

СВЕТОДИОДНОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

БЫТОВОЕ И СПЕЦИАЛЬНОЕ

ЦЕНА + КАЧЕСТВО!

С НАМИ ВЫ СМОЖЕТЕ:

- значительно снизить свои затраты на электроэнергию (до 90 %) и эксплуатационные расходы (до 95 %);
- получить возможность создавать динамические световые эффекты и гибкие системы интеллектуального управления светом;
- приобрести надежную, безопасную и экологичную продукцию;
- иметь гарантию от 3 лет и послегарантийное обслуживание.

СВОИМ ЗАКАЗЧИКАМ И ПАРТНЕРАМ КОМПАНИЯ «Топ Бизнес Сервис» ПРЕДЛАГАЕТ:

- инженерно-техническую поддержку на всех этапах сотрудничества;
- широкий ассортимент оборудования, комплектующих и аксессуаров;
- конкурентные цены;
- просчеты энергоэффективности и энергосэкономии.

УНП 690779628



ЧУП «Топ Бизнес Сервис» (ТБС)
220022, г. Минск, ул. Янковского, 28, оф. 1
Тел.: (017) 209-14-90, 209-12-49
(+375 29) 346-99-36, (+375 29) 333-11-60
Факс: (017) 209-14-07
E-mail: TBSvet@yandex.ru
www.tbs-svet.by

ENERGODOC.BY

ЭНЕРГОДОКУМЕНТ

НОРМАТИВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ «БЕЛЭНЕРГО»
«ИНФОРМАЦИОННО-ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР» ОАО «ЭКОНОМЭНЕРГО»

Первая полнотекстовая база
нормативных технических
документов по электроэнергетике

Содержит перечень
действующих в отрасли:

- Нормативных правовых актов
- Технических нормативных правовых актов
- Технической документации

СОДЕРЖАНИЕ

Учредитель

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Каранкевич В.М.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Воронов Е.О.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Кундас С.П.	д.т.н., профессор, ректор Международного государственного экологического университета имени А.Д. Сахарова
Лиштвак И.И.	академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Малашенко М.П.	начальник управления государственного энергетического и газового надзора и охраны труда
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Свечко М.В.	начальник главного управления энергоэффективности, науки и государственного надзора
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, главный научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»
Якубович П.В.	заместитель председателя концерна «Белнефтехим»

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси 4

Беларуси интересен опыт Армении в области атомной энергетики 9

Каракулько Г.А.

Мировая энергетика. Прогнозы. Аналитика. Факты 10

ПРИОРИТЕТЫ

Закревский В.А., к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь

Вопрос повышения рейтинга Беларуси по показателю
«подключение к системе электроснабжения» остается актуальным 14

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Трутаев В.И., специалист по системным исследованиям в энергетике,
ветеран энергетики Республики Беларусь

Теплофикация в Белорусской энергосистеме: острые вопросы
функционирования и развития на современном этапе 17

Сульжиц А.М., заведующая лабораторией учета электроэнергии РУП «БЕЛТЭИ»

АСКУЭ и тарифная политика 24

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Пантелеенко Ф.И., д.т.н., профессор,
член-корреспондент НАН Беларуси, первый проректор БНТУ,
Снарский А.С., к.т.н., начальник Центра развития
инженерного образования и организации учебного процесса,
Писарев В.А., заведующий научно-исследовательской лабораторией
сварки родственных технологий и неразрушающего контроля

Актуальные вопросы в области сварки и контроля качества
при строительстве Белорусской АЭС 27

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

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

Некоторые особенности подготовки потребителей и теплоисточников
к отопительному периоду в свете требований ТКП 388-2012 32

Таянко О.А., начальник юридического отдела
филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»

Об административной ответственности за невыполнение
в установленный срок предписаний, требований,
представлений органов государственного энергонадзора 36

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ

Романюк В.Н., д.т.н., профессор, главный специалист РУП «БЕЛТЭИ»,
Муслина Д.Б., м.т.н., инженер РУП «БЕЛТЭИ»,
Бобич А.А., м.т.н., инженер РУП «БЕЛТЭИ»,
Коломыцкая Н.А., м.э.н., аспирант БНТУ,
Бубырь Т.В., студентка БНТУ

Пути повышения эффективности использования первичного
топлива в Республике Беларусь 39

ПРЕЗЕНТАЦИЯ

Система контроля вибрации и механических величин Compass 6000	44
--	----

СОБЫТИЕ

Бусел В.В., начальник ПТО филиала «Гомельские тепловые сети» РУП «Гомельэнерго» От прошлого к будущему. Вехи становления и развития К 90-летию Гомельских тепловых сетей	46
---	----

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Моисеева Е.Н. Главный фактор развития экономики страны – модернизация производства По итогам Белорусского промышленного форума – 2013	50
Моисеева Е.Н. Стратегия партнерства – укрепление экономики двух стран По итогам VII Национальной выставки Республики Беларусь в Республике Казахстан	53

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Ломан М.С., ведущий инженер РУП «Белэлектромонтажналадка» Разработка дуговой защиты подстанций 0,4–35 кВ.....	55
--	----

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике	58
---	----

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ

Балабан-Ирменин Ю.В., д.т.н., Костенко Г.И., к.т.н., ОАО «ВТИ» (Москва) Антинакипины-органодифосфонаты в энергетике. История и современная практика	59
Новоселова О., директор по направлению «Экология и энергоэффективность» Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (Россия) Распределенная генерация и Smart Grid	63
Авчинников А.Б., ст. преподаватель Международного государственного экологического университета им. А.Д. Сахарова Энергетическая политика стран Вышеградской группы.....	66

БИБЛИОТЕКА ЭНЕРГЕТИКА

Республиканская научно-техническая библиотека предлагает	70
--	----

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

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Редактор	Гончар О.В.
Технический редактор	Данюкова А.В.
Корректор	Авхимович М.И.
Корреспондент	Моисеева Е.Н.
Выпускающий редактор	Варламова С.Д.

Уважаемые рекламодатели!

По вопросам размещения рекламы
обращайтесь по тел.: (+375 17) 286-08-28
VELCOM (+375 29) 399-11-04
МТС (+375 33) 319-11-04

Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
Тел./факс: (+375 17) 286-08-28
Тел.: (+375 17) 293-46-82
e-mail: info@energystategy.by
www.energystategy.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 24.06.2013 г., формат 60х90%,
тираж 1400 экз., заказ № 1456.

© «Информационно-издательский центр»
ОАО «Экономэнерго», 2013

ТЭК БЕЛАРУСИ

Подготовка к осенне-зимнему отопительному периоду 2013/2014 года в Беларуси должна завершиться до 20 сентября

Постановлением Совета Министров № 448 от 4 июня 2013 года утвержден комплекс мер по подготовке к работе в осенне-зимний период 2013/2014 года. Республиканским органам государственного управления и иным государственными организациями, подчиненным Правительству Беларуси, облисполкомам и Минскому горисполкому, с учетом результатов функционирования в отопительном сезоне 2012/2013 года источников электрической и тепловой энергии, газовых, электрических и тепловых сетей, объектов социальной сферы, жилищно-коммунального хозяйства, транспорта, организаций поручено реализовать до 1 октября организационно-технические мероприятия, обеспечивающие устойчивое и надежное топливо- и энергоснабжение потребителей в осенне-зимний период 2013/2014 года.

Документом предусмотрены строительство и замена в текущем году силами ГПО «Белэнерго» 92,52 км тепловых сетей при максимально широком использовании предварительно изолированных труб, создание эксплуатационных запасов топочного мазута в энергетической отрасли к 1 октября в объеме 400 тыс. т. Газо- и энергоснабжающим организациям поручено при заключении договоров с потребителями природного газа, электрической и тепловой энергии предусматривать объем отпуска энергетических ресурсов только на основании утвержденных в установленном порядке норм расхода на производство единицы продукции (работ, услуг) или предельных уровней потребления, а также с учетом выполнения потребителями договорных условий оплаты за потребленные энергоресурсы.

К началу отопительного сезона 2013/2014 года Министерство энергетики Республики Беларусь должно обеспечить готовность электрических станций, тепло- и электрогенерирующих установок и оборудования, газовых, тепловых и электрических сетей в период максимальных нагрузок.

Кроме того, Минэнерго с участием концерна «Белнефтехим», республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству, облисполкомов и Минского горисполкома обязано 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.

Минэнерго также поручено по согласованию с облисполкомами и Минским горисполкомом установить до 15 сентября 2013 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 20 сентября 2013 года, оформление актов проверки готовности и паспортов готовности к работе в осенне-зимний период организаций – потребителей тепловой энергии и теплоисточников – до 1 октября 2013 года.

Состоялось 43-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ

24 мая 2013 года в г. Чолпон-Ата Иссык-Кульской области Кыргызстана состоялось 43-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ, в котором приняли участие президент Электроэнергетического Совета СНГ – Министр энергетики России А.В. Новак, делегации органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний Азербайджана, Армении, Республики Беларусь, Казахстана, Кыргызстана, Молдовы, России, Таджикистана, Украины, представители Исполнительного комитета СНГ.

Республику Беларусь на заседании представляли генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов и исполняющий обязанности генерального директора РУП «ОДУ» Д.В. Ковалев.

В ходе заседания обсуждалось дальнейшее развитие интеграционных процессов в области электроэнергетики стран Содружества. Стороны подвели итоги работы энергосистем государств – участников СНГ в осенне-зимний период 2012/2013 года, обсудили мероприятия по подготовке к следующему отопительному сезону. В рамках обсуждения вопросов параллельной работы энергосистем стран СНГ был рассмотрен проект межправительственного Соглашения о мерах по обеспечению плановых межгосударственных перетоков электрической энергии между энергосистемами Центральной Азии и Казахстана.

На встрече рассматривались вопросы безопасности работы отрасли, в частности взаимодействия электроэнергетических компаний при ликвидации крупных технологических нарушений и чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера. Еще одной темой заседания стало развитие сотрудничества Электроэнергетического Совета СНГ с Евразийским банком развития. Стороны затронули также вопросы подготовки кадров для энергетической отрасли стран СНГ.

Совет глав правительств СНГ подписал Соглашение о координации отношений в области использования атомной энергии в мирных целях

31 мая Совет глав правительств СНГ подписал Соглашение о координации межгосударственных отношений стран СНГ в области использования атомной энергии в мирных целях и Протокол о внесении изменений



в Соглашение об основных принципах сотрудничества в области мирного использования атомной энергии от 26 июня 1992 года.

Соглашение разработано в рамках выполнения плана мероприятий по реализации первого этапа (2009–2011 годы) Стратегии экономического развития Содружества Независимых Государств на период до 2020 года. Документ предусматривает осуществление согласованных мер для обеспечения совместных действий, направленных на устойчивое развитие атомной энергетики, и содействия реализации правовой базы СНГ в области использования атомной энергии в мирных целях.

Стороны обязуются осуществлять сотрудничество в вопросах сближения национальных норм и правил, способствующих обеспечению ядерной и радиационной безопасности, а также координации взаимодействия в чрезвычайных ситуациях. Кроме этого, страны СНГ будут проводить совместные научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы, реализовывать межгосударственные двусторонние и многосторонние проекты в области ядерного топливного цикла и атомного энергетического комплекса. Предусмотрено также развивать взаимодействие в сфере подготовки кадров высокой квалификации.

Согласно документу каждая сторона определяет уполномоченный орган по реализации данного соглашения, обеспечивающий согласованность деятельности в области использования атомной энергии в мирных целях. Координация взаимодействия уполномоченных органов возлагается на комиссию государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях.

Коллегия Минэнерго обсудила итоги работы отрасли в первом квартале

17 мая состоялось первое после назначения нового руководителя Министерства энергетики Республики Беларусь заседание коллегии Минэнерго. С учетом замечаний, высказанных Главой государства и представителями контролирующих органов в ходе совещания

по проблемным вопросам энергетического комплекса страны, коллегией были рассмотрены вопросы, касающиеся финансово-хозяйственной и торгово-экономической деятельности отрасли в первом квартале текущего года, и намечены пути решения существующих проблем. Вел заседание коллегии Министр энергетики Беларуси В.Н. Потупчик.

По основным вопросам с докладами выступили заместители Министра В.М. Каранкевич, М.И. Михадюк и В.А. Закревский.

В ходе заседания были проанализированы итоги работы организаций, входящих в систему Минэнерго, за январь–март 2013 года, их деятельность по освоению инвестиций в основной капитал, привлечению прямых иностранных инвестиций, модернизации организаций отрасли; рассмотрены результаты работы по внешней торговле товарами и услугами, аспекты торгово-экономического сотрудничества с зарубежными государствами, вопросы энергосбережения, надежности работы оборудования и охраны труда, научно-технической деятельности, вовлечения объектов недвижимости в хозяйственный оборот и др.

Отдельно был рассмотрен вопрос о сокращении расходов на содержание объектов социальной сферы, находящихся на балансе энерго- и газоснабжающих организаций, и целесообразности их нахождения в составе этих организаций.

По результатам заседания принято постановление, предусматривающее, в частности, разработку Стратегии по привлечению прямых иностранных инвестиций в энергетический сектор, мероприятий по выполнению показателей бизнес-планов развития; активизацию работ по реализации планов модернизации отраслевых организаций, диверсификации рынков экспорта услуг и др. Также было принято решение о реализации ряда мероприятий по исключению организациями отрасли непроизводственных расходов, снижению количества непрофильных объектов и расходов из прибыли газо- и энергоснабжающих организаций на содержание объектов социальной сферы.



Заседание Совета ГПО «Белэнерго»

Подведены основные итоги работы организаций ГПО «Белэнерго» в первом квартале

4 июня состоялось заседание Совета ГПО «Белэнерго», в ходе которого были подведены итоги работы организаций объединения в первом квартале 2013 года, рассмотрены вопросы выполнения показателей прогноза социально-экономического развития, аспекты реализации важнейших инвестиционных проектов Государственной инвестиционной программы, выполнения заданий по внешней торговле услугами и привлечению прямых иностранных инвестиций. В работе Совета принял участие заместитель Министра энергетики В.А. Закревский.

Особое внимание было уделено итогам прохождения осенне-зимнего периода 2012/2013 года и подготовке энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» к функционированию в пожароопасный период 2013 года. Участники заседания обсудили основные результаты финансово-экономической деятельности организаций и ход выполнения отраслевой Программы мер по экономии и рациональному использованию топливно-энергетических и материальных ресурсов, денежных средств.

В рамках заседания Совета был рассмотрен ход реализации Отраслевой стратегии выполнения показателей наращивания объемов производства и сбыта, сокращения запасов готовой продукции на складах, а также выполнения заданий по внешней торговле товарами и мероприятиям Программы по импортозамещению.

Отдельной темой обсуждения стало выполнение требований Директив Президента Республики Беларусь № 1 «О мерах по укреплению общественной безопасности и дисциплины» и № 2 «О мерах по дальнейшей де бюрократизации государственного аппарата», а также вопросы работы с руководящими кадрами и их резервом.

В заключение выступил заместитель Министра энергетики В.А. Закревский, который дал в целом удовлетворительную оценку деятельности организаций объединения в первом квартале. Генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов подвел итоги заседания Совета и определил задачи на ближайшую перспективу.

Отраслевой семинар по вопросам охраны труда обсудил результативность профилактической работы

23 мая на базе филиала «Минская ТЭЦ-4» РУП «Минскэнерго» состоялся ежегодный отраслевой семинар по вопросам охраны труда организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», на тему «Результативность профилактической работы по охране труда».

Открыл семинар первый заместитель генерального директора – главный инженер ГПО «Белэнерго» А.В. Сивак. Он проинформировал об итогах смотроконкурса по охране труда, проведенного в объединении. Лучшим был признан филиал «Минская ТЭЦ-4» РУП «Минскэнерго» (185 баллов), где с 2006 года не зафиксировано ни одного несчастного случая и факта грубого нарушения правил безопасности, связанных с производством. На втором месте – филиал «Гродненские тепловые сети» РУП «Гродноэнерго» (176 баллов), на третьем – ОАО «Центроэнергомонтаж» (148 баллов).

А.В. Сивак также отметил, что не во всех организациях достигнуты и поддерживаются высокие показатели в области охраны труда. В 2013 году показатели производственного травматизма и пожарной безопасности ухудшились по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

В обсуждении проблемы приняли участие директор филиала «Минская ТЭЦ-4» М.Я. Белый, главный инженер филиала «Минская ТЭЦ-4» О.А. Щемель, директор филиала «Белоозерскэнергоремонт» РУП «Брестэнерго» В.В. Ткачев, главный инженер РУП «Брестэнерго» С.В. Леоновец, ведущий инженер отдела охраны труда и пожарной безопасности ГПО «Белэнерго» А.В. Шадрин.

Основные причины несчастных случаев в организациях ГПО «Белэнерго» проанализировал начальник отдела охраны труда и пожарной безопасности объединения С.Ф. Хилько. Он отметил недостаточный уровень профилактической работы в организациях, деятельности по выявлению рисков и управлению значимыми рисками согласно требованиям Межотраслевых общих правил по охране труда и требований СТБ 18001-2009, а также ослабление работы по совершенствованию систем управления охраной труда в соответствии с требованиями этого стандарта. С.Ф. Хилько подчеркнул, что эти недостатки приводят к повторению несчастных случаев по одной причине: у работников отсутствует представление о существующей опасности и возможных последствиях воздействия опасного или вредного производственного фактора.

Еще одной темой разговора, состоявшегося в рамках семинара, стала нормативно-техническая база в области охраны труда. В частности, участники семинара обсудили вопросы, возникшие при введении в действие ТКП 427 «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». Было отмечено, что для рассмотрения замечаний и предложений по данному нормативному техническому правовому акту в ГПО «Белэнерго» создана рабочая группа. Речь шла также о том, что специалисты на местах заинтересованы в создании отраслевых документов, регламентирую-

щих разработку проектов производства работ, типовых проектов для осуществления отдельных видов работ и других общеотраслевых документов.

Строительство ПГУ на Лукомльской ГРЭС продолжается

Реализация проекта по возведению парогазового энергоблока Лукомльской ГРЭС, предусмотренная Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, ведется строго по графику.

