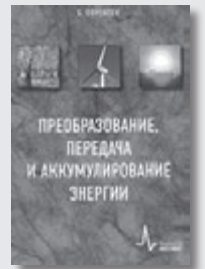
- **Энергоэффективность аграрного производства / В.Г. Гусаков [и др.]; под общ. ред. В.Г. Гусакова, Л.С. Герасимовича; Нац. акад. наук Беларуси, Отд-ние аграр. наук, Ин-т экономики, Ин-т энергетики.** – Минск: Беларуская навука, 2011. – 774 с.



Представлены методы энергоэкономической оценки инновационных организационно-технических и технико-технологических решений, сопровождающиеся различными примерами, в том числе компьютерное информационно-аналитическое и имитационное моделирование агроэнергетических систем.

В приложении сформированы нормативно-справочная и расчетно-аналитическая системы, банк данных энергоресурсосберегающих мероприятий в АПК для принятия энергоэффективных решений различного уровня управления в АПК.

- **Соренсен, Б. Преобразование, передача и аккумуляция энергии: учебно-справочное руководство / Б. Соренсен; пер. с англ. – Долгопрудный: Интеллект, 2011. – 295 с.**



Издание знакомит читателя с рядом эффективных стратегий и методов преобразования, передачи и хранения разных видов возобновляемой энергии. Всесторонне и в то же время лаконично проанализированы такие источники возобновляемой энергии, как геотермальные воды, биомасса, механические колебания и волны, солнечное тепло, солнечное излучение, электрохимическая энергия и энергия ветра. Приводятся характеристики разнообразных устройств, предназначенных для использования ВИЭ, – от маховиков и хранилищ водорода до батарей.

- **Бухаркин, Е.Н. Энергосберегающие технологии для теплогазоснабжающих систем / Е.Н. Бухаркин, М.Г. Ладыгичев; под ред. Е.Н. Бухаркина.** – М.: – Теплотехник, 2011. – Т. 1, кн. 1. – 347 с.



Содержатся сведения о новых возможностях энергосбережения, основанных на применении парогазовых технологий. Эти технологии наиболее актуальны в условиях выработки энергии путем сжигания природного газа, являющегося самым ценным видом топлива, запасы которого значительно меньше, чем твердого и жидкого органического топлива.

Дано описание тепломассообменных процессов, происходящих как в автономных источниках теплоты, так и в основных низкотемпературных утилизаторах теплоты отработанных газов. Рассмотрены теоретические основы процессов, на базе которых выведены расчетные условия оптимизации утилизаторов. Приведены схемы водогрейных и паровых котельных, использующих парогазовую технологию, с ранжировкой методов оптимизации их использования.

Издания не продаются!

Ознакомиться с предложенными изданиями можно в читальных залах Республиканской научно-технической библиотеки. Библиотека также оказывает дополнительные услуги по копированию и сканированию фрагментов документов, записи на дискету, CD-ROM, флэш-карту и др.

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



ЭНЕРГЕТИКА. ОБЗОР СОБЫТИЙ В МИРЕ

РОССИЯ

«СЕВЕРНЫЙ ПОТОК» ВЫШЕЛ НА МАКСИМАЛЬНУЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ

22 мая газопровод «Северный поток», соединяющий Россию и Германию по дну Балтийского моря, вышел на максимальную производительность. В настоящее время проводятся тестовые испытания Северо-европейского газопровода (как наземной, так и подводной его части) вместе с компрессорными станциями, включая компрессорную станцию «Портовая».

Завершение строительства второй нитки газопровода ожидается в текущем году. Кроме того, будет произведено расширение мощности «Портовой». Что касается расширения мощности самого «Северного потока», то этот вопрос еще обсуждается.

В РОССИИ УТВЕРЖДЕНЫ ДОКУМЕНТЫ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» утверждены Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии и Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, направленные на защиту интересов добросовестных потребителей и поставщиков и обеспечивающие развитие конкуренции при сохранении надежности электроснабжения.