Подписание контракта между РУП «Витебскэнерго» и Китайской национальной корпорацией по импорту и экспорту машин и оборудования (СМЕС) на выполнение комплексного строительства под ключ ПГУ-400 на площадке Лукомльской ГРЭС состоялось 21 сентября 2010 года. После предварительного изучения специалистами РУП «Витебскэнерго» рынка оборудования для современных энергоблоков, анализа последних достижений мировых производителей для строительства энергоблока были выбраны газотурбинная установка и генератор немецкой фирмы Siemens, паровая турбина, генератор и котел-утилизатор производства КНР.

Парогазовый энергоблок мощностью 427 МВт будет исполнен в двухвальной компоновке. Эксплуатация ПГУ, состоящего из двух отдельных установок – паросиловой и газотурбинной, связанных технологически, позволит экономить более 170 тыс. т у.т. (или более \$ 30 млн) в год. Главным преимуществом нового энергоблока является высокий КПД парогазового цикла, который в условиях ISO составит 57 % (для сравнения: КПД парового цикла достигает лишь 39–40 %). Кроме того, парогазовые установки потребляют меньше воды на единицу вырабатываемой электроэнергии и являются более экологичными.

На сегодняшний день все основное оборудование уже доставлено на стройплощадку ПГУ. Немецкие партнеры ведут монтаж турбины, китайские генподрядчики – строительные работы. Кроме того, в возведении ПГУ принимают участие представители двух десятков белорусских подрядных организаций. Ввести блок в эксплуатацию планируется в первом квартале 2014 года.

Технико-экономическое обоснование проекта Ямал – Европа – 2 будет завершено к концу 2013 года

Технико-экономическое обоснование проекта Ямал – Европа – 2 будет завершено к концу 2013 года. Об этом 14 мая в Витебске заявил председатель правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер. По информации БЕЛТА, глава «Газпрома» подчеркнул важность этого проекта для Польши, Словакии и Венгрии, отметив, что его реализация повысит надежность и стабильность поставок газа в эти страны. Также он обозначил существенные преимущества проекта Ямал – Европа – 2: во-первых, он не потребует высоких капитальных затрат, во-вторых, является энергоэффективным. Кроме того, между Россией и Польшей существует соответствующая договорная база.



Китайские специалисты монтируют защитную железобетонную перегородку между трансформаторами Лукомльской ГРЭС

Инфраструктурным задельом для строительства второй ветки станут мощности газопровода Ямал – Европа – 1, проходящего по территории Беларуси. По предварительной оценке, уже на первом этапе реализации данного проекта дополнительный объем газа, который сможет транспортироваться через территорию Беларуси и Польши, составит 15 млрд м³ в год. Для этого потребуются провести реконструкцию и модернизацию газотранспортной системы Беларуси. Необходимые работы планируется выполнить в кратчайшие сроки.

«Газпром трансгаз Беларусь» построит новые подземные хранилища газа

Согласно Указу Президента Республики Беларусь от 20 мая 2013 года № 228 дочерней компанией российского «Газпрома» – «Газпром трансгаз Беларусь» в 2013–2020 годах будут построены и введены



Мозырское ПХГ

в эксплуатацию третья и четвертая очереди Мозырского подземного хранилища природного газа (ПХГ) (Гомельская область) и пятая очередь Прибугского ПХГ (Брестская область). Заказчиком по строительству и проектированию данных объектов является ОАО «Газпром трансгаз Беларусь».

Проект реализуется в целях обеспечения энергетической безопасности республики и эффективного развития подземного хранения природного газа на территории Беларуси.

Изменились тарифы на электрическую энергию для населения и отдельных категорий организаций

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30 мая 2013 года № 428 предусматривает с 1 июня 2013 года увеличение тарифов на электрическую энергию для населения на 15,7 %.

Согласно документу 1 кВт·ч электрической энергии в жилых домах (квартирах), оборудованных в установленном порядке электрическими плитами, по одноставочному тарифу с 1 июня будет стоить 375,9 руб., по дифференцированному – 263,1 руб. в период минимальных нагрузок (22.00–17.00) и 751,8 руб. – в период максимальных нагрузок (17.00–22.00).

Электроэнергия для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной мощностью оборудования более 5 кВт подорожает до 442,4 руб. за 1 кВт·ч в период минимальных нагрузок (23.00–6.00) и до 1327,4 за 1 кВт·ч в остальное время суток.

Электрическая энергия, за исключением указанной в предыдущих случаях, по одноставочному тарифу с 1 июня обойдется жителям республики в 442,4 руб. за 1 кВт·ч, по дифференцированному тарифу – 309,7 руб. за 1 кВт·ч в период минимальных нагрузок (22.00–17.00) и 884,8 руб. за 1 кВт·ч в период максимальных нагрузок.

Постановлением Минэкономики № 34 от 30 мая 2013 года тарифы на электроэнергию для отдельных категорий организаций увеличены до уровня тарифов для населения. Речь идет об организациях здравоохранения, детских домах, домах престарелых, религиозных и других категориях организаций, имеющих тарифы на электрическую энергию на уровне тарифов для населения. Для большинства перечисленных в постановлении организаций установлен тариф 442,4 руб. за 1 кВт·ч. Данное решение обосновано необходимостью реализации единообразия проводимой тарифной политики.

Литовской стороне передан итоговый отчет об оценке воздействия на окружающую среду Белорусской АЭС

Как сообщает агентство «Интерфакс-Запад», первый заместитель Министра природных ресурсов и охраны окружающей среды Беларуси Виталий Кулик проинформировал агентство в ходе прямой телефонной линии, что Литва не отвечает на предложения провести консультации и общественное обсуждение по вопросам строительства в Беларуси АЭС.

В июне прошлого года Литва обратилась с жалобой в Комитет по имплементации конвенции Эспо, поскольку полагает, что действия Беларуси противоречат этой конвенции. В Вильнюсе заявляют, что Россия и Беларусь не провели процедур по оценке воздействия на окружающую среду в соответствии с требованиями конвенции Эспо ООН, однако ведут интенсивные строительные работы по возведению АЭС в Островце. На заседании комитета ООН в марте 2012 года делегация Беларуси дала устные ответы на вопросы его членов. Но в комитете ответы, представленные белорусской делегацией на заседании, сочли недостаточными и попросили представить их дополнительно в письменном виде.

Литовскую сторону, в частности, интересуют вопросы, связанные с обоснованием выбора Островецкой площадки для строительства белорусской АЭС, а также возможное радиационное воздействие на территорию Литвы и ее население.

12–13 июня, находясь с визитом в Вильнюсе, заместитель Министра иностранных дел Беларуси Елена Купчина передала литовской стороне итоговый отчет об оценке воздействия на окружающую среду, касающийся строительства атомной электростанции в Беларуси.

РУП «Гродноэнерго» получило сертификат на соответствие заявленному виду образовательной деятельности под № 1

Республиканское унитарное предприятие электроэнергетики «Гродноэнерго» первым среди организаций республики, которым предоставлено право реализации образовательной программы повышения квалификации руководящих работников и специалистов, прошло государственную аккредитацию и получило сертификат на соответствие заявленному виду образовательной деятельности. Таким образом, филиал «Учебный центр» РУП «Гродноэнерго» получил право осуществлять повышение квалификации руководителей и специалистов с выдачей свидетельств государственного образца (сертификат № 0000001).

Процедуру государственной аккредитации проводил Департамент контроля качества образования Министерства образования Республики Беларусь. Комиссия департамента дала положительное заключение о соответствии установленным требованиям состояния кадровых ресурсов Учебного центра, его материально-технического, научно-методического, информационного и библиотечного обеспечения, а также соблюдения норм по охране здоровья и безопасности жизни.

Подготовлено по материалам Минэнерго, ГПО «Белэнерго», информагентств, собственных корреспондентов

БЕЛАРУСИ ИНТЕРЕСЕН ОПЫТ АРМЕНИИ В ОБЛАСТИ АТОМНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

13–14 мая состоялся официальный визит Президента Республики Беларусь А.Г. Лукашенко в Республику Армения. В составе белорусской делегации находился и Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик. В ходе визита лидеры двух стран обсудили весь спектр белорусско-армянских отношений и взаимодействия в рамках международных организаций. Отдельной и стратегически важной темой двустороннего диалога стала атомная энергетика.

А.Г. Лукашенко посетил второй блок Армянской АЭС, ознакомился с работой станции, осмотрел различные технологические участки и пульт управления, детально пообщался с генеральным директором станции. Глава белорусского государства отметил, что Беларусь заинтересована в изучении опыта Армении в сфере эксплуатации и обеспечения безопасности АЭС. «Беларусь строит первую в истории страны атомную электростанцию, и обмен информацией о безопасной эксплуатации атомных электростанций, а также новых подходах к строительству энергоблоков вызывает обоюдный интерес», — сказал Глава белорусского государства. Он также подчеркнул, что в Армении накоплен значительный опыт эксплуатации подобных объектов, и заметил: «Мы рассчитываем, что хотя бы десяток хороших специалистов Армении сможет направить в Беларусь для того, чтобы они помогли нам на первых этапах в эксплуатации строящейся АЭС».

На Армянской АЭС первоначально были установлены два энергоблока российского образца ВВЭР-440 общей мощностью 815 МВт. Первый блок введен в эксплуатацию в 1976 году, второй — в 1980-м. Примечательно, что во время мощного землетрясения в Спитаке в 1988 году энергоблоки станции не были повреждены и продолжали работать на полную мощность. Несмотря на то что эпицентр толчков находился примерно в 150 км от атомной станции и отголоски магнитудой почти в 6 баллов дошли до АЭС, сработала система безопасности и конструкции даже не почувствовали удара.

В марте 1989 года Армянская АЭС была остановлена, первый блок разукрупнен. Работа второго блока была восстановлена в 1993 году в связи с острейшим энергетическим кризисом в республике. В настоящее время он вырабатывает в среднем 40–50% всей производимой в Армении электроэнергии. Согласно оценкам экспертов, станция может функционировать до 2016 года.

Интерес армянской стороны к сотрудничеству в сфере ядерной безопасности может заключаться в изучении белорусского опыта строительства новой АЭС. Как и Беларусь, Армения планирует и дальше развивать атомную энергетику. В августе 2010 года российской и армянской сторонами подписано соглашение о строительстве нового блока на Армянской АЭС с реактором



мощностью 1060 МВт и сроком эксплуатации 60 лет. Главным проектировщиком и генеральным подрядчиком выступит российское ОАО «Атомэнергопроект». Сооружение нового блока АЭС в Армении планируется начать в 2014–2015 годах и завершить в течение 5 лет.

Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик отметил, что Беларуси интересен уникальный опыт Армении в вопросах эксплуатации атомной станции, который белорусская сторона готова изучать. «Нам также важно изучить опыт работы в вопросах подготовки кадров. Кроме этого, интересны подходы, накопленные армянскими коллегами в сфере взаимодействия с международными организациями, такими как МАГАТЭ», — отметил он.

Министр также проинформировал о ходе работ на Белорусской АЭС. В настоящее время завершается подготовительный этап строительства. Планируется, что в текущем году специалисты приступят непосредственно к возведению станции. Осталось решить некоторые процедурные вопросы, связанные с выдачей лицензии регулирующего органа, экспертизой архитектурного проекта, сметой расходов и принятием соответствующего указа. В.Н. Потупчик отметил, что выбранный проект Белорусской АЭС относится к новому поколению «3+». «Это самое современное, что есть на сегодняшний день в атомной энергетике», — подчеркнул он.

В ходе поездки стороны договорились наладить сотрудничество по координации действий по реализации ядерных программ Беларуси и Армении. Президент Республики Беларусь дал поручение Министерству энергетики Республики Беларусь совместно с Министерством энергетики и природных ресурсов Армении определить возможные направления сотрудничества в области ядерной энергетики.

По итогам переговоров в присутствии президентов было подписано межправительственное соглашение об обмене информацией и сотрудничестве в области ядерной безопасности и радиационной защиты. С белорусской стороны соглашение подписал Министр по чрезвычайным ситуациям, с армянской — председатель Государственного комитета по регулированию ядерной безопасности.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА. ФАКТЫ

Нефть и газ – морское продолжение земной истории

EnergyLand.info

Энергетический потенциал развития экономики во многом зависит от морского будущего нефти и газа. На этом настаивают углеводородные эксперты.

Разработка месторождений на морском шельфе – это наукоемкий, сложный по технологиям и в то же время опасный процесс. Оборудование устанавливается и эксплуатируется в экстремальных условиях окружающей среды (сильные шторма, приливы и отливы, морская соль, сероводород, критически низкие температуры и сложнейшая ледовая обстановка). Тем не менее перспективы добычи на шельфах основаны на экономической целесообразности и подтверждаются исследованиями, согласно которым в недрах под морским дном содержится половина общемировых запасов углеводородов.

Прогнозы говорят о том, что более 60 % площади континентального шельфа имеют запасы углеводородов. Каждый год в мире бурится около 1 тыс. поисково-разведочных и примерно 2 тыс. эксплуатационных скважин различного типа. Всего пробурено более 100 тыс. скважин, разведано более 2 тыс. шельфовых месторождений нефти и газа, большинство из которых – гигантские и крупные по объему запасы.

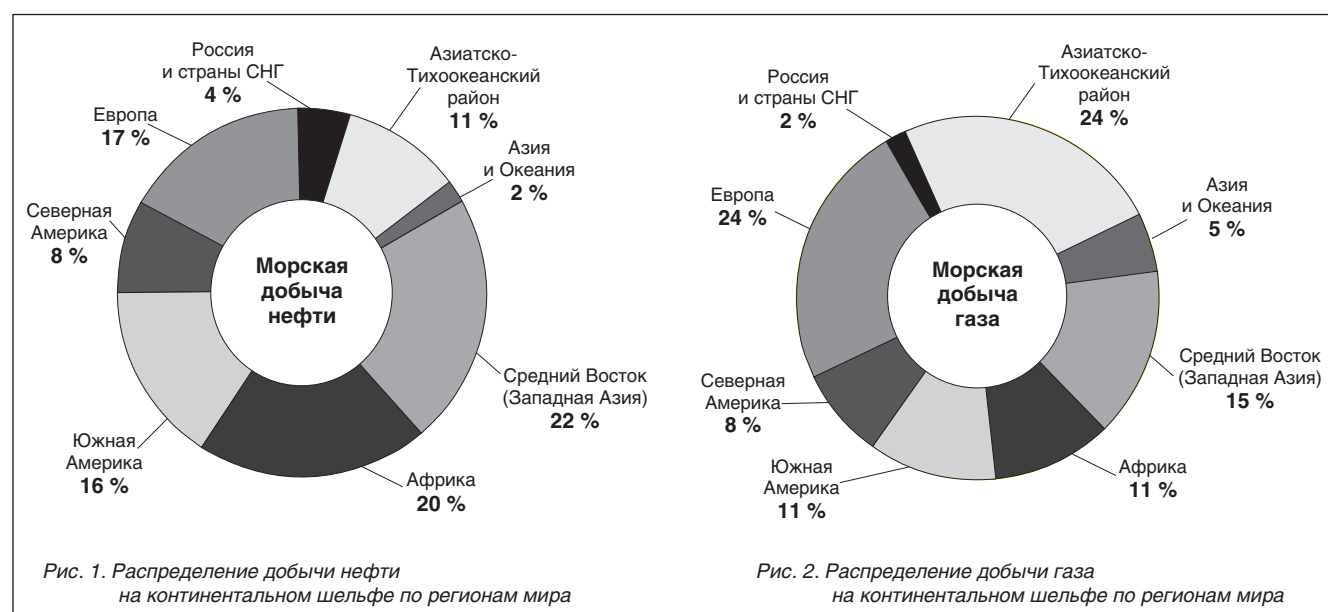
Основные подводные залежи нефти и газа сосредоточены в Персидском заливе (Саудовская Аравия, Катар). Здесь находится более половины мировых запасов нефти. Крупнейшие месторождения углеводородов разрабатываются также в Гвинейском и Мексиканском заливах, акватории Маракайбо (Венесуэла), морях Юго-

Восточной Азии, Бофорта и в Северном (Норвегия). Добыча углеводородов в море составляет примерно треть от мировой добычи.

По данным IFP Energies nouvelles (IFPEN) и IHS Energy, мировые запасы нефти и газа континентального шельфа в 2010 году оценивались примерно в 650 млрд баррелей нефтяного эквивалента (или 650 Gboe). При этом доля запасов нефти составляла 275, а газа – 375 Gboe. Суммарная добыча нефти в 2010 году на морских шельфах нашей планеты достигала 23,6 млн баррелей в сутки, а газа – 2,4 млрд м³ в сутки (рис. 1 и 2).

Россия находится на пороге промышленного освоения континентального шельфа (по территории это более 6 млрд км², что составляет 22 % площади шельфа Мирового океана). Это территориально самый большой шельф в мире, извлекаемые углеводородные ресурсы которого оцениваются в 98,7 млрд т в пересчете на условное топливо. При этом около 85 % разведанных запасов сосредоточено на шельфе арктической акватории (Баренцево и Карское моря). Континентальный шельф Дальнего Востока содержит примерно 12–14 % запасов. На шельфах Балтийского, Каспийского, Черного, Азовского морей также отмечен ряд месторождений (рис. 3).

Несмотря на то что большая часть континентального шельфа находится в северных и арктических районах, морская добыча нефти и газа в России выделена в качестве приоритетной деятельности, способствующей развитию нефтегазовой отрасли и экономики в целом. Государственные планы предусматривают к 2030 году увеличить добычу нефти на шельфе в 5 раз (с текущих 13 млн до 66,2 млн т), добычу газа – в 4 раза



(с 57 млрд до 230 млрд м³). Предполагается, что экономический эффект от реализации правительственной Программы освоения шельфа до 2030 года составит 8 трлн руб.

«Made in China».

Конкуренция на энергетическом рынке Юго-Восточной Европы

ENERGY TRIBUNE

Поднебесная в настоящее время признана крупнейшим мировым производителем ветряных электростанций и солнечных батарей. При этом Китай также поощряет строительство АЭС и электростанций, работающих на чистом угле. В условиях отсутствия политики поддержки инновационных технологий в США и Европе в один прекрасный день может случиться так, что Запад обнаружит свою зависимость уже не от нефти Ближнего Востока, а от энергетических технологий «Made in China». Китай также позиционирует себя как поставщика энергоресурсов для стран региона.

Реорганизация европейского энергетического рынка, проводимая 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. Соблюдение новых нормативов Евросоюза, принятых в 2009 году и распространяемых также на балканские страны, предусматривающих массовое сокращение выбросов парниковых газов, рост использования возобновляемых энергоресурсов, снижение энергопотребления, стало огромной проблемой для стран Балканского полуострова, энергетическую инфраструктуру которых по большей части можно признать устаревшей. Начавшийся кризис положил конец западноевропейским инвестициям в страны Восточной Европы, особенно в сферу развития гидро- и ветроэнергетики. Именно в этот момент Китай начинает активно наращивать свое присутствие в этом регионе и зани-

маться разработкой крупных энергетических проектов.

Например, в Румынии Китайская национальная корпорация электрооборудования (China National Electric Equipment Corporation) представила проект строительства теплоэлектростанции мощностью 500 МВт на сумму в € 1 млрд, а корпорация Chinese Nuclear Power Engineering Corporation вскоре приступит к возведению двух новых ядерных реакторов в г. Чернаводэ (Cernavodă). Также Пекин планирует сооружение гидроэлектростанции мощностью 1000 МВт в г. Тарница-Лэпушешти (Tarnița-Lăpușești), которое оценивается в € 1,3 млрд.

В Болгарии Китайская национальная ядерная корпорация (China National Nuclear Corporation) работает над проектом укрупнения атомной электростанции Козлодуй (Kozloduy). Китайские специалисты также могли бы принять участие в строительстве второй АЭС в Белене (Belene), поскольку переговоры между Софией и Москвой по этому проекту приобрели затяжной характер. Наконец, Внешнеторговый банк Китая предоставил кредит в € 1 млрд под низкий процент Государственной энергетической компании Сербии (Elektroprivreda Srbije) на модернизацию сербских электросетей и строительство теплоэлектростанции в городе Костолац (Kostolac).

Сербской Республике Босния Китайский банк развития в настоящее время выделяет € 500 млн на строительство угольной электростанции мощностью 300 МВт в г. Станари (Stanari). Этот проект реализуется китайской компанией China Dongfang Electric Corporation и будет стоить наполовину дешевле, чем просят за его реализацию главные конкуренты компании в этой сфере – французская фирма Alstom и польско-канадский концерн Rafako-SNC Lavalin.

Китай является мировым лидером в сфере капиталовложений в возобновляемые энергоресурсы стран Балканского региона, опередив США и Германию. В частности, китайские фирмы Polar Photovoltaics и Wiscom Systems планируют на западе Болгарии строительство электростанции, работающей на солнечной энергии. В апреле 2011 года Государственная энергетическая корпорация Греции (Public Power Corporation of Greece (DEI)) заключила контракт с компанией Sinovel Wind, крупнейшим китайским производителем ветряных электростанций, на строительство ветряной электрической установки мощностью 200–300 МВт. В это же время дочернее предприятие китайской гидроэнергетической корпорации China International Water and Electric Corporation подписало с правительством Македонии протокол о намерениях по строительству 12 ГЭС на участке р. Вардар (Vardar) протяженностью от Косова до греческой границы. Этот суперпроект стоимостью в € 1,5 млрд рассчитан на 15 лет. Китайский банк развития профинансирует 85 % от стоимости его реализации.

Продолжая финансовые вливания в страны Балканского региона в условиях мирового кризиса, Китай решительно выделяется среди западных конкурентов, прекративших свои инвестиции. Эта тактика свидетельствует о долгосрочных видах КНР на рынок Восточной Европы – крайне нестабильный, но напрямую связанный



с европейским рынком сбыта. Китай также планирует укрепить свои позиции в Центральной Европе (Чехии и Польше).

Глобальная встряска

ВЕДОМОСТИ

Энергетическая революция в США кардинально изменит рынок и приведет к снижению цен на нефть, предупредило Международное энергетическое агентство (МЭА). Всплеск нефтедобычи в Северной Америке станет встряской для рынка и вызовет цепную реакцию в транспортировке, переработке и хранении сырья. Глобальная трансформация рынка заставит нефтяные компании пересмотреть инвестиционные стратегии.

Почти 150 лет США были колыбелью нефтяной промышленности, пережили необратимый спад добычи, но внезапно оказались эпицентром сырьевого бума. Добыча в США в 2012 году выросла на 12 % – до 9,11 млн баррелей в сутки против 1,2 % (10,73 млн) в России и 5,9 % (9,57 млн) в Саудовской Аравии. По мнению экспертов МЭА, энергетическая революция в США продолжится, темпы роста добычи окажутся выше, чем ожидалось, влияние на мировой рынок – сильнее.

Крупнейшим производителем нефти США могут стать уже к 2020-му, а не к 2025 году, считают эксперты. Россию по объемам нефтедобычи Штаты обгонят уже в 2018 году: 11,9 млн баррелей в сутки против 10,76 млн соответственно. Северная Америка способна занять существенную долю мирового рынка и продолжит сокращать закупки нефти за границей.

По прогнозу МЭА добыча в США вырастет на 3,9 млн баррелей в день до 2018 года – это около 65 % от роста предложения стран, не входящих в ОПЕК, добыча картеля ОПЕК – на 990 тыс. баррелей, глобальный спрос – на 6,1 млн баррелей (6,7 %) – до 96,7 млн. Мощности по переработке увеличатся на 9,5 млн баррелей. Основными драйверами будут КНР и страны Ближнего Востока.

Прогноз мирового спроса на нефть на этот год МЭА повысило на 65 тыс. баррелей в день – до 90,6 млн. Есть опасность перепроизводства нефти, которое в итоге заставит цены упасть. По мнению экспертов, средняя цена барреля нефти снизится со \$ 109 в 2013 году до \$ 93 в 2018 году.

«Новый режим» на рынке газа

ВЕДОМОСТИ

Нефтяной американский гигант Exxon совместно с Qatar Petroleum International построит в Техасе терминал стоимостью \$ 10 млрд для экспорта сжиженного газа. Это еще один значительный шаг в истории освоения сланцевого газа и его влияния на мировой энергетический рынок.

Заявления со стороны противников добычи сланцевого газа в энергетическом бизнесе в последние три года звучали все более резко: сланцевый газ невозможно разрабатывать, недостаточно ресурсов, чтобы сделать разработку рентабельной, гидроразрыв нель-

зя сделать гарантированно безопасным, запасы скоро будут исчерпаны, инфраструктура неадекватна и др. Они утверждали, что ни одна страна, кроме США, не может позволить себе такие разработки и что добыча сланцевого газа не скажется ни на каких рынках, кроме американского.

Реальность опровергает одно за другим все перечисленные заявления. Сланцевый газ доступен для добычи в дюжине стран в разных частях света. Некоторые месторождения пока не рентабельны, но технология не стоит на месте. Стоимость добычи снижается, а не растет, и компании быстро учатся справляться с трудностями, например с процессом реабилитации воды.

Цены будут скакать – такова природа новых товарных рынков. Но после первого бума и его спада, как уже бывало множество раз, рынок консолидирует активы и возникнет новая индустрия с более стабильными ценами. Кроме сланцевого газа есть еще и трудноизвлекаемая нефть – ее тоже будет больше. Эффект окажется значительным.

Некоторым сообществам не по душе такие разработки. Франция может никогда не согласиться на добычу сланцевого газа или трудноизвлекаемых запасов нефти. И в этом контексте крайне важно, каким будет экспорт США. Отличный рынок для сжиженного газа – Дальний Восток, где отказ Японии от ядерной энергетики создал провал в предложении. Теперь он будет заполнен. Тем временем такие компании, как Cenrgica, будут поставлять газ в Британию из США. Но цены повсюду взаимосвязаны, так что эти события приведут к их снижению и в Европе.

Благодаря сланцевой революции снижается стоимость использования углеводородов, а также объем использования угля в США. Для Индии и Китая он тоже сыграет в основном положительную роль: вредные выбросы сократятся куда больше, чем в результате любых других мер, которые могут быть приняты в обозримом будущем.

Углеводороды переживают второе рождение, а цены на энергоносители оказываются значительно ниже, чем предсказывалось.

Отсутствие ресурсов не мешает Дании сказать нет экспорту углеводородов

<http://greenevolution.ru/>

Небольшое, но густонаселенное скандинавское государство планирует к 2050 году стать первым в мире, полностью независимым от ископаемых видов топлива. Это амбициозная задача, но Дании она по плечу. Экономика страны десятилетиями зависела от импорта нефти и потому сильно пострадала во время нефтяного кризиса 1970-х годов. Именно тогда датчане, лишенные сколько-нибудь значимых традиционных энергоресурсов, стали уделять особое внимание таким понятиям, как энергоэффективность, экологическая устойчивость, возобновляемые источники энергии, вторичное использование отходов.

С 1980 года Дания стала одним из мировых лидеров в сфере разработки новейших экологически устойчивых технологий. Несмотря на то что за этот период дат-

ская экономика выросла почти на 80 %, валовое потребление энергии не увеличилось.

Почти 30 лет назад Дания первой в мире начала использовать ветроустановки и с тех пор входит в десятку стран по мощности эксплуатируемых ветряных электростанций.

Страна планирует к 2050 году полностью исключить ископаемые энергоносители из своего топливно-энергетического баланса и намерена расширять использование возобновляемых источников энергии, прежде всего энергии ветра и биомассы, а также создавать «умные» энергосистемы, обеспечивающие эффективное управление потоками мощности и другими сетевыми переменными.

Решить поставленную задачу с помощью какой-то одной технологии, пусть даже самой инновационной и эффективной, невозможно. Именно поэтому специализацией Дании в мировой экономике становится производство интегрированных технологических решений «полного цикла», позволяющих решать самые разные задачи.

Создание паназиатского энергорынка достижимо к 2030 году

Asian Development Outlook 2013

В новом докладе Азиатского банка развития говорится, что Азия движется по крайне неустойчивому энергетическому пути, который приведет к экологической катастрофе и огромной разнице в доступе к энергии между богатыми и бедными, если регион резко не изменит курс.

«Энергетическая проблема Азии», специальная тематическая глава нового выпуска обзора развития Азии за 2013 год (*Asian Development Outlook 2013*), демонстрирует сложнейшую схему, в соответствии с которой регион поставляет энергию для своих граждан, в то же время сокращая зависимость от ископаемых видов топлива.

Если к 2035 году Азия просто расширит доступ к энергии, не меняя в корне систему потребления, использование нефти в регионе удвоится, потребление природного газа увеличится в три раза, а потребление угля вырастет на колоссальные 81 %, что приведет к разрушительным экологическим последствиям, считают авторы доклада.

Ограниченность местных энергетических ресурсов Азии представляет собой дополнительную проблему. Располагая только 9 % доказанных мировых запасов нефти, регион в настоящее время стоит на пути трехкратного увеличения импорта нефти к 2035 году, что делает его значительно более уязвимым к внешним шокам предложения.

1,8 млрд жителей Азии по-прежнему полагаются на древесину и другие традиционные виды топлива в качестве основного источника энергии. Поскольку доступ к современным источникам энергии имеет большое значение для социально-экономического развития, страны Азии должны применить политическую волю: отказаться от устаревшей политики, сконцентрироваться на внедрении инноваций и пересмотреть структуру своей энергетики.

Необходимо активизировать тщательно продуманную поддержку технологий использования возобновляемых источников энергии. Возможные решения этого вопроса могут возникнуть с появлением следующих поколений ветряных, солнечных и биотопливных технологий, которые, как ожидается, будут более конкурентоспособными.

Страны Азии не могут удовлетворить все свои энергетические потребности собственными силами, в связи с чем необходимо дать толчок развитию трансграничного объединения энергетических и газовых сетей в регионе для повышения эффективности, сокращения расходов и использования излишков электроэнергии. Эксперты считают, что создание паназиатского энергетического рынка достижимо к 2030 году.

В США разрабатывают «умную» сеть для зарядки электромобилей

ENERGY TRIBUNE

Министерство энергетики США совместно с фирмой Delta Electronics запускают новый научно-исследовательский проект в области зарядной инфраструктуры для электромобилей. Реализация проекта позволит в течение трех лет создать развитую зарядную инфраструктуру для подключаемых электрических транспортных средств (PEV).

Новый проект полностью соответствует стремлению создавать энергоэффективные и экологически безопасные решения, позволяющие снизить мировой уровень энергопотребления и негативное воздействие на окружающую среду.

Научно-исследовательская деятельность и разработка инновационного оборудования для питания электромобилей будут проходить при совместном участии специалистов компании Delta и североамериканских энергетических и автомобилестроительных компаний. Это позволит минимизировать расходы на сопряжение зарядной станции с сетью, гарантировать соответствие разработок нормативным требованиям к интеллектуальным зарядным устройствам, а также обеспечит Delta Electronics опыт практического внедрения решений уже на начальных этапах создания и возможность адаптации решений для внедрения в других странах.

По предписанию Министерства энергетики США (DOE) инновационное оборудование Delta для питания электромобилей должно соответствовать требованиям интеллектуальных сетей (Smart Grids) и обладать функционалом, обеспечивающим эффективное распределение имеющейся энергии в зависимости от потребности, что особенно важно в периоды пикового потребления электроэнергии.

Возможность обмена данными внутри «умной» сети в дальнейшем позволит оптимизировать распределение энергии и снижать расходы на электроэнергию, что будет способствовать снижению цен для потребителей при более эффективной и быстрой зарядке электромобиля.

Подготовил Геннадий КАРАКУЛЬКО

ВОПРОС ПОВЫШЕНИЯ РЕЙТИНГА БЕЛАРУСИ ПО ПОКАЗАТЕЛЮ «ПОДКЛЮЧЕНИЕ К СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ» ОСТАЕТСЯ АКТУАЛЬНЫМ

В прошлом номере журнала была опубликована статья заместителя Министра энергетики Республики Беларусь В.А. Закревского, в которой освещались основные аспекты повышения рейтинга Республики Беларусь по показателю «подключение к системе электроснабжения» отчета Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2013». В продолжение этой актуальной темы предлагаем вниманию читателей материал, подготовленный по результатам встречи представителей Минэнерго Республики Беларусь во главе с заместителем Министра энергетики В.А. Закревским с руководством Всемирного банка.

Отчет Всемирного банка и Международной финансовой корпорации «Ведение бизнеса: Разумный подход к регулированию деятельности малых и средних предприятий» является одним из наиболее авторитетных международных исследований. По его результатам в 2012 году Беларусь попала в топ-10 ведущих стран-реформаторов, достигших значительного улучшения в плане ведения бизнеса с 2005 года, заняв в нем третью позицию. Согласно данным отчета рейтинг Беларуси вырос по пяти категориям из десяти, в том числе и по показателю «подключение к системе электроснабжения». Тем не менее сегодня этот показатель для Беларуси является наиболее уязвимым. Достаточно вспомнить, что ввод этого индикатора в 2011 году повлек за собой пересчет общей позиции республики в докладе и привел к ее снижению.

Осознавая важность повышения рейтинговой оценки Беларуси в отчете «Ведение бизнеса», в 2011–2012 годах специалисты Министерства энергетики Республики Беларусь и ГПО «Белэнерго» разработали ряд мероприятий по совершенствованию законодательства для упрощения процедуры подключения к системе электроснабжения. К сожалению, проведенная работа не нашла отражения

в отчете Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2013».

10–11 апреля 2013 года в штаб-квартире Всемирного банка (г. Вашингтон, США) прошел методологический семинар по вопросам проведения исследования Всемирного банка «Ведение бизнеса», в котором приняли участие и белорусские специалисты. В ходе семинара состоялась встреча с руководителем проекта «Ведение бизнеса» Ритой Рамалхо, а также с экспертами, курирующими отдельные показатели, включенные в отчет проекта, в том числе и «подключение к системе электроснабжения».

Руководитель проекта ознакомил представителей Беларуси с основными аспектами, касающимися исследования «Ведение бизнеса». В частности, было отмечено, что при подготовке отчета экспертами Всемирного банка проводится анализ нормативно-правовых норм, которые применяются в стране к предприятиям в течение всего цикла их деятельности, включая создание, ведение бизнеса, осуществление внешнеторговой деятельности, налогообложение, а также защиту прав инвесторов.

Дополнительно к рейтингу по степени благоприятности условий предпринимательской деятельно-



**В.А. ЗАКРЕВСКИЙ, к.т.н.,
заместитель Министра
энергетики Республики
Беларусь**

сти, представляющего собой относительную оценку, в 2012 году Всемирным банком был введен показатель удаленности от «передового опыта». Он позволяет оценить, насколько нормативно-правовая база, регулирующая вопросы бизнеса, улучшается с течением времени в абсолютном выражении и наглядно демонстрирует удаленность страны от «передового рубежа» – наилучшего результата по каждому из показателей исследования «Ведение бизнеса». Эксперты Всемирного банка отметили, что Республика Беларусь находится на 3-м месте среди 50 стран, преуспевших в сокращении удаленности от «передового рубежа».

В ходе семинара состоялись консультации с экспертами Всемирного

го банка Анастасией Шегай и Майей Чуэзи, курирующими показатель «подключение к системе электроснабжения», которые дали разъяснения по методологии определения этого показателя. Так, в рамках исследования эксперты учитывают процедуры, необходимые предприятию для подключения стандартного склада к системе электроснабжения на постоянной основе. Такие процедуры предполагают подачу заявлений и заключение контрактов с предприятиями электроснабжения, проведение проверок и получение всех необходимых документов в электроснабжающих и прочих организациях, а также выполнение внешних и окончательных работ по подключению. Эксперты разделяют процесс присоединения к электрическим сетям на отдельные процедуры и устанавливают время и стоимость прохождения каждой из них. Определение рейтинга по показателю «подключение к системе электроснабжения» представляет собой простое среднее процентильных рейтингов по входящим в данную категорию показателям.