Основные положения определяют в том числе круг субъектов розничных рынков; правила деятельности гарантирующих поставщиков; требования, в соответствии с которыми осуществляется обслуживание гарантирующим поставщиком потребителей (покупателей) электрической энергии; правила заключения договоров между потребителями (покупателями) и гарантирующими поставщиками, правила их исполнения; порядок осуществления расчетов за электрическую энергию (мощность); правила организации учета электрической энергии на розничных рынках; порядок присвоения организациям статуса гарантирующего поставщика.

Правила полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии устанавливают основы регулирования отношений, связанных с введением полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии потребителями электрической энергии (мощности) – участниками оптового и розничных рынков электрической энергии, в том числе предполагают прекращение подачи электрической энергии (мощности) потребителям или сокращение объемов потребления электрической энергии (мощности) в определенных случаях.

РАЗРАБОТАНА ЕДИНАЯ СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВЛ 35 КВ И ВЫШЕ

Новый стандарт технических требований к программно-техническому комплексу системы автоматизированного проектирования воздушных линий электропередачи (ПТК САПР-ВЛ) разработан специалистами ОАО «Холдинг МРСК», ОАО «НИИЦ МРСК» и ведущих проектных организаций.

В качестве прототипа выбран программный комплекс PLS-CADD, который создан специалистами-энергетиками и изначально был призван служить инструментом для ре-

шения специфических задач проектирования, эксплуатации, ремонта и модернизации ВЛ. В основе программы лежит пространственное трехмерное моделирование рельефа и компонентов линии, учитывающее их физико-механическую природу.

Введенные в систему данные позволят производить любые измерения и инженерные расчеты габаритов и нагрузок, а также моделировать поведение элементов при заданных внешних условиях.

Среди явных плюсов ПТК САПР-ВЛ специалисты называют возможность просмотра геопрограммных данных о спроектированных и действующих ВЛ в 3D-графике с привязкой к географическим координатам, в том числе в программе «Google Earth». Единая система проектирования позволит моделировать влияние различных климатических воздействий (с учетом требований 6 и 7-го изданий Правил устройства электроустановок) на конструкцию ВЛ.

Внедрение системы позволит определять состояние ВЛ (стрелы провеса, тяжения, габариты, нагрузки на опоры) после вытяжки проводов в результате 20–40 лет эксплуатации или после воздействия критической кратковременной нагрузки, проводить широкий перечень инженерных расчетов и осуществлять интерактивный просмотр результатов всех ранее проведенных расчетов.

СТРАНЫ БАЛТИИ

ЛИТВЕ ДОСТАНЕТСЯ 38 % АКЦИЙ БУДУЩЕЙ ВИСАГИНСКОЙ АЭС

В одобренном 9 мая правительством Литвы проекте концессионного соглашения о строительстве Висагинской атомной электростанции (ВАЭС) распределены доли участников соглашения: Литве будет принадлежать 38 %, Эстонии – 22 %, Латвии – 20 %, стратегическому инвестору – японской корпорации Hitachi – 20 % акций.

За десять с лишним лет общий имущественный взнос Литвы в проект, по подсчетам Минфина страны, должен составить около € 2,6 млрд, часть этой суммы – 45–55 % – Литва будет вынуждена взять займы под гарантию государства. В соглашении предусмотрено, что расторжение договора о концессии на подготовительном этапе по инициативе Литвы обойдется стране почти в 700 млн литов (1 лит – € 0,29), которые она должна будет выплатить партнерам, выкупив у них акции и возместив убытки. Однако после 2015 года, когда будет принято окончательное решение об инвестициях, Литва утратит право на расторжение договора.

По утверждению экономистов, несмотря на огромные инвестиции, проект строительства ВАЭС является экономически выгодным и окупаемым. Согласно договору Hitachi обязана не менее 10 % дополнительных работ, товаров и услуг купить у третьих стран, а значит, на часть субподрядных работ могут претендовать и литовские компании.

Станция должна быть введена в эксплуатацию к 31 декабря 2022 года. Планируется, что цена электроэнергии будущей АЭС до 2040 года с учетом затрат на погашение кредитов составит 17–25 центов.