В ходе консультаций белорусская сторона предоставила экспертам Всемирного банка всю необходимую информацию о действующем в Республике Беларусь регламентированном законодательством порядке осуществления процедуры подключения к системе электроснабжения. В целях объективного формирования отчета «Ведение бизнеса» в этой сфере экспертам было указано на необходимость корректировки расчета показателя «подключение к системе электроснабжения» в соответствии с нормативными правовыми актами нашей страны. Поскольку согласно белорусскому законодательству процедуры по получению технических условий, разработке и согласованию проектной документации выполняются до строительства склада, то они подлежат исключению из расчета показателя «подключение к системе электроснабжения», а процедуры «получение разрешения на проведение земляных работ» и «выполнение электромонтажных работ субподрядчиком» нуждаются в объединении.



Методологический семинар по вопросам проведения исследования Всемирного банка «Ведение бизнеса». Вашингтон, США, апрель 2013 года

Кроме того, представители Минэнерго проинформировали экспертов о произошедших в 2011–2012 годах изменениях в законодательстве республики, направленных на упрощение процедуры подключения к системе электроснабжения, а также отметили необходимость отражения этих реформ в отчете «Ведение бизнеса – 2014».

Достигнута договоренность о том, что специалистам Всемирного банка будут направлены нормативные правовые акты Республики Беларусь, регламентирующие процедуры, включенные в показатель «подключение к системе электроснабжения». Также им будут предо-

ставлены для изучения статистические данные (о сроках выдачи технических условий, выдаче разрешения на проведение земляных работ, осуществлении подключения по принципу «одно окно»), подтверждающие, что практическое осуществление процедур регламентируется законодательством и соответствует его нормам.

В ходе встречи белорусская сторона подчеркнула необходимость включения Министерства энергетики Республики Беларусь и отраслевых организаций в список респондентов, участвующих от нашей страны в анкетировании, проводимом при формировании рейтинга



Белорусская делегация у штаб-квартиры Всемирного банка, апрель 2013 года

Сравнительная информация о состоянии процесса по подключению к системе электроснабжения в Республике Беларусь с учетом позиции экспертов Всемирного банка, март 2013 года

Согласно отчетам Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2012, 2013»			Согласно законодательству Республики Беларусь (с учетом проведенных реформ)			Согласно позиции экспертов и с учетом проведенных реформ		
№	Наименование процедуры	Время выполнения	№	Наименование процедуры	Время выполнения	№	Наименование процедуры	Время выполнения
1	Получение технических условий	18 дней		–	–	1	Получение технических условий в Минских кабельных сетях	7 дней
2	Разработка и согласование проекта электроснабжения	90 дней		–	–	2	Разработка и согласование проекта электроснабжения	50 дней
3	Получение разрешения на проведение земляных работ	9 дней	1	Выполнение электромонтажных работ субподрядчиком, в том числе получение разрешения на проведение земляных работ	35 дней	3	Получение разрешения на проведение земляных работ	5 дней
4	Выполнение электромонтажных работ субподрядчиком	30 дней				4	Выполнение электромонтажных работ субподрядчиком	30 дней
5	Получение справки о выполнении технических условий	7 дней		–	–		–	–
6	Допуск к эксплуатации электроустановок	10 дней	2	Подключение электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации («одно окно»)	20 дней	5	Подключение электроустановок к электрическим сетям энергоснабжающей организации («одно окно»)	20 дней
7	Подключение к системе электроснабжения	15 дней						
7 процедур		179 дней	2 процедуры		55 дней	5 процедур		112 дней

по показателю «подключение к системе электроснабжения».

В свою очередь Минэнерго считает необходимым продолжить работу по информированию Всемирного банка о нормативных правовых актах, регламентирующих процедуру подключения к системе электроснабжения, а также практике применения норм законодательства. Кроме того, предполагается реализовать мероприятия, предусмотрен-

ные Планом действий Минэнерго на 2013–2015 годы и направленные на повышение рейтинга по показателю «подключение к системе электроснабжения», в том числе в части отмены государственной экспертизы проектной документации на внешнее электроснабжение зданий и сооружений установленной мощностью до 250 кВА. Планируется также выработать комплекс мер, направленных на организацию работ

по подключению к системе электроснабжения по принципу «одно окно».

Мы рассчитываем, что позиция Министерства энергетики по формированию рейтинга в отчете Всемирного банка «Ведение бизнеса» по показателю «подключение к системе электроснабжения» найдет понимание у экспертов Всемирного банка и получит отражение при подготовке отчета «Ведение бизнеса – 2014».



ТЕПЛОФИКАЦИЯ В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ: ОСТРЫЕ ВОПРОСЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ И РАЗВИТИЯ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

«Энергетический эффект теплофикации будет присутствовать всегда, пока существует и действует второй закон термодинамики. Задача людей – сделать теплофикацию экономически эффективной».

Академик Л.А. Мелентьев

Теплофикационное наследие Советского Союза

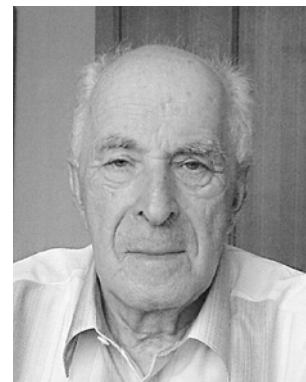
Теплофикация, или комбинированное производство тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, впервые в мировой практике была применена в Советском Союзе в начале 1930-х годов, на заре индустриализации. Благодаря высокой энергетической и экономической эффективности она стала одним из важнейших направлений развития отечественной энергетики и получила широкое распространение при энергоснабжении городов, промышленных узлов и предприятий.

Стратегия развития теплофикации была основана на следующих основных принципах:

- максимальная централизация теплоснабжения, сопровождающаяся повышением единичной мощности теплофикационных турбоагрегатов и ТЭЦ;
- передача тепловых энергетических установок (ТЭУ) в ведение Министерства энергетики СССР и его подразделений;
- отнесение энергетического эффекта теплофикации в виде экономии топлива на счет электроэнергии, вырабатываемой на ТЭЦ.

В условиях советского периода такая стратегия в максимальной степени соответствовала плановой социалистической системе хозяйства, при которой все производительные силы, материально-сырьевые и финансовые ресурсы были сосредоточены в руках государства, целенаправленно применялись искусственно заниженные цены на топливо и тарифы на энергию и промышленные предприятия – потребители энергии, лишенные экономической самостоятельности, не имели ни возможности, ни экономического интереса к сооружению собственных энергоисточников, которые могли бы стать альтернативой, а возможно, и конкурентом централизованным теплофикационным системам энергоснабжения.

Нельзя не отметить и того примечательного факта, что начиная с 1960-х годов Беларусь, следуя этой стратегии, занимала лидирующее положение в развитии теплофикации среди всех союзных республик. Это было обусловлено размещением на территории БССР целого ряда крупных теплоемких предприятий химической, нефтеперерабатывающей и машиностроительной про-



В.И. Трутаев, специалист по системным исследованиям в энергетике, ветеран энергетики Республики Беларусь

мышленности, высокими темпами жилищного строительства и другими факторами.

Именно в Белорусской энергосистеме – на Минской ТЭЦ-3 – была введена в эксплуатацию первая произведенная в стране крупная теплофикационная турбина Т-100-130 мощностью 100 тыс. кВт. Именно белорусские проектировщики за разработку перспективной схемы теплоснабжения г. Минска, содержащей ценные инновации, были удостоены Государственной премии Советского Союза. Именно белорусские ученые-энергетики стали разработчиками учебных пособий для подготовки специалистов-энергетиков в области теплофикации.

Доказательством белорусского лидерства в теплофикации могут служить и численные показатели ее активного развития в период с 1965 по 1985 год. За эти 20 лет установленная электрическая мощность ТЭЦ увеличилась в 3,3 раза и составила 46 % от установленной мощности Белорусской энергосистемы; годовая выработка электроэнергии на ТЭЦ возросла в 3,2 раза, а выработка электроэнергии по теплофикационному циклу – более чем в 6 раз; годовой отпуск теплоэнергии из отборов турбин увеличился в 4,2 раза.

Объективно анализируя советскую стратегию развития теплофикации с позиций и реалий сегодняшнего дня, нетрудно увидеть как ее положительные, так и отрицательные стороны. К положительным можно отнести следующие.

Во-первых, стратегия полностью соответствовала существовавшему более чем столетия техническому прогрессу в теплоэнергетике, основанному на повышении начальных параметров пара на тепловых электростанциях. На КЭС это давало резкое сокращение удельных расходов топлива на производство электроэнергии, на ТЭЦ – не менее резкое увеличение удельной выработки электроэнергии по экономическому теплофикационному циклу. Соотношение этих последствий на всех этапах повышения начальных параметров пара было таково, что теплофикация всегда сохраняла экономическое преимущество перед раздельной схемой энергоснабжения.

Поскольку рост начальных параметров пара технически обуславливал увеличение единичной мощности теплофикационных турбоагрегатов, принятый курс на централизацию теплоснабжения в течение всего этого периода следует считать оправданным. Но тут необходимо отметить, что с освоением сверхкритических параметров пара (240 ата, 565 °С) резерв энергетической эффективности за счет дальнейшего их повышения оказался исчерпанным. Сейчас технический прогресс в теплоэнергетике видится в применении на КЭС и ТЭЦ газотурбинных и парогазовых установок. Их использование напрямую не связано с увеличением единичной мощности агрегатов, а следовательно, не предъявляет жестких требований к централизации теплоснабжения.

Второй положительный момент видится в том, что советская стратегия дает практическую возможность рассматривать теплофикационные системы как составную часть топливно-энергетического комплекса страны и распространять на них выработанный академиком Л.А. Мелентьевым и его школой комплексный системный подход и принципы экономической оптимизации, позволяющие решать такие важные вопросы, как обоснование суммарной мощности ТЭЦ в энергосистеме, выбор вида топлива и режима работы, участие ТЭЦ в покрытии переменных электрических нагрузок и др. [1].

Следует признать, что без системного подхода и комплексной оптимизации и в наше время невозможно обеспечить оптимальное управление развитием энергетики в целом и теплофикации в частности. Есть реальная опасность столкнуться с хаосом и массовым волюнтаризмом, устранять которые придется посредством директив и экономических санкций.

Отрицательных сторон в советской стратегии теплофикации значительно больше, и все они обусловлены двумя присущими ей взаимосвязанными свойствами: ведомственным характером формирования теплофикационных систем и ведомственным определением их экономической эффективности.

В нарушение выработанных наукой принципов системного подхода и без каких-либо обоснований из систем теплоснабжения было исключено потребительское звено, в которое входят установки и устройства по использованию теплоэнергии на предприятиях, ограждающие конструкции жилых и общественных зданий. Все эти элементы не являлись и до сих пор не являются предметом комплексной оптимизации теплоснабжения. Во многом по этой причине мы продолжаем отставать по

эффективному использованию теплоэнергии в технологических процессах от промышленно развитых стран, а в части отопления зданий вообще столкнулись с парадоксальным явлением: несмотря на развитие технического прогресса в сфере строительства зданий в течение полувека наблюдается неуклонный рост удельного расхода теплоэнергии на их отопление. Если у зданий петровских времен этот показатель составляет 0,18 ккал/м³°С·ч, то у зданий довоенной постройки – 0,28, послевоенной – 0,38, а у зданий 60-х годов минувшего столетия, так называемых хрущевок, – 0,57. Как видим, этот показатель вырос более чем в три раза. И это несмотря на переход теплоснабжающих систем на природный газ и повышение затрат на совершенствование транспорта и генерирование теплоэнергии.

Ведомственность и отсутствие системного подхода наблюдаются и в наше время. Это не позволяет найти ответ на многие важные практические вопросы, например следующие.

- Каковы КПД и удельный расход условного топлива по теплоснабжающей системе в целом, включая генерирование, транспорт и потребление теплоэнергии?
- Должны ли сверхнормативные потери теплоты при ее транспорте и использовании полноценно учитываться при расчете выработки электроэнергии на ТЭЦ по теплофикационному циклу?
- Что препятствует свободному распределению годовых издержек по ТЭЦ между производством теплоты и электроэнергии при расчете себестоимости и тарифов на эти энергоносители с учетом экономических интересов потребителей и энергосистемы?

Существующие и ожидаемые негативные воздействия на теплофикацию в энергосистеме

Теплофикация республики испытывает негативные воздействия с трех сторон:

- ожидаемые со стороны энергосистемы;
- существующие со стороны промышленных предприятий, создающих собственные малые когенерационные ТЭЦ (МТЭЦ);
- существующие со стороны зарубежных инвесторов, вкладывающих средства в сооружение МТЭЦ на предприятиях в целях получения прибыли от их эксплуатации.

Рассмотрим кратко сущность, побудительные мотивы и негативные последствия этих воздействий.

Ожидаемые негативные воздействия со стороны энергосистемы

Белорусская энергосистема уже более полувека работает в условиях электроэнергетического самобаланса, при котором ввод новой мощности на электростанции соответствует приросту максимальной электрической нагрузки в энергосистеме. При этом ТЭЦ используются для покрытия базовой части суточного графика электрической нагрузки, а КЭС – для покрытия как базовой, так и переменной их частей. Такое распределение электрической нагрузки по категориям электростанций обеспе-

чивает высокий энергетический и экономический эффект за счет максимального использования теплофикации.

С вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС на проектную мощность 2380 МВт положение с покрытием максимальной электрической нагрузки в Белорусской энергосистеме коренным образом изменится. Это обусловлено тем, что решение о сооружении АЭС, технологически и экономически приспособленной к работе с полной загрузкой в базовом режиме, было принято не ради компенсации дефицита электрической мощности в энергосистеме, а исходя из государственной необходимости повысить энергетическую безопасность страны и эффективность ее энергообеспечения за счет сокращения расхода растущего в цене российского природного газа.

Такая смена парадигмы формирования баланса мощностей в Белорусской энергосистеме приведет к избытку рабочей мощности, снижению объема использования мощности действующих электростанций в базовой части суточных графиков электрической нагрузки, необходимости перевода значительной части мощности ТЭЦ на маневренный режим для покрытия полупиковой электрической нагрузки.

Все эти острые для отечественной энергетики вопросы ближайшего будущего неоднократно рассматривались в работах БелНИПИэнергопрома [2, 3], Объединенного института энергетических и ядерных исследований – Сосны [4], а также при разработке Государственной программы развития Белорусской энергосистемы на период до 2016 года. В одном из вариантов Государственной программы, предусматривающем ввод АЭС в эксплуатацию в 2018 году и строительство КЭС на каменном угле, были приведены следующие данные:

- максимальная электрическая нагрузка зимнего рабочего дня в Белорусской энергосистеме в 2018 году составит 6590 МВт, в том числе базовая – 4100 МВт (62,2 %), полупиковая – 1858 МВт (28,2 %) и пиковая – 632 МВт (9,6 %);
- суммарная установленная электрическая мощность всех белорусских электростанций достигнет 11 996 МВт и превысит максимальную электрическую нагрузку энергосистемы в 1,82 раза. Распределение этой мощности по категориям электростанций представлено в таблице.

Располагаемая рабочая мощность электростанций достигнет 9888 МВт и превысит максимальную электрическую нагрузку в полтора раза, обусловив тем самым

избыток рабочей мощности в энергосистеме в объеме 3298 МВт, что составляет треть располагаемой рабочей мощности всех электростанций. Эта ситуация, неблагоприятная и весьма жесткая для ныне действующих в Белорусской энергосистеме электростанций, может быть существенно смягчена в двух случаях:

- а) если произойдет значительный рост потребления электроэнергии в республике с выходом на удельные показатели, характерные для промышленно развитых стран;
- б) если будет создана возможность экспорта избыточной мощности и электроэнергии в соседние страны.

Положительное влияние окажет и такое внутрисистемное мероприятие, как использование электрокотлов для регулирования тепловой нагрузки на ТЭЦ.

Можно говорить о сложностях использования в этой ситуации каждой категории действующих электростанций. Но вернемся к нашему вопросу использования ТЭЦ. Как следует из приведенных в таблице данных, установленная электрическая мощность всех ТЭЦ в Беларуси к 2018 году составит 4531 МВт. Этого достаточно, чтобы компенсировать всю непокрытую АЭС базовую часть суточного графика электрической нагрузки зимнего рабочего дня (1887 МВт), всю его полупиковую часть (1858 МВт) и сверх того иметь еще около 14 % всей располагаемой рабочей мощности ТЭЦ (порядка 700 МВт) в разряде избыточной.

Такое положение дел в зимний период может привести к резкому, более чем на треть сокращению на ТЭЦ выработки электроэнергии по теплофикационному циклу и, как следствие, к снижению их энергетической эффективности, что следует рассматривать не иначе как негативное воздействие на теплофикацию со стороны энергосистемы.

В преддверии такого недалекого будущего возникает закономерный вопрос: как должна развиваться теплофикация в предстоящем пятилетии? Системный взгляд на проблему подсказывает, что необходимо сдерживать наращивание электрической мощности на ТЭЦ, работающих на природном газе, а все финансовые и организационные усилия сконцентрировать на повышении эффективности теплофикации – устранении доставшихся от советских времен недостатков, о которых говорилось ранее, внедрении инноваций, появившихся в последние годы.

Следует признать, что Белорусская энергосистема в определенной мере придерживается этого принципа: на ТЭЦ внедряются парогазовые технологии с установкой газотурбинных агрегатов, разрабатываются способы регулирования графиков электрической нагрузки, совершенствуются системы транспорта теплоэнергии.

В то же время промышленные предприятия активно создают собственные МТЭЦ, не учитывая предстоящих мощностных и режимных ограничений в энергосистеме и не придерживаясь системного подхода к экономическим обоснованиям

Распределение суммарной установленной электрической мощности электростанций Республики Беларусь после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС

Категория электростанций	Мощность	
	МВт	%
Белорусская АЭС	2380	19,8
КЭС, включая намечавшуюся к строительству КЭС на каменном угле	2890	24,0
ТЭЦ энергосистемы	4531	37,8
Блок-станции, включая малые когенерационные ТЭЦ на предприятиях	608	5,1
Прочие энергоустановки (ГЭС, ВЭУ, пиковые ГТУ)	1597	13,3
Всего	11 996	100

строительства мини-ТЭЦ. За последние годы в республике было введено в эксплуатацию около десятка блок-станций общей электрической мощностью 500 МВт, работающих на природном газе. Не будь их, не появилась бы избыточная мощность на ТЭЦ энергосистемы при вводе Белорусской АЭС на проектную мощность или отпала бы необходимость перевода такой же мощности на ТЭЦ энергосистемы на маневренный режим для покрытия полупиковой электрической нагрузки в зимний период.