В ЭСТОНИИ НАЧАЛОСЬ СТРОИТЕЛЬСТВО ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, РАБОТАЮЩЕЙ НА СЛАНЦЕ И БИОТОПЛИВЕ

Эстонская компания Eesti Energia начала строительство под Нарвой электростанции Auvere elektrijaam мощностью 300 МВт. Конкурс на поставку оборудования для электростанции, основанного на технологии сжигания в кипящем слое, выиграл консорциум Alstom. Станция будет работать на сланце, 50 % которого можно будет заменить биотопливом.

Новая электростанция и завод масел Enefit 280, строительство которого завершится в 2012 году, образуют в будущем вблизи Нарвы современный энергетический комплекс. Склад сланца, системы топливоподачи и золоудаления, а также новое распределительное устройство 330 кВт будут использоваться совместно.

В сравнении с существующими сланцевыми электростанциями Auvere будет более эффективным производством с меньшими выбросами в атмосферу. Станция также обеспечит эстонской электроэнергетике достаточную гибкость, так как сможет производить электроэнергию в зависимости от потребности в ней.

СНГ

УКРАИНА ГОТОВА ПРЕДОСТАВИТЬ ЕВРОПЕ ДО 15 МЛРД М³ В СВОИХ ПХГ

Украина в текущем сезоне готова предоставить до 15 млрд м³ свободных мощностей подземных хранилищ газа иностранным компаниям для хранения в них своего ресурса.

Страна эксплуатирует 12 подземных хранилищ активным объемом 32 млрд м³. В этом году планируется закачать в подземные хранилища около 10–11 млрд м³ газа, что соответствует прошлогоднему уровню. НАК «Нафтогаз Украины» отказалась за собственные средства закупать у «Газпрома» ресурс, который в отопительный сезон использовался по схеме замещения для выполнения обязательств российской монополии перед европейскими контрагентами.

На сегодняшний день в украинских ПХГ уже накоплено 9 млрд м³. С начала сезона закачки, стартовавшего в апреле, в украинские хранилища закачано 1,9 млрд м³ из планируемых 10–11 млрд м³.

Свободные мощности ПХГ в объеме до 15 млрд м³ могут использоваться заинтересованными европейскими газовыми трейдерами и компаниями.

УКРАИНА ВЗЯЛА КУРС НА НАРАЩИВАНИЕ СОБСТВЕННОЙ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

На фоне дороговизны импортируемого из России природного газа страна взяла курс на активное наращивание собственной добычи ресурса, возлагая особые надежды на разработку месторождений шельфа Черного моря, а также на добычу нетрадиционного сланцевого газа. К 2020 году ее объемы должны увеличиться с 21 млрд (по итогам 2011 года) до 50 млрд м³.

Кабинет министров Украины утвердил условия конкурсов на заключение соглашений о разделе продукции (СРП) по разведке и добыче природного газа на Скифском и Форосском участках глубоководного шельфа Черного моря. В мае Украина провела конкурсы на заключение соглашений о разделе продукции (СРП) по Юзовскому и Олесскому месторождениям сланцевого газа, победителями которых признаны компании Shell и Chevron соответственно.

Согласно условиям конкурсов вся производимая в рамках СРП продукция до момента распределения между государством и инвестором принадлежит государству. Максимальная часть продукции, за счет которой инвестору будут компенсированы средства, вложенные в освоение месторождения, составляет 70 % от общего объема произведенной продукции до полного возмещения затрат инвестора. При этом доля государства в прибыльной продукции должна составлять не менее 20 % ее общего объема. Соглашения о разделе продукции будут подписываться сроком на 50 лет, если сторонами не будет установлено иное условие.

По оценкам украинского правительства, прогнозируемый ежегодный объем добычи газа на Скифском газоносном участке площадью 10 тыс. км² составит до 3–4 млрд м³, на Форосском площадью 9 тыс. км² – до 2–3 млрд м³, на Слобжанской площади в 6 тыс. км² с залежами сланцевого и центрально-бассейнового газа – от 6 до 8 млрд м³.