Чтобы сдержать дальнейшее наращивание мощности МТЭЦ на промышленных предприятиях, необходимо разработать долгосрочную стратегию развития теплофикации в республике и методологию технико-экономических обоснований проектов сооружения МТЭЦ, соответствующую реалиям сегодняшнего дня и предстоящей перспективы.

Успех осуществления таких разработок во многом зависит от согласованности мнений и действий специалистов-энергетиков, принимающих решения. К сожалению, такой согласованности в настоящее время нет. Появились горячие сторонники и почти адепты массового сооружения МТЭЦ на промышленных предприятиях с установкой на них газопоршневых агрегатов. Примером может служить выступление ученого из Института энергетики НАН Беларуси на конференции Белпромфорума-2013. Приведу выдержку из него дословно: «Суммарная электрическая мощность малых когенерационных ТЭЦ на промышленных предприятиях к настоящему времени превысила 500 МВт. Однако реальный потенциал когенерации в республике в 12–15 раз выше. Его реализация тормозится прежде всего узковедомственной монополистической позицией «Белэнерго». «Белэнерго» до сих пор считает, что вводы когенерационных мощностей ведут к падению дохода концерна, и предпринимает активные меры противодействия. Такая позиция полностью противоречит государственным интересам теплопотребляющих компаний и организаций».

Между тем несогласованность между специалистами порождает несогласованность между организациями. Достаточно сказать, что строительство ныне действующих МТЭЦ было одобрено Департаментом по энергоэффективности Госстандарта.

Негативные воздействия МТЭЦ на теплофикацию в энергосистеме

Негативное воздействие МТЭЦ на теплофикацию по силе можно разделить на три категории: минимальное, среднее и максимальное.

Минимальное воздействие оказывает МТЭЦ, которая сооружается на предприятии, не связанном с централизованным теплоснабжением, при этом электрическая мощность блок-станции используется для покрытия прироста электрической нагрузки на самом предприятии. В этом случае можно говорить лишь о сдерживании темпов роста электрической нагрузки энергосистемы, что также негативно сказывается на нагрузке и использовании мощности ТЭЦ.

К среднему по силе можно отнести воздействие МТЭЦ в случае, если станция сооружается на предпри-

ятии, не связанном с централизованным теплоснабжением, но ее ввод приводит к сокращению подачи мощности и электроэнергии предприятию от энергосистемы. Это вызывает разгрузку электростанций энергосистемы с ухудшением их энергетических и экономических показателей. Поскольку при вводе Белорусской АЭС из действующих электростанций энергосистемы в работе остаются в основном ТЭЦ, то негативное воздействие прежде всего сказывается на теплофикации.

Максимальное воздействие МТЭЦ оказывает тогда, когда она сооружается на предприятии, которое до этого получало теплоту и электроэнергию от ТЭЦ энергосистемы. В этом случае ввод данной ТЭЦ в эксплуатацию наносит серьезный урон, обусловленный незапланированной разгрузкой теплофикационных турбин. В результате этой разгрузки резко снижается выработка электроэнергии по теплофикационному циклу, увеличивается доля конденсационной выработки электроэнергии, возрастают удельные расходы топлива и себестоимость производства тепловой и электрической энергии, падает рентабельность, увеличивается доля потерь теплоты в теплосетях, создаются предпосылки к повышению тарифов для потребителей, продолжающих получать теплоту и электроэнергию от ТЭЦ энергосистемы.

Чтобы бороться с этими негативными воздействиями на теплофикацию, необходимо понять причины появления МТЭЦ. Их сооружение стало возможным в условиях получения предприятиями свободы в выборе энергисточника. Главный побудительный мотив к сооружению МТЭЦ заключается в стремлении уменьшить затраты на свое энергоснабжение и, как следствие, снизить себестоимость производимой продукции и повысить рентабельность производства.

Немаловажную «услугу» предприятиям в этом вопросе оказывает перекрестное субсидирование в оплате за потребляемую энергию. Оно распространяется только на отпуск энергии от энергосистемы, и сооружение собственной МТЭЦ позволяет предприятию уклониться от компенсации льгот населению в оплате за энергию, что только увеличивает его индивидуальный экономический интерес к сооружению МТЭЦ.

Выход из такого ненормального положения видится в том, чтобы распространить эту компенсацию на всю потребляемую предприятиями энергию, независимо от того, от каких энергоисточников она получена.

Но экономика сооружения МТЭЦ не ограничивается удовлетворением интересов отдельных предприятий. Электро- и теплоты, производимые блок-станциями, одновременно выступают как элементы электроэнергетического баланса республики и теплоэнергетического баланса данного города или промышленного узла. Как уже отмечалось, они оказывают влияние на все показатели работы смежных энергоустановок, отраженные в этих балансах, затрагивают экономические интересы энергосистемы и системы теплоснабжения города, что должно учитываться при комплексном экономическом обосновании МТЭЦ.

Способы такого учета автором были рассмотрены еще в 2009 году в статье «Малые ТЭЦ промышленных предприятий на перекрестке экономических

Насосы KSB: мы устанавливаем стандарты.

140 лет немецкий концерн KSB производит насосы и арматуру для самых ответственных областей применения: большой и малой энергетики, строительства, водоснабжения и водоотведения больших городов, химической, нефтехимической и горнодобывающей промышленности.

Исключительная надежность и технологическое превосходство продукции KSB сделали наши насосы высоким техническим стандартом на годы вперед. Насосы KSB - мы устанавливаем стандарты качества.

ИООО «КСБ БЕЛ» г. Минск, ул. 3-я Щорса, д. 9, офис 607.

тел./факс: +375 (17) 336-42-56 ; www.ksb.by; minsk@ksb.ru



интересов» [5]. Основной вывод статьи состоит в том, что при решении вопроса о сооружении малой ТЭЦ недостаточно руководствоваться лишь оценкой эффективности, срока возврата вложенных инвестиций и сугубо производственного эффекта на данном предприятии. Необходим обстоятельный расчет народнохозяйственного эффекта с учетом экономической оценки всех вызванных сооружением МТЭЦ изменений в энергосистеме и теплоснабжении города по критерию суммарных приведенных затрат.

В случае с МТЭЦ необходимо также определиться с понятием технического прогресса – и прежде всего при установке на них газопоршневых агрегатов (ГПА).

Сторонники этих агрегатов готовы считать их чуть ли не верхом технического совершенства в теплофикации. Однако эффективность их применения зависит от ситуации и конкретных условий. Если ГПА устанавливаются на не связанном с системой централизованного теплоснабжения предприятии, строящем малую ТЭЦ для покрытия прироста своей электрической нагрузки и электропотребления, то такое решение, вероятно, можно считать технически совершенным.

Другое дело, если при вводе в работу множества таких агрегатов в энергосистеме возникает необходимость вывода из эксплуатации крупного теплофикационного энергоблока. В данном случае о каком-то положительном эффекте говорить не приходится: теплофикационный энергоблок Т-250/180-240 и замещающие его семьдесят ГПА единичной мощностью по 3 МВт как варианты энергоснабжения просто несопоставимы.

Несостоятельна также ссылка на зарубежный опыт широкого применения ГПА в энергоснабжении, поскольку в промышленно развитых странах не было и нет таких крупных теплофикационных систем централизованного энергоснабжения, какие нам достались от Советского Союза. Если бы они у них были, то иными были бы и зарубежный опыт, и зарубежное отношение к использованию ГПА.

Теплофикация и зарубежные инвесторы

Потенциально высокую энергетическую и экономическую эффективность теплофикации оценил и зарубежный инвестор. Появились иностранные фирмы, предлагающие построить за свои средства на промышленных предприятиях Беларуси когенерационные МТЭЦ, оборудованные газопоршневыми агрегатами. Чтобы заинтересовать предприятия в этом предложении, им обещают отпускать от МТЭЦ тепловую и электрическую энергию по сниженным по сравнению с существующими в энергосистеме тарифам.

Суть этого бизнеса проста: отдав предприятию сравнительно небольшую часть прибыли, всю остальную, которая при использовании на ТЭЦ пока еще льготного по цене российского природного газа составляет внушительную величину, после уплаты налогов зарубежный инвестор забирает себе и расходует по своему усмотрению.

Внешне это предложение подается как обычная коммерческая сделка между двумя самостоятельными субъектами, что и отражается в экономических обоснованиях сооружения МТЭЦ. В этих обоснованиях

зарубежный инвестор довольствуется определением величины получаемой им прибыли и срока возврата вложенного капитала, а промышленное предприятие, на котором сооружается МТЭЦ, – определением производственного экономического эффекта от применения сниженных тарифов в оплате за тепловую и электрическую энергию. Вопрос о принадлежности МТЭЦ после ввода ее в эксплуатацию решается на договорных началах между субъектами: либо передается предприятию в аренду либо в собственность инвестору. Второй вариант наиболее приемлем для зарубежного инвестора, так как позволяет получать большую прибыль.

По форме, закреплённой в рыночных отношениях, такое решение вопроса может показаться правильным. Но если вникнуть в суть дела и рассмотреть этот вопрос с системных позиций, то становится совершенно очевидной ошибочность такого решения, так как оно принимается с участием только двух заинтересованных субъектов. Забыт, а точнее проигнорирован третий невольный участник этого решения, не получающий никакой доли прибыли, а терпящий лишь ущерб от сооружения МТЭЦ, – это государственная энергосистема Беларуси.

Величина этого ущерба зависит от степени воздействия МТЭЦ на теплофикацию в энергосистеме. В стремлении получить большую прибыль зарубежный инвестор предлагает свои услуги по сооружению МТЭЦ наиболее крупным промышленным предприятиям Беларуси, которые до этого в течение длительного времени снабжались и тепловой, и электрической энергией от расположенных вблизи них крупных ТЭЦ энергосистемы.

Соответственно, загрузка МТЭЦ по теплу сопровождается принудительной разгрузкой по этому параметру крупных ТЭЦ со всеми вытекающими для них негативными последствиями, о которых уже сказано в предыдущем параграфе.

Если пользоваться военной терминологией, то предложение инвестора о сооружении МТЭЦ в данной ситуации следует расценивать не иначе как интервенцию на возделанное плодородное поле белорусской теплофикации с целью получить большую прибыль при наименьших затратах. Поэтому вполне обоснованное требование Госэкспертизы провести комплексный экономический расчет этого предложения посредством полноценного сравнения вариантов энергоснабжения предприятия с учетом и без учета МТЭЦ, не совсем удачно названный определением народнохозяйственного эффекта, воспринимается инвестором без энтузиазма. Он хорошо понимает, что результаты этого расчета приведут к провалу сделанного им предложения и предпринимает различные способы его «корректировки» – от слабо влияющих до выходящих за пределы здравого смысла.

Приведенные абстрактные рассуждения о продвижении инвестором своего предложения полностью подтвердились в реальной жизни на примере израильско-белорусской фирмы СООО «Клин Энерджи Груп Бел», предложившей белорусскому предприятию «Белшина» построить и ввести в эксплуатацию когенерационную МТЭЦ электрической мощностью 11,8 МВт и тепловой

18,2 Гкал/ч, оборудованную семью газопоршневыми агрегатами.

Загрузка МТЭЦ по теплу должна осуществляться за счет разгрузки на такую же величину Бобруйской ТЭЦ-2, которая для предприятия «Белшина» была и остается основным энергоисточником. МТЭЦ сооружается на средства зарубежного инвестора и по окончании строительства переходит в его собственность сроком на 20 лет, после чего передается в собственность предприятия. Обоснование инвестиций показало приемлемую для инвестора дисконтированную прибыль, высокую внутреннюю норму доходности в 11,4 % при сроке окупаемости инвестиций 6,7 года.

В то же время в выполненном по требованию Госэкспертизы экономическом сравнении вариантов энергоснабжения предприятия «Белшина» с учетом и без учета МТЭЦ в процессе рецензирования были обнаружены методологические и информационные ошибки и сделаны серьезные замечания, не позволяющие принять это сравнение без соответствующей корректировки. Назовем лишь основные из этих замечаний:

- не учтены капитальные вложения в МТЭЦ;
- неоправданно включены капитальные вложения в модернизацию Бобруйской ТЭЦ-2;
- не учтено ухудшение экономических показателей Бобруйской ТЭЦ-2 вследствие вынужденной ее разгрузки по теплу;
- неоправданно завышены потери тепла в паропроводе от Бобруйской ТЭЦ-2 к предприятию «Белшина» до уровня 25 %.

Фирма не согласилась с этими замечаниями и продолжает настаивать на принятии экономического расчета в существующем виде, чего и следовало ожидать.

В этой ситуации Минэнерго Республики Беларусь остается только сожалеть, что до сих пор нет утвержденной, обязательной для всех методики технико-экономических расчетов в энергетике, и вспомнить ценный совет русского баснописца И.А. Крылова «слова не тратить по-пустому, где нужно власть употребить».

Выводы

Для теплофикации в Белорусской энергосистеме наступил один из самых сложных периодов за все время ее функционирования и развития. В настоящее время на нее оказывает негативное воздействие стихийно нарастающая мощность малых когенерационных ТЭЦ (МТЭЦ) промышленных предприятий, а в ближайшем будущем к этому прибавится воздействие Белорусской АЭС.

В результате происходит поступательное вытеснение крупных ТЭЦ

Белорусской энергосистемы из базовой части зимнего суточного графика электрической нагрузки в полупиковую его часть, вплоть до появления на ТЭЦ избыточной рабочей мощности. Будучи вынужденными приспосабливаться к работе в маневренном режиме, крупные ТЭЦ утрачивают свое бывшее экономическое преимущество перед отдельной схемой энергоснабжения.

Чтобы эти негативные воздействия свести к минимуму, необходимо заблаговременно, уже сейчас:

- разработать новую стратегию развития теплофикации в Белорусской энергосистеме;
- разработать и утвердить методику технико-экономических обоснований в энергетике, позволяющую учитывать как частные, так и государственные интересы;
- расширить понятие системы теплоснабжения, включив в нее потребительское звено;
- обязать зарубежных инвесторов в их предложениях о строительстве МТЭЦ на промышленных предприятиях Беларуси учитывать все негативные последствия принудительной разгрузки крупных ТЭЦ для энергосистемы.

Список литературы

1. Мелентьев, Л.А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики / Л.А. Мелентьев. – М: Высшая школа, 1976. – 336 с.
2. Сыропушинский, В.М. Белорусская АЭС и традиционная энергетика / В.М. Сыропушинский, В.И. Трутаев // Энергия и менеджмент. – 2008. – № 3. – С. 8–15.
3. Трутаев, В.И. Системная экономическая эффективность Белорусской АЭС / В.И. Трутаев, В.В. Турков // Энергия и менеджмент. – 2010. – № 6. – С. 2–7.
4. Разработать технико-экономическое обоснование способов регулирования мощности при вводе АЭС в энергосистему Республики Беларусь: отчет о НИР / Объед. ин-т энергет. и ядер. исслед. – Сосны НАН Бел.; А.П. Якушев, В.Т. Казанян, А.П. Малыгин. – Минск, 2008. – 72 с.
5. Трутаев, В.И. Малые ТЭЦ промышленных предприятий на перекрестке экономических интересов / В.И. Трутаев // Энергия и менеджмент. – 2009. – № 3. – С. 5–10.

Электротехнические и Электроизоляционные материалы

УНП 191795371

3M

› Арматура кабельная

› Электроизоляционные ленты **Scotch** (ПВХ, силикон, ЭПР, резиново-мастичные, температуростойчивые)

› Муфты кабельные

(концевые, соединительные, заливные, холодной усадки)

› Соединители проводов **Scotchlok™**

› Универсальные ленточные комплекты

› Электроизоляционные гели

› Аэрозольная продукция

«Подробности применения материалов 3M и технологий безогневого монтажа кабельных сетей»
читайте в следующем номере



Дистрибьютор 3M
ЧТУП «БИМТЭК»

Тел: (+375 17) 237-94-06
(+375 44) 557-31-10

Факс: (+375 17) 237-94-18
www.beamtech.by

АСКУЭ И ТАРИФНАЯ ПОЛИТИКА

Основным после создания автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) является вопрос о том, как в дальнейшем эти системы будут применяться потребителями и энергетиками. Использование современных тарифных систем – это косвенные методы управления суточными графиками нагрузки энергосистемы, в частности электрическими нагрузками на предприятиях, а также бытовыми. Для того чтобы в управлении нагрузками были заинтересованы все стороны, требуется внедрение справедливых и действенных тарифов.



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

В соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 847 от 2 августа 2005 года «О мерах по внедрению в Республике Беларусь автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии» продолжается создание АСКУЭ в регионах, на промышленных предприятиях, в быту (при новом строительстве и капремонтах) и др. Их применение позволяет энергетикам осуществлять контроль энергопотребления, проводить его анализ, использовать дифференцированные тарифы при расчете за электроэнергию. Полномасштабное использование современных АСКУЭ подразумевает непереносное внедрение дифференцированных тарифов, с помощью которых можно и нужно управлять электрическими нагрузками на основе точной, достоверной и оперативной информации.

Дифференцированные по времени тарифы должны отражать колебания графика нагрузки и затраты энергетических компаний на покрытие этих графиков. В странах с рыночным механизмом регулирования потребления электроэнергии такие тарифы позволяют контролировать спрос и предложение на рынке электроэнергии, а во многих развитых государствах существует возможность получать информацию о часовой стоимости электроэнергии на оптовых рынках.

Виды многоставочных и дифференцированных тарифов общеизвестны: сезонные, недельные, суточные, для различных категорий потребителей (промышленность,

коммунально-бытовой сектор, сельскохозяйственные, социально ориентированные, по уровню потребления), для отопительного сезона. Во многих странах введена плата за мощность. Как правило, тарифы на электроэнергию, потребляемую в часы максимума нагрузки, в 2–6 раз превышают величину тех, которые установлены на используемую во внепиковой части графика электроэнергию.

Косвенные методы управления электрическими нагрузками (при внедрении дифференцированных тарифов) позволяют уплотнить суточные графики нагрузок, что обеспечивает снижение темпа прироста пиковой мощности энергосистемы. А это в свою очередь дает возможность снизить затраты на топливо и материальные вложения на содержание резервных мощностей, уменьшить выбросы в атмосферу и, наконец, обеспечить постоянную нагрузку для атомной станции в непиковые периоды.

В Беларуси несмотря на внедрение дифференцированных тарифов для промышленности (с 1996 года – тарифа за электрическую энергию по зонам суток, с 2002 года – двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов на активную электрическую мощность и энергию), дифференцированного тарифа по временным периодам для населения (с 2006 года) никаких изменений в форме графика нагрузки (ФГН) энергосистемы по сегодняшний день не произошло. Стоит, правда, отметить, что с 1 февраля 2013 года в респуб-

лике введена система расчетов с населением за потребленную электрическую энергию по тарифам, дифференцированным в зависимости от объемов электропотребления. В данном случае не исключено, что бытовые абоненты при высокой оплате за электроэнергию начнут переходить на дифференцированные тарифы по временным периодам, регулируя тем самым свой график нагрузки.

Обобщенные суточные графики нагрузки Белорусской энергосистемы с разбивкой по основным категориям потребителей электроэнергии в отопительный период представлены на рис. 1, в межотопительный период – на рис. 2.

При отсутствии собственных аккумулирующих источников для покрытия пиковых нагрузок всегда будет оставаться актуальным режимное взаимодействие между потребителем и поставщиком электроэнергии. Принять участие в регулировании графика через использование эффективных тарифных систем могут потребители-регуляторы, то есть потребители, способные при наличии

стимулов изменять график своей нагрузки без ущерба для собственной деятельности, работать в условиях режимного взаимодействия с энергосистемой.

На основе тарифной схемы, предложенной Е.П. Забелло еще в 1985 году [1], РУП «БЕЛТЭИ» разработало Инструкцию по оплате за электрическую энергию по двухставочному интервально-дифференцированному тарифу на активную электрическую мощность и энергию с основной платой за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы, которая была утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 9 февраля 2005 года № 4 со сроком действия с 1 марта по 1 сентября того же года. Но, к сожалению, в силу разных причин на практике инструкция не была опробована.

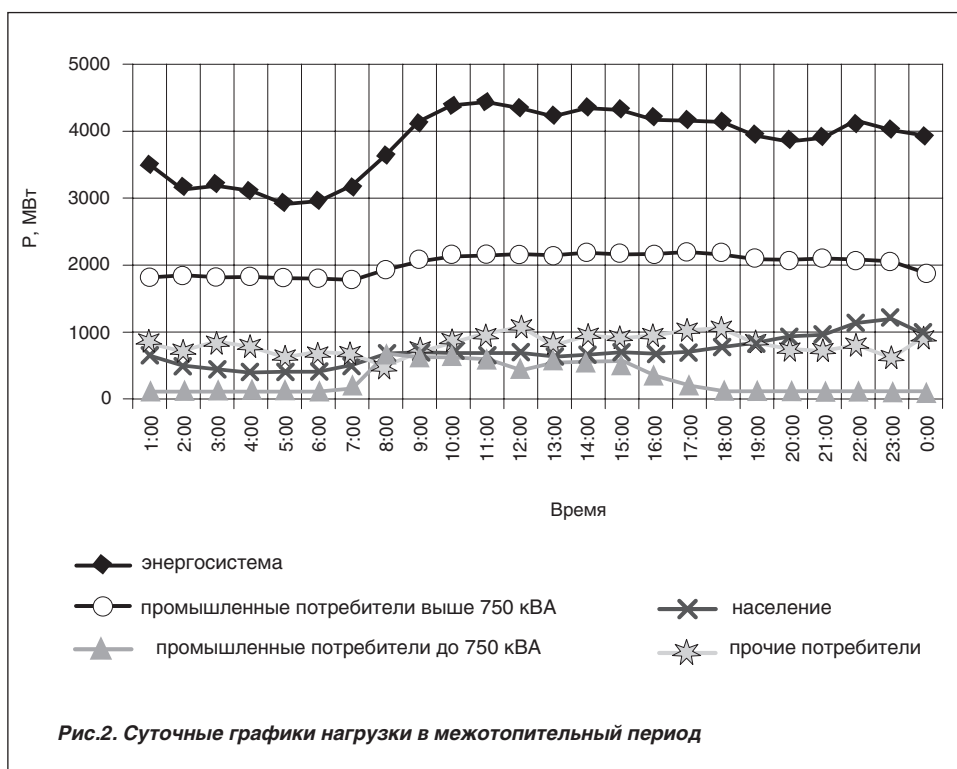
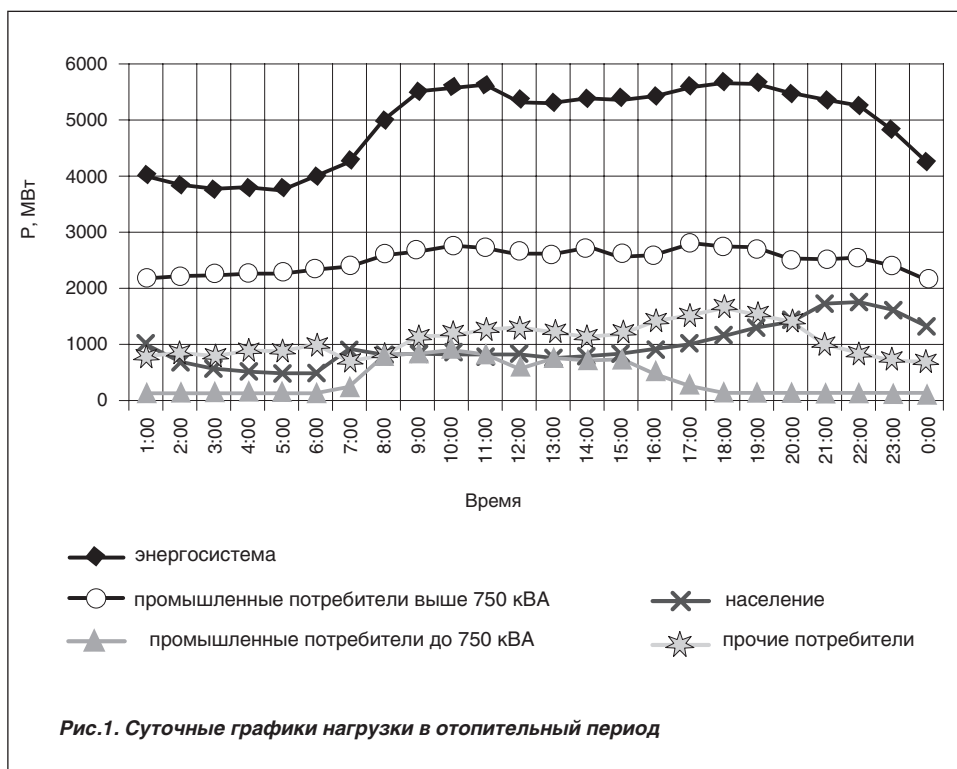
Между тем данный тариф построен так, что не имеет жесткой привязки к часам пика, полупика или ночи, что значительно расширяет для потребителя диапазон регулирования его графика нагрузки. В сложившихся экономических условиях, характеризующихся зависимостью от внешних поставок энергоносителей, целесообразно разработанную инструкцию применить на практике и по результатам эксперимента сделать выводы о распространении, модернизации или прекращении данного тарифа.

Интервально-дифференцированный тариф – это эффективный почасовой (при необходимости и получасовой) тариф, основанный на оценке несоответствия ФГН потребителей и энергосистемы. Тариф обеспечивает часовой (получасовой) дифференцированный подход к определению платы за по-

требление электрической энергии, стимулирует не только снижение пиковых нагрузок, но и увеличение нагрузок в ночные часы, а также в выходные и праздничные дни.

Интервально-дифференцированный тариф [2] предусматривает плату, рассчитанную с помощью ко-

эффициента δ – коэффициента соответствия ФГН потребителя ФГН энергосистемы. Суточные графики нагрузки энергосистемы и потребителя усредняются на одинаковых (часовых, получасовых) интервалах и их ФГН сравниваются между собой на основании коэффициента δ ,



имеющего пределы от -1 до 1 . Строится в относительных единицах сумточные графики нагрузок энергосистемы и потребителя:

$$P_{\text{эс}i}^* = P_{\text{эс}i} / \sum P_{\text{эс}i};$$

$$P_{\text{п}i}^* = P_{\text{п}i} / \sum P_{\text{п}i},$$

где $P_{\text{эс}i}$, $P_{\text{п}i}$ – усредненные полчасовые нагрузки энергосистемы и потребителя в i -ый час; $\sum P_{\text{эс}i}$, $\sum P_{\text{п}i}$ – суммы этих нагрузок за сутки; $i = 1-48$.

При равномерном графике нагрузок энергосистемы

$$P_{\text{эс}i}^* = \bar{P}_{\text{эс}} = 1/48 = 0,0208.$$

Суммируются значения коэффициента δ_i по всем часам суток:

$$\delta = \delta_1 + \delta_2 + \dots + \delta_{48};$$

$$\delta_i = P_{\text{эс}i}^* - P_{\text{п}i}^* \text{ (при } P_{\text{эс}i}^* > P_{\text{п}i}^*);$$

$$\delta_i = P_{\text{п}i}^* - P_{\text{эс}i}^* \text{ (при } P_{\text{эс}i}^* < P_{\text{п}i}^*);$$

$$\delta_i = 0 \text{ (при } P_{\text{эс}i}^* = P_{\text{п}i}^*).$$

Таким образом, плата за электроэнергию за сутки составляет

$$\Pi = W^*(T_{\text{п}} + (T_{\text{п}} - T_{\text{н}}) \cdot (1 - \delta)/2),$$

где W – потребленная электроэнергия за сутки; $T_{\text{п}}$ и $T_{\text{н}}$ – соответственно тарифы на электроэнергию, отпускаемую во время пиковых нагрузок энергосистемы и в ночное время.

Коэффициенты $T_{\text{п}}$ и $T_{\text{н}}$ задает энергосистема.

Согласно критерию δ , чем выше нагрузка потребителя в часы максимальных нагрузок энергосистемы и меньше электропотребление в часы минимальных нагрузок энергосистемы, тем выше средний тариф на электроэнергию, и наоборот. Расчет δ проводится каждый час (полчаса), соответственно у потребителя появляется широкий выбор возможностей на любом часовом (полчасовом) интервале любого дня снизить свой средний тариф, одновременно улучшив технико-экономические показатели энергоснабжающей организации. Предприятия самостоятельно определяют оптимальный режим своего электропотребления.

Форма графика нагрузки энергосистемы задается на некоторый срок (например, квартал, месяц) в виде константы, а ФГН потребителя изменяется ежедневно. Потребитель, управляя процессом электропотребления в оперативном режиме,

может снижать плату за электроэнергию в темпе, не противоречащем технологическим режимам, причем возможности снижения этой платы предоставляются на протяжении всех рабочих суток.

Данный тариф исключает необходимость жесткого соблюдения оплаты за заявленную мощность на одном из часовых (полчасовых) интервалов пиковой зоны. Кстати, в разработанном тарифе по названной инструкции предусматривалась плата за фактическую величину наибольшей потребляемой активной мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы, что противоречит первоначальному смыслу данного тарифа в части регулирования графика нагрузки на протяжении суток из-за того, что при почасовом периоде контроля электропотребления значение усредненной за час мощности равно объему электропотребления за этот час, то есть фактически это одноставочный тариф, который изменяется 24 раза (или 48 раз) в сутки. В данном случае с целью исключения выпадающих доходов энергосистемы коэффициенты $T_{\text{п}}$ и $T_{\text{н}}$ должны быть рассчитаны таким образом, чтобы покрыть затраты на содержание резервных мощностей. Исключение из тарифа дополнительной составляющей по мощности упрощает его и делает расчеты за электроэнергию удобными для всех участников процесса.

Сложность решения проблемы выравнивания ФГН заключается в том, что тарифная политика, проводимая в Беларуси, не может работать в полную силу по причине существования перекрестного субсидирования для разных групп потребителей. Промышленный потребитель будет заинтересован регулировать потребление только в том случае, если экономия в оплате за электроэнергию превысит его затраты на регулировочные мероприятия.

Бытовым абонентам, которые перешли на дифференцированный тариф в зависимости от объемов электропотребления и суммарное потребление электроэнергии которых за месяц значительно превышает установленный нормативом уровень, должен предлагаться на выбор

одноставочный или дифференцированный тариф. Одноставочный тариф при этом должен покрывать все затраты, связанные с генерацией, передачей и распределением электроэнергии для бытового абонента, что будет увеличивать привлекательность дифференцированного тарифа. Несомненно, при этом должен быть учтен фактор социальной поддержки незащищенных слоев населения.

Изменение режима электропотребления требует от бытового абонента изменения его привычек и установившегося ритма жизни, что достаточно сложно. Это подтверждается и результатами эксперимента внедрения нового тарифа для населения в 2007 году [3], при проведении которого некоторые абоненты заплатили по дифференцированному тарифу больше, чем по одноставочному. Однако в странах с развитой рыночной экономикой население уже несколько десятков лет рассчитывается за электроэнергию по дифференцированным тарифам.

Эффективные тарифы должны точно соответствовать рыночным механизмам: чем выше спрос на электроэнергию, тем выше должна быть ее стоимость, то есть самая дорогая электроэнергия должна быть постоянно связана с максимальными нагрузками энергосистемы. Для сложившегося графика нагрузки Белорусской энергосистемы тариф должен стимулировать потребителей на перенос части своей электрической нагрузки с пика на ночь и с рабочих дней на выходные. Бытовой потребитель должен также принимать участие в регулировании графика нагрузки, так как его доля в формировании ФГН уже составляет более 20 %.

Список литературы

1. Забелло, Е.П. О совершенствовании тарифов на электроэнергию / Е.П. Забелло // Промышленная энергетика. – 1985. – № 5.
2. Забелло, Е.П. Формирование тарифного меню для промышленных потребителей / Е.П. Забелло, А.М. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2004. – № 3.
3. Сульжиц, А.М. Тарифные системы на электрическую энергию для населения / А.М. Сульжиц, А.И. Сульжиц // Энергетика и ТЭК. – 2008. – № 12.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ В ОБЛАСТИ СВАРКИ И КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Реализация проекта строительства Белорусской атомной электростанции имеет для республики особое значение. Ввод АЭС в эксплуатацию позволит Беларуси уйти от тотальной энергетической зависимости, станет стимулом для развития практически всех отраслей экономики страны и потребует осуществления целого комплекса принципиально новых мероприятий системного характера в экономической, научно-технической, социальной и других сферах.

Ф.И. ПАНТЕЛЕЕНКО, д.т.н.,
профессор, член-корреспондент
НАН Беларуси, первый
проректор БНТУ,
А.С. ШНАРСКИЙ, к.т.н., начальник
Центра развития инженерного
образования и организации
учебного процесса,
В.А. ПИСАРЕВ, заведующий
научно-исследовательской
лабораторией сварки
родственных технологий
и неразрушающего контроля

С учетом того, что проект такого сложного технического объекта реализуется в Беларуси впервые, строительство и монтаж двух энергоблоков Белорусской АЭС будут выполняться российским генподрядчиком под ключ с двухлетним гарантийным сроком эксплуатации по действующим в атомной отрасли России нормам.

Прямое применение столь значительного объема российских нормативных документов на всех этапах жизненного цикла АЭС, в особенности на этапе выполнения строительно-монтажных работ с применением сварочных процессов и дефектоскопии, может создать определенные затруднения при контроле за их соблюдением главным образом для эксплуатирующей организации и надзорных органов, а также для привлекаемых к работам производственных и строительно-монтажных предприятий Республики Беларусь. Кроме этого, указанные нормы разработаны еще в советский период, то есть они в значительной мере устарели и требуют корректировки с учетом действующих в Республике Беларусь технических нормативных правовых актов (ТНПА), включая европейские и международные стандарты, принятые в республике, практического опыта проведения сварки и контроля качества на объектах, поднадзорных Госпромнадзору.

Следует отметить, что требования действующих норм и правил по сварке и контролю качества трубопроводов и оборудования АЭС в части специальных технических и/или технологических регламентов (основные материалы, технология сварки и наплавки, термической обработки, методы и методики контроля, предельные уровни дефектности сварных соединений и т.п.), базирующиеся на научных разработках специализированных исследовательских организаций России и многолетнем опыте проведения работ на объектах атомной энергетики, не могут быть изменены или скорректированы без согласования с российской головной материаловедческой организацией, курирующей соответствующие вопросы при изготовлении оборудования АЭС и строительстве станции. На данном этапе актуальной может являть-

ся корректировка вопросов системного и организационного характера, влияющих на качество сварочно-дефектоскопических работ.

Специалистами БНТУ проведен анализ основных норм и правил в области сварки и контроля качества в атомной энергетике [1–5], определены проблемные вопросы, пути их решения, в первую очередь направленные на обеспечение безопасности и надежности эксплуатации Белорусской АЭС, а также:

- адаптацию и унификацию (гармонизацию) действующей нормативной базы в области сварки и контроля качества в атомной энергетике с государственными ТНПА, включая европейские и международные стандарты, принятые в республике;
- обеспечение заинтересованных предприятий и организаций информацией в области сварки и контроля качества при подготовке и выполнении работ на объектах атомной энергетики, методическое руководство и организация системы качества сварочно-дефектоскопической деятельности, гармонизированной с действующими правилами и ТНПА с учетом современных научных разработок, европейскими нормами и международными стандартами серии СТБ ISO 3834 [7–12];
- оказание методической и технической помощи по вопросам сварки и контроля качества регулирующим органам при создании системы экспертизы, инспекции и надзора за проведением работ при строительстве и эксплуатации Белорусской АЭС;
- расширение участия отечественных производителей в изготовлении оборудования для Белорусской АЭС и строительстве ее первого и второго блоков с перспективой выполнения базового комплекса работ при укрупнении станции.