ТАДЖИКИСТАН ПОДПИСАЛ МЕМОРАНДУМЫ О СОТРУДНИЧЕСТВЕ С МАЛАЙЗИЙСКОЙ КОМПАНИЕЙ

Министр энергетики и промышленности Таджикистана Гул Шерали и представители малайзийской компании HOS International Trading (PTY) Ltd в ходе встречи в Душанбе, состоявшейся в мае, обсудили вопросы, связанные со строительством малых и средних гидроэлектростанций, а также возведением ТЭЦ с использованием угольного топлива в Республике Таджикистан. Теплоэлектроцентраль планируют построить в пос. Шураб Исфаринского района Согдийской области.

По итогам встречи были подписаны Меморандум о сотрудничестве между министерством энергетики и промышленности республики и компанией HOS International Trading (PTY) Ltd в области строительства малых и средних ГЭС, а также Меморандум о сотрудничестве в области строительства ТЭЦ с использованием угольного топлива.

В МИРЕ

В ГРЕЦИИ ВВЕДЕНА В СТРОЙ ДВЕ НОВЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ, ИСПОЛЬЗУЮЩИЕ ВИЭ

Итальянская энергетическая компания Enel Green Power, которая широко представлена на греческом рынке в сфере производства электроэнергии из возобновляемых источников, ввела в эксплуатацию на полуострове Пелопоннес в Греции еще две электростанции, использующие возобновляемые источники энергии.

Первая из запущенных станций – ветряная электро-

станция Corinth – расположена на северо-востоке полуострова и состоит из 32 ветряных турбин общей установленной мощностью более 27 МВт (по 0,85 МВт каждая). Ожидается, что она будет вырабатывать 57 млн кВт·ч ежегодно.

Вторая станция Kourtesi II, расположенная в провинции Илиа, работает на солнечной энергии. Ее общая установленная мощность – 4,8 МВт. Ожидается, что станция будет производить 6,15 млн кВт·ч ежегодно.

Экологически чистая энергия, вырабатываемая обеими станциями, позволит избежать выброса в атмосферу почти 70 тыс. т углекислого газа в год.

ЮЖНАЯ КОРЕЯ ПРИСТУПАЕТ К ПРОИЗВОДСТВУ СОБСТВЕННЫХ ЯДЕРНЫХ РЕАКТОРОВ

На сегодняшний день в Южной Корее функционирует 21 реактор. Всего правительство страны планирует построить к 2022 году еще 12, чтобы снизить зависимость страны от импорта сырой нефти, каменного угля и природного газа.

В настоящее время Южная Корея приступает к производству двух новых ядерных реакторов, все ключевые компоненты которых будут отечественного производства. Они разработаны на основе проекта «Эдванст пауэр реактор». Их мощность составит 1400 МВт.

Система интерфейса «человек – машина» новых реакторов, позволяющая управлять процессом выработки электричества, а также насосы системы охлаждения были спроектированы и произведены внутри страны. В прошлом их приходилось закупать за рубежом.

Реакторы возведут на АЭС в Ульджине (провинция Кенсан-Пукто). Стройка, на реализацию которой правительство выделило 7 трлн вон (\$ 6,18), получила название «Нью Ульджин». Завершение работ планируется соответственно на апрель 2017 и февраль 2018 года.

В ФРГ УСТАНОВЛЕН НОВЫЙ РЕКОРД: СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГИЯ ЗАМЕНИЛА 20 АЭС

25 мая в послеобеденные часы солнечные установки в ФРГ вырабатывали около 22 ГВт. Это соответствует мощностям 20 атомных реакторов, сообщает DW-world, ссылаясь на подсчеты, произведенные Международным экономическим форумом возобновляемых источников энергии IWR. Подобного результата удалось достичь с помощью программы правительства ФРГ по постепенному переходу на возобновляемые источники энергии. Свою роль сыграли также хорошая погода и положение солнца. В тот же день ровно год назад немецкие гелиоустановки в полдень вырабатывали лишь 14 ГВт.

Вместе с тем в связи с переходом на возобновляемые источники энергии в Германии в ближайшем будущем цена на электроэнергию может вырасти на 70 %, предупреждает министр экономики Баварии Мартин Цайль. По его словам, только на сооружение дополнительно необходимых электросетей для обеспечения транспортировки энергии, полученной из альтернативных источников, до 2022 года потребуется € 50 млрд.

По материалам международных информационных агентств, интернет-сайтов подготовила Вероника АНТОНОВА