Установлено, что требования норм и правил к проведению сварочных работ и контролю качества входят в общую систему обеспечения качества на всех этапах жизненного цикла электростанции, являющуюся основным критерием безопасной и надежной эксплуатации АЭС.

Таким образом, большое значение при осуществлении деятельности в области использования ядерной энергии имеет разработка Программы обеспечения качества для атомных станций [6], состоящей из общей (ПОКАС(О)) и частных программ. В частных программах определяются принципы, цели и основные положения деятельности по их разработке и выполнению: от выбора площадки для размещения АЭС (ПОКАС(ВП)), проектирования (ПОКАС(П)), изготовления оборудования (ПОКАС(И)), строительно-монтажных работ (ПОКАС(С)), ввода в эксплуатацию (ПОКАС(ВЭ)), эксплуатации (ПОКАС(Э)) до вывода АЭС из эксплуатации, а также требования к обеспечению качества работ, выполняемых участвующими в реализации проекта подрядными организациями.

Исходя из важности вопроса обеспечения качества сварки и контроля при выполнении строительно-монтажных работ, проведен анализ общих требований к частной программе ПОКАС(С). Программа является общим системным документом и не конкретизирует элементы системы качества сварочного производства, однако ее направления в основном можно распространить на вопросы, связанные со сваркой и контролем качества, для дальнейшей разработки базовых требований к организации сварочной деятельности при строительстве Белорусской АЭС, гармонизированных с современными международными требованиями.

На основании анализа положений программы и требований наивысшего уровня, установленных стандартом [8], определены возможные связи и направления их адаптации к особенностям сварочных работ при строительстве Белорусской АЭС (см. рисунок).

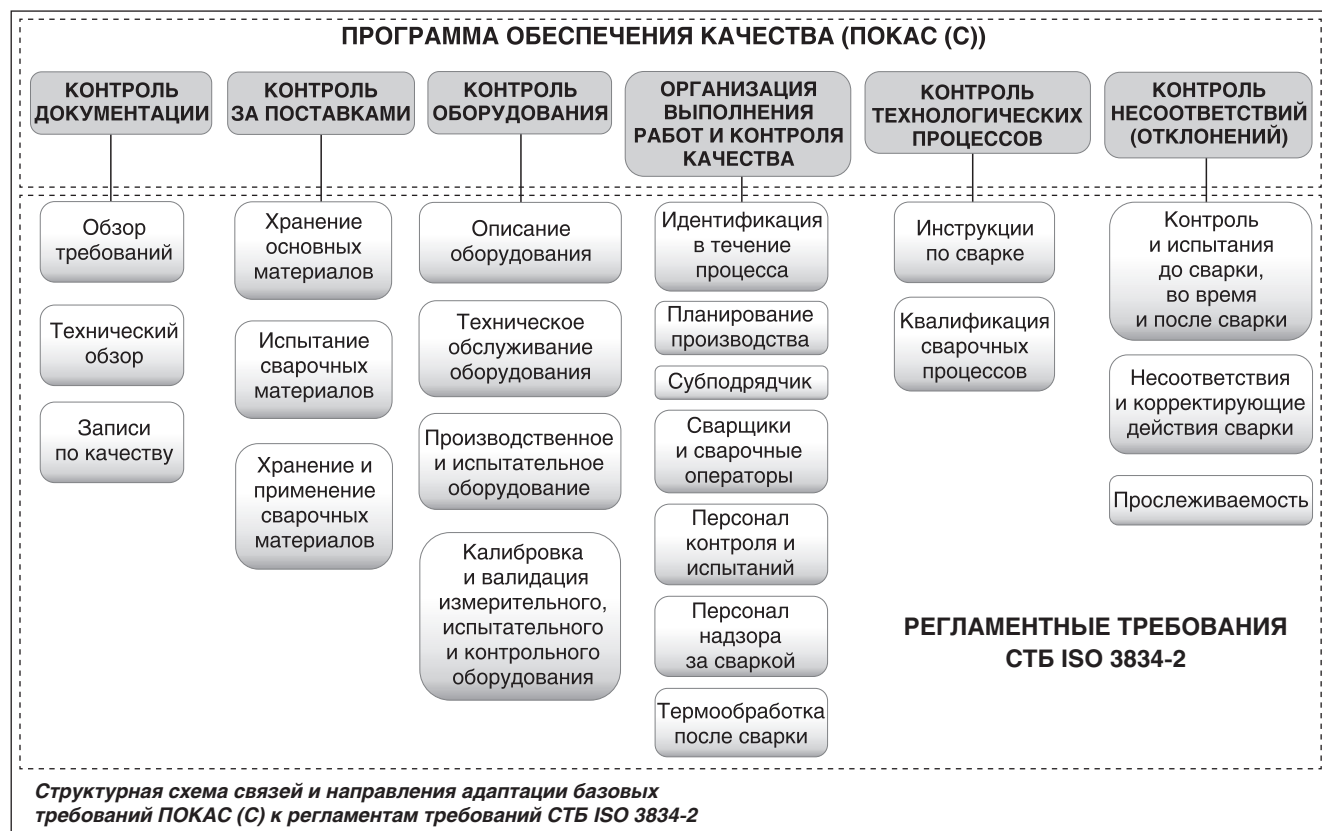
Приведенная схема показывает, что соответствующие элементы стандарта [8] взаимосвязаны как с

требованиями программы, так и с регламентами норм и правил [1–5], в частности с основными операциями, осуществляемыми в соответствии с производственно-технологической документацией на сварочные работы и базовыми элементами системы организации контроля за сварочно-дефектоскопической деятельностью и др.

При этом следует учитывать, что основные элементы системы сварочного производства по стандарту [8] описываются соответствующей нормативной базой международных стандартов и в общем виде обеспечивают реализацию поставленных задач путем применения аналогичных европейских и международных норм, введенных в Республике Беларусь в виде СТБ EN и СТБ ISO.

Так как качество сварных конструкций в первую очередь зависит от квалификации сварщиков и организации контроля за сварочными работами, а также от профессиональной компетенции персонала, выполняющего испытания и неразрушающий контроль сварных швов, то в контексте формирования системы сварочно-дефектоскопической деятельности при строительстве Белорусской АЭС актуальным является рассмотрение общих нормативных требований в данных направлениях.

Основные требования к квалификации (аттестации) сварщиков на право допуска к выполнению соответствующих сварочных (наплавочных) работ, инженерно-технических работников, осуществляющих руководство работами по сборке, сварке, наплавке, подогреву и термической обработке, а также персонала, непосредственно осуществляющего подогрев и термическую обработку сварных соединений и наплавленных деталей (изделий), установлены в правилах и нормах [1, 2].



Аттестация сварщиков проводится в соответствии с требованиями [13].

По отношению к действующим в настоящее время в Республике Беларусь правилам [14] регламентные требования правил в атомной энергетике имеют некоторые отличия, например:

- требуются отдельные аттестационные испытания сварщиков на допуск к сварке труб с трубными решетками и наплавке антикоррозионного покрытия;
- сварщик, получающий допуск к аттестации, должен иметь соответствующий производственный стаж по выполнению сварочных работ;
- правила аттестации распространяются на сварку сплавов на никелевой и железоникелевой основе, алюминия и алюминиевых сплавов, меди и сплавов на медной основе, титана и его сплавов;
- различны области распространения аттестационных испытаний на производственные конструкции по типоразмерам, свариваемым сталям и сварочным материалам, пространственному положению сварных соединений и др.

Общим требованием указанных правил является формирование аттестационных комиссий сварщиков на базе производственных предприятий из числа квалифицированных специалистов сварочного производства.

Согласно правилам и нормам [2] подогрев и термическую обработку сварных соединений и наплавленных деталей (изделий) должны выполнять работники, прошедшие подготовку и квалификационные испытания. Объем подготовки, порядок испытаний и периодичность повторных проверок определяются предприятием, выполнявшим соответствующие работы.

В Республике Беларусь допуск персонала к работам по термической обработке сварных соединений осуществляется на основании аттестации, которая проводится комиссиями по аттестации сварщиков по программам, согласованным с органами Госпромнадзора. Такое требование содержится в руководящем документе [15], действующем на потенциально опасных объектах. Аттестация персонала, выполняющего сборку сварных соединений, не предусмотрена.

Инженерно-технические работники, осуществляющие руководство работами по сборке, сварке, наплавке, подогреву и термической обработке, должны проходить аттестацию в соответствии с руководящим документом [16] в экзаменационных комиссиях министерств, ведомств, объединений, предприятий и объектов с участием представителей надзорных органов.

В Республике Беларусь аттестация специалистов сварочного производства (руководителей сварочных работ) обязательна для всех предприятий, выполняющих работы на потенциально опасных объектах. Требования и порядок проведения аттестации регламентированы [17]. Аттестация руководителей сварочных работ проводится головными организациями по сварке, термообработке, контролю качества и квалификации персонала на объектах, поднадзорных Госпромнадзору (БНТУ, г. Минск и БРУ, г. Могилев).

Контролеры (специалисты, дефектоскописты, лаборанты ОТК, непосредственно выполняющие контроль) в обязательном порядке должны пройти аттестацию, которая осуществляется путем проверки их теоретических знаний и практических навыков по контролю конкретными методами.

Аттестация контролеров проводится постоянно действующими аттестационными комиссиями на предприятиях-изготовителях (в монтажных организациях) и/или в специализированных организациях, имеющих соответствующее разрешение (лицензию). Члены указанной комиссии должны проходить периодическую аттестацию в головной материаловедческой организации не реже одного раза в три года.

Таким образом, аттестация персонала, выполняющего контроль качества объектов атомной энергетики, производится по отраслевым требованиям, регламентируемым правилами и нормами [3].

В настоящее время в Республике Беларусь персонал неразрушающего контроля проходит сертификацию в соответствии с европейским стандартом [18]*, в котором установлены требования к квалификации специалистов неразрушающего контроля и процедуре их сертификации. Сертификация проводится в независимых от производителя органах по сертификации профессиональной компетенции персонала, аккредитованных в рамках Национальной системы аккредитации Республики Беларусь.

При этом для выполнения работ на потенциально опасных объектах обязательна ежегодная аттестация дефектоскопистов, которая может проводиться аттестационными комиссиями предприятий (организаций).

Специальная аттестация персонала, проводящего лабораторные испытания, не предусмотрена. При этом работники, не имеющие соответствующего высшего специализированного образования по направлению деятельности, должны пройти обучение на курсах по методам испытаний.

В общем действующая система аттестации сварщиков и порядок ее проведения в Беларуси незначительно отличаются от правил аттестации в атомной энергетике. Однако с учетом международной практики в первую очередь требуется внесение изменений в порядок формирования аттестационных органов по принципу независимости от производителя, направляющего сварщиков на аттестацию, а также в технические регламенты аттестационных испытаний, с их адаптацией к особенностям сварки оборудования и трубопроводов АЭС. Кроме того, при аттестации сварщиков необходимо прямое применение действующих государственных стандартов, аутентичных европейским и международным нормам, в первую очередь стандартам [19, 20].

Для аттестации термистов-операторов, выполняющих подогрев и термическую обработку сварных соединений и наплавленных деталей (изделий), необходима разработка специальных требований к порядку аттестационных испытаний, программам подготовки с учетом положений правил и норм [1–3].

*В настоящее время указанный стандарт EN 473 заменен на международный стандарт ISO 9712:2012, введение которого в виде СТБ ISO планируется в текущем году.

Нормативные требования в области оценки уровня компетентности персонала контроля оборудования и трубопроводов АЭС, в первую очередь неразрушающего контроля, не отвечают современным подходам и стандартам, а также действующей в Республике Беларусь системе сертификации специалистов в области неразрушающего контроля.

Также следует отметить, что одним из немаловажных факторов организационно-технологического характера, входящих в систему сварочной деятельности, является производственная аттестация (квалификация) технологических процессов сварки, которая в атомной энергетике регламентируется правилами и нормами [3]. Производственная аттестация проводится с целью проверки возможности практического выполнения предприятием-изготовителем (монтажной организацией) технологических процессов сварки (наплавки) и контроля в соответствии с требованиями [2, 3], конструкторской документации и ПТД.

Производственная аттестация проводится предприятиями-изготовителями (монтажными организациями), осуществляющими сварку (наплавку) оборудования и трубопроводов, путем выполнения и последующего контроля неразрушающими и разрушающими методами контрольных сварных соединений (наплавов), выполняемых для каждой группы изготавливаемых по аттестуемой технологии однотипных производственных сварных соединений (наплавленных поверхностей).

Перечень аттестуемых технологий сварки должен указываться в производственно-технологической документации (ПТД), разрабатываемой головной материаловедческой организацией.

Контрольные сварные соединения и наплавки подлежат сплошному неразрушающему контролю методами, установленными для соответствующих аттестуемых производственных сварных соединений и наплавленных поверхностей, и должны удовлетворять установленным нормам для производственных конструкций.

Разрушающий контроль при производственной аттестации технологии выполнения сварных соединений и наплавки проводится путем испытаний образцов, вырезаемых из контрольных сварных соединений и наплавов.

В Республике Беларусь в рамках Госпромнадзора функционирует система квалификации (аттестации) технологии сварки (КТС), которая базируется на требованиях серии международных стандартов, основными из которых являются [21–23].

КТС подразделяется на исследовательскую и производственную. Исследовательская КТС проводится в случае применения новых, ранее не аттестованных и не применявшихся в производстве технологий сварки, а также при использовании новых основных и сварочных материалов, экспериментальных, нетиповых сварочных установок или оборудования и т.п. в целях определения характеристик сварных соединений, необходимых для расчета при проектировании и выдаче технологических рекомендаций (область применения технологии, сварочные материалы, режимы подогрева, сварки и термической обработки, гарантируемые показатели приемосдаточных характеристик сварного соединения, методы контроля и др.).

Решение о необходимости проведения исследовательской КТС принимается органами Госпромнадзора. Требования к порядку проведения производственной КТС, испытаниям, а также области распространения квалифицированной технологии на производственные сварные конструкции устанавливаются [23].

Для проведения КТС на основе производственного опыта разрабатывается предварительная инструкция на технологический процесс сварки (pWPS) в соответствии с требованиями [22] (для дуговых процессов сварки). Она служит нормативной основой сварки и испытания образцов или сварных изделий в процессе КТС соответствующим способом. При положительных результатах испытаний технология сварки признается прошедшей квалификацию, а pWPS оформляется и утверждается в виде квалифицированной инструкции на технологический процесс сварки (WPS).

Разрешение на применение технологии сварки, прошедшей производственную КТС, выдается органом Госпромнадзора на основании заключения головной научно-исследовательской организации по сварке.

Таким образом, актуальной является разработка соответствующих методических рекомендаций в области атомной энергетики, гармонизированных с требованиями правил и норм [3], на базе действующих международных стандартов по квалификации (аттестации) технологии сварки и сложившейся практической деятельности на потенциально опасных объектах.

Выводы

Для решения основных проблемных вопросов, связанных с применением нормативной базы по сварке и контролю качества при строительстве АЭС, представляется перспективным и актуальным следующее:

- создание межотраслевой рабочей группы по сварке и контролю качества в атомной энергетике, координирующей и определяющей пути решения проблемных вопросов в указанных направлениях деятельности, а также разработке ТНПА, руководящей и методической документации. В состав группы должны входить представители заинтересованных министерств и ведомств, дирекции АЭС, научно-исследовательских и проектно-конструкторских организаций, надзорных органов и т.п.;
- создание на базе специализированной научно-исследовательской организации информационно-го центра по вопросам сварки и контроля качества оборудования и трубопроводов АЭС, курирующего вопросы действующей нормативной базы, руководящей и методической документации, их актуализации;
- проведение постоянно действующих семинаров или курсов в области сварки и контроля качества на объектах атомной энергетики для заинтересованных предприятий, специалистов надзорных органов.

Для внедрения системы обеспечения качества сварочного производства при выполнении работ на объектах атомной энергетики, гармонизированной с международными стандартами серии СТБ ISO 3834, требуется разработка:

- системы аттестации сварщиков и руководителей сварочных работ, операторов передвижных установок термической обработки, персонала контрольных служб и персонала, выполняющего испытания материалов и сварных соединений, с разработкой соответствующих ТНПА, руководящих и методических документов;
- системы квалификации технологии сварки, гармонизированной с международными стандартами, с разработкой руководящей и методической документации;
- мероприятий по адаптации квалификационных навыков персонала неразрушающего контроля к особенностям контроля объектов атомной энергетики, включая подготовку к процедурам сертификации органов по сертификации персонала неразрушающего контроля, центров подготовки персонала к сертификации;
- мероприятий по адаптации требований, предъявляемых к компетентности дефектоскопических лабораторий предприятий при их аккредитации, к особенностям осуществления контроля объектов атомной энергетики, включая подготовку технической и приборной базы дефектоскопических лабораторий к проведению работ.

В заключение следует еще раз отметить важность вопросов сварки и контроля качества при строительстве объектов атомной энергетики в Беларуси, а также необходимость оперативного определения и назначения соответствующих координирующих компетентных специализированных организаций по указанным вопросам, например, как это сделано Госпромнадзором, который определил головными организациями по сварке, термообработке, контролю качества и квалификации персонала БНТУ (г. Минск) и БРУ (г. Могилев). В противном случае, как свидетельствует текущая информация, данные вопросы будут координировать и регулировать местные частные структуры, которые уже находят пути взаимодействия и направления сотрудничества с соответствующими специализированными российскими организациями в области атомной энергетики.

Список литературы

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок: ПНАЭ Г-7-008-89. – Утв. Госатомнадзором СССР, 1989 г.
2. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Основные положения: ПНАЭ Г-7-009-89. – Утв. постановлением Госатомнадзора СССР, 11 мая 1989 г., № 6.
3. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля: ПНАЭ Г-7-010-89. – Утв. постановлением Госатомнадзора СССР, 11 мая 1989 г., № 6.
4. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Дуговая сварка алюминиевых сплавов в защитных газах: основные положения: ПНАЭ Г-7-022-90. – Утв. постановлением Госпроматомнадзора СССР, 12 июня 1990 г., № 8.
5. Основные положения по сварке локализирующих систем безопасности атомных станций: ПНАЭ Г-10-31-92. – Утв. постановлением Госатомнадзора РФ, 17 февраля 1993 г., № 2.
6. Размещение атомных станций. Порядок разработки общей программы обеспечения качества для атомных станций: ТКП 101-2007. – Введ. 25.12.2007. – Минск: Госстандарт: Объед. ин-т энергет. и ядер. исслед. – Сосны НАН Беларуси, 2007. – 104 с.
7. Требования к качеству сварки плавлением металлических материалов: СТБ ISO 3834-1-2010. – Введ. 01.01.2011. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП),

2010. – Ч. 1: Критерии выбора соответствующего уровня требований к качеству. – 8 с.
8. Требования к качеству сварки плавлением металлических материалов: СТБ ISO 3834-2-2010. – Введ. 01.07.2011. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2010. – Ч. 2: Всесторонние требования к качеству. – 16 с.
9. Требования к качеству сварки металлов плавлением: СТБ ISO 3834-3-2010. – Введ. 01.07.2011. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2010. – Ч. 3: Типовые требования к качеству. – 16 с.
10. Требования к качеству сварки плавлением металлических материалов: СТБ ISO 3834-4-2011. – Введ. 01.07.2011. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2010. – Ч. 4: Элементарные требования к качеству. – 12 с.
11. Требования к качеству сварки плавлением металлических материалов: СТБ ISO 3834-5-2011. – Введ. 01.07.2011. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2010. – Ч. 5: Документы, которым необходимо соответствовать при заявлении соответствия требованиям к качеству, установленным в ISO 3834-2, ISO 3834-3 или ISO 3834-4. – 16 с.
12. Требования к качеству сварки плавлением металлических материалов: СТБ ISO/TR 3834-6-2009. – Введ. 01.07.2010. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2010. – Ч. 6: Руководство по выполнению требований ISO 3834. – 28 с.
13. Правила аттестации сварщиков оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок: ПНАЭ Г-7-003-87. – Утв. постановлением Госатомнадзора СССР от 2 апреля 1987 г., № 5.
14. Правила аттестации сварщиков Республики Беларусь по ручной, механизированной и автоматизированной сварке плавлением. – Утв. Госпроматомнадзором Респ. Беларусь, 27 июня 1994 г.
15. Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций: РД 34.15.027-89 (РТМ-1с-89). – Утв. решениями Минтопэнерго РФ, 30 декабря 1993 г.; Госгортехнадзора России, 7 февраля 1993 г.
16. Типовое положение о порядке проверки знаний правил, норм и инструкций по безопасности в атомной энергетике у руководителей и инженерно-технических работников: РД-3-3. – Утв. постановлением коллегии Госатомнадзора СССР, 25 июня 1985 г., № 15.
17. Квалификация и сертификация персонала в области сварочного производства. Требования и порядок проведения: СТБ 1063-2003. – Введ. 01.05.2004. – Минск: Госстандарт: Науч.-исслед. и конструкторско-технол. ин-т сварки и защитных покрытий с опытным произв. (НИКТИ СП с ОП), 2003. – 24 с.
18. Квалификация и сертификация персонала в области неразрушающего контроля. Общие требования: СТБ EN 473-2011. – Введ. 01.07.2012. – Минск: Госстандарт: Бел. гос. ин-т повышения квалификации и переподготовки кадров по стандартизации, метрологии и управлению качеством, 2011. – 32 с.
19. Квалификация сварщиков. Сварка плавлением: СТБ EN 287-1-2009. – Введ. 01.01.2010. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2010. – Ч. 1: Стали. – 40 с.
20. Квалификация сварщиков. Сварка плавлением: СТБ ISO 9606-2-2009. – Введ. 01.01.2010. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2009. – Ч. 2: Алюминий и алюминиевые сплавы. – 36 с.
21. Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Общие правила: СТБ ISO 15607-2009. – Введ. 01.08.2009. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2009. – Ч. 1: Дуговая сварка. – 12 с.
22. Технологическая инструкция и квалификация технологических процессов сварки металлических материалов. Инструкция на технологический процесс сварки: СТБ ISO 15609-1-2009. – Введ. 01.01.2010. – Минск: Госстандарт: Ин-т сварки и защитных покрытий (ОХП ИСЗП), 2009. – Ч. 1: Дуговая и газовая сварка сталей и дуговая сварка никеля и никелевых сталей. – 34 с.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ К ОТОПИТЕЛЬНОМУ ПЕРИОДУ В СВЕТЕ ТРЕБОВАНИЙ ТКП 388-2012

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 6 июня 2012 года № 2718 утвержден ТКП 388-2012 (02230/02030) «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии». Этим документом ужесточены требования к отдельным вопросам подготовки к отопительному сезону потребителей и владельцев теплоисточников и к работе комиссии по проверке готовности, которые и рассматриваются в настоящей статье.

Рассматривая особенности подготовки потребителей и теплоисточников к отопительному периоду в свете требований ТКП 388-2012, важно обратить внимание на отдельные ключевые моменты.

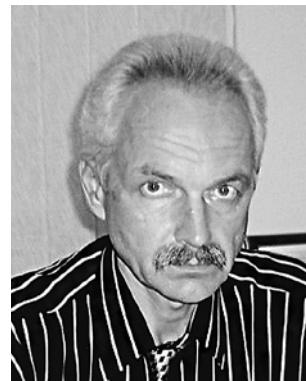
Надо отметить, что требования настоящего ТКП не распространяются на индивидуальных предпринимателей и граждан, системы теплоснабжения которых подключены к централизованным теплоисточникам. С гражданами все ясно: дело подготовки их отопительных систем – их головная боль. В то же время Гомельский энергонадзор разработал руководство по эксплуатации и техническому обслуживанию системы отопления индивидуального жилого дома и ежегодно направляет его таким потребителям.

В документе разъясняются отдельные вопросы, связанные с подготовкой к ОЗП, безопасной и надежной эксплуатацией систем отопления и горячего водоснабжения. В частности, в руководстве изложены:

- общие положения, дающие представление о нормативно-технической базе, регулирующей вопросы потребления тепловой энергии, а также информация о том, на каких основаниях осуществляется теплоснабжение абонентов

индивидуальных жилых домов, какие документы необходимы для заключения договора с энергоснабжающей организацией, и перечень договорных величин, которые должны быть указаны в договоре;

- основные термины и определения;
- технические характеристики системы отопления;
- порядок оформления разрешения на пуск тепловой энергии;
- технические требования к эксплуатации системы теплоснабжения абонента;
- порядок пуска системы отопления;
- вопросы, касающиеся технического обслуживания и ремонта;
- перечень ежегодных мероприятий, которые необходимо проводить владельцам дома;
- обязанности абонента;
- перечень запретов;
- обязанности энергоснабжающей организации;
- основные положения техники безопасности;
- характерные неисправности системы теплоснабжения абонента (см. таблицу);
- вопросы ответственности абонента за эксплуатацию системы отопления в соответствии с требованиями Правил;



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

- гарантийные обязательства теплоисточника.

Более того, к руководству прилагается список организаций, выполняющих комплекс мероприятий по обслуживанию или ремонту оборудования систем теплоснабжения.

Разработка руководства и его распространение среди потребителей позволили повысить уровень технической грамотности потребителей и эффективность эксплуатации и обслуживания систем отопления индивидуальных жилых домов. Например, снизилась утечка теплоносителя через неплотности запорной регулирующей арматуры тепловых узлов. Кроме того, умень-

шился самовольный разбор сетевой воды. Если прежде потребители забирали часть горячей воды из теплосистемы для стирки и даже поили ею домашний скот, то после разъяснения, что сетевая вода проходит химическую обработку, не соответствует требованиям питьевой воды и может вызвать заболевания у людей и животных, многие перестали это делать.

Важной составляющей данного руководства с точки зрения энергонадзора является перечень устройств, которыми должна быть оборудована система отопления бытового абонента для обеспечения ее безопасной эксплуатации. В документе также названы важнейшие мероприятия, которые должны ежегодно проводиться в системах отопления частных домов. Среди них следующие:

- гидравлические испытания тепловых сетей с последующим ремонтом и заменой участков, не выдержавших испытаний;
- гидравлическая опрессовка давлением не менее 0,6 МПа и химическая очистка теплообменников горячего водоснабжения, промывка отопительных приборов до полного осветления воды в жилом доме (проводятся специализированной организацией по договору);
- очистка от мусора и грязи тепловых камер, откачка воды, комплектование люками и лестницами для спуска в них;
- окраска металлоконструкций;
- очистка помещения теплового узла от посторонних предметов;
- государственная проверка приборов учета тепловой энергии и сдача по акту на коммерческий учет теплоисточнику (тепловым сетям);
- обеспечение работоспособности элеваторного узла для поддержания температуры воды в системе отопления в соответствии с установленным температурным графиком;
- ремонт отопительных систем, их гидравлическая опрессовка давлением не менее 0,6 МПа и промывка с применением сжатого воздуха до полного осветления воды;

Характерные неисправности системы теплоснабжения абонента

Виды неисправностей	Вероятная причина	Метод устранения
Отсутствие циркуляции	Неисправность арматуры	Отремонтировать или заменить запорную арматуру
Разрыв теплопровода	Коррозия металла	Перекрыть систему отопления и заменить участок трубопровода
Течь в отопительном приборе	Отсутствие герметичности	Перекрыть отсекающую арматуру и устранить течь
Слабая теплоотдача отопительных приборов	Загрязнение системы	Осуществить промывку внутренней системы отопления
Недогрев и перегрев отдельных стояков	Неполное открытие запорного крана	Проверить открытие крана по риске на квадрате
	Наличие воздушных пробок	Открыть воздушники до появления воды
	Система не отрегулирована	Отрегулировать краны на стояках
	Засор в нижней или верхней части стояка	Устранить засор (с разборкой, продувкой неисправной части)
Течь в запорной арматуре	Износ сальниковой набивки	Заменить или поджечь сальниковое уплотнение
Перемещающиеся непрогреты нагревательных приборов	Отсутствие, неисправность воздухоподсосных приспособлений	Проверить работу воздухоподсосных приспособлений. При необходимости врезать дополнительный вентиль
Прибор прогревается, но температура в помещении недостаточна	Отопительный прибор закрыт сторонними предметами	Освободить отопительный прибор от сторонних предметов
	Поверхность нагрева ниже расчетной	Проверить расчетом поверхность нагрева Сообщить диспетчеру

- утепление жилого дома (оклейка окон, утепление дверей);
- ремонт тепловой изоляции тепло-трассы и теплового узла;
- ревизия запорно-регулирующей арматуры (очистка от ржавчины, набивка сальников, смазка штоков, притирка щек задвижек);
- комплектация узла управления водяной сети термометрами и поверенными манометрами;
- заливка масла в гильзы под термометры.

Безусловно, не все владельцы индивидуальных домов в полной мере выполняют эти требования, но у них появилось понимание того, что надежность функционирования теплового хозяйства домов во многом зависит от их ответственного подхода

к подготовке системы отопления к работе в осенне-зимний период.

Благодаря тому, что руководство отражает всю основную информацию, которую необходимо знать потребителю, существенно сократилось количество обращений по поводу неудовлетворительной работы систем отопления индивидуального жилого сектора.

В отношении индивидуальных предпринимателей (ИП) необходимо иметь в виду следующее: если ИП имеет в собственности здание или сооружение, система теплоснабжения которого подключена к централизованному теплоисточнику, и использует его в своих потребительских целях (выращивает для души цветы или устроил фитнес-



Государственные инспекторы Гомельского межрайонного отделения Е.П. Мельник и Ж.Ф. Максоцкая проверяют соответствие выполненных электромонтажных работ проекту

зал для личного пользования), то подготовка системы теплоснабжения к работе в условиях осенне-зимнего периода – проблема самого ИП. И здесь, конечно, не требуется получения им паспорта готовности.

Если же ИП данное здание передал по договору аренды другому лицу для организации производства товаров или оказания услуг или сам открыл производство, то вопросы подготовки к отопительному сезону подпадают под действие ТКП. В такой ситуации задача энергонадзора – в межотопительный период провести сверку деятельности индивидуальных предпринимателей, имеющих на балансе здания и сооружения, и при необходимости уведомить их о порядке подготовки к ОЗП.

При составлении организационно-технических мероприятий по подготовке к осенне-зимнему периоду ТКП требует учитывать предписания управления по надзору за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов Департамента по энергоэффективности, причем документ определяет их выполнение как необходимое условие подписания акта готовности системы к работе в осенне-зимних условиях.

Ведомственным и коммунальным теплоисточникам необходимо

получить заключение Департамента по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь о готовности к отопительному сезону самого теплоисточника, в том числе его резервного топливного хозяйства, а также о наличии запаса резервного топлива, если проектом предусмотрена работа теплоисточника на резервном топливе.

Учитывая ограниченность числа персонала указанных структур в области, а также сжатые сроки работы комиссий по проверке готовности к ОЗП, с целью оперативного решения вопросов Гомельский энергонадзор инициировал проведение совещания с участием представителей управления по надзору за рациональным использованием ТЭР и промнадзора, в ходе которого были выработаны мероприятия по межведомственному взаимодействию при реализации требований ТКП 388-2012 «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии» при подготовке объектов энергоснабжения и регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии и ведомственных теплоисточников к ОЗП 2013/2014.

В частности, было решено основной задачей при организации

взаимодействия местных исполнительных, надзорных и контрольных органов по контролю за подготовкой объектов народного хозяйства Гомельской области к работе в ОЗП 2013/2014 года считать обеспечение 100%-ного уровня готовности потребителей тепловой энергии и владельцев ведомственных теплоисточников в установленные сроки.

К 1 июня энергонадзором подготовлены графики регистрации паспортов готовности. Они были утверждены в гор- или райисполкомах и предоставлены Гомельскому областному управлению Госпромнадзора и Гомельскому областному управлению по надзору за рациональным использованием ТЭР для осуществления контроля за выполнением выданных предписаний с учетом сроков регистрации паспортов готовности, указанных в графиках.

В соответствии с ТКП 388 предусмотрены сроки предоставления областным управлением Госпромнадзора владельцу теплоисточника единичной мощностью 100 кВт и выше заключения о технической готовности подконтрольного оборудования на каждой отопительной котельной. При этом из числа работников управления назначено лицо, ответственное за координацию совместных действий.

Проблема может состоять в том, что в период работы комиссий по проверке готовности не все котельные будут укомплектованы аттестованным эксплуатационным персоналом. В таком случае необходимо требовать от владельцев теплоисточников письма, гарантирующие, что к началу отопительного периода набор обученного и аттестованного персонала будет завершен. Поскольку промышленные котельные обследуются в течение всего года согласно утвержденному плану, было решено заключение по данным теплоисточникам не представлять.

Решением семинара предусмотрено также, что начиная с 1 июля 2013 года Гомельское областное управление по надзору за рациональным использованием ТЭР будет ежемесячно направлять в фи-

лиал «Энергонадзор» информацию о потребителях и теплоисточниках, которые в установленные графикам сроки регистрации паспортов готовности не выполнили предписания Департамента по энергоэффективности в части установленных ТКП 388 условий готовности к ОЗП. Из числа работников управления также назначено ответственное лицо по координации совместных действий.

В рамках выполнения разработанных мер межведомственного взаимодействия филиалом «Энергонадзор» были досрочно направлены потребителям и владельцам теплоисточников информационные письма-предписания по подготовке к ОЗП с указанием конкретных сроков регистрации паспортов.

В ходе подготовки к ОЗП особое внимание следует обратить на то, что необходимо включать в состав комиссии представителей энергоснабжающих организаций. Отсутствие такого представителя повлечет за собой необходимость дополнительного контроля инспекторами энергонадзора за решением вопросов, связанных с организацией эксплуатации систем теплоснабжения потребителей, в том числе:

- соблюдение потребителем температурных режимов в предыдущий отопительный период;
- соответствие сужающих устройств расчетным;
- проведение замены, ремонта или химической промывки теплообменников;
- обеспечение надежной работы групповых систем регулирования тепловой энергии, что актуально в свете поставленной перед энергосистемой задачи по снижению температуры обратной сетевой воды на 2 °С;
- другие вопросы, находящиеся в компетенции энергоснабжающей организации.

Согласно требованиям ТКП комиссии по проверке готовности к ОЗП для регистрации паспорта готовности потребителями тепловой энергии предоставляются следующие документы:

● ОСНОВНЫЕ:

- акт проверки готовности потребителя тепловой энергии к работе в ОЗП;
- паспорт готовности потребителя тепловой энергии к работе в ОЗП;
- приказ о подготовке к ОЗП (от вышестоящей организации);
- мероприятия по подготовке к ОЗП;
- приказ о проверке готовности к ОЗП или делегировании права создания собственной комиссии от вышестоящей организации;
- акты на гидравлические испытания тепловой сети, внутренней системы отопления и горячего водоснабжения (ежегодно давлением 1,25 рабочего);
- акты на гидропневматическую промывку внутренней системы теплоснабжения или промывку 3–5-кратным объемом расхода воды;
- свидетельства о поверке приборов учета тепловой энергии;
- свидетельство о поверке приборов КИП;
- акты на скрытые работы с указанием диаметров сопел и ограничительных шайб;
- эксплуатационные паспорта на тепловые пункты и тепловые сети;
- копии утвержденных принципиальных схем ИТП;
- меры по энергосбережению, включенные в план мероприятий по подготовке к ОЗП (замена изоляции, утепление окон, проемов, технических этажей, подвалов);
- акты проведения ревизии запорной, дренажной, воздухопускной и регуливающей арматуры;
- справка о наличии аварийного запаса материалов;
- отчет о выполнении рекомендаций органов Госэнергонадзора;
- справка о выполнении предписаний управления по надзору за рациональным использованием ТЭР;

● ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ:

- копия приказа о назначении

лица, ответственного за тепловое хозяйство;

- выписка из журнала о проверке знаний лица, ответственного за тепловое хозяйство;
- справка о наличии аттестованного обслуживающего персонала;
- копия договора на теплоснабжение с энергоснабжающей организацией;
- копия акта разграничения и балансовой принадлежности;
- справка о балансовой стоимости тепловой сети;
- копия договора на аварийный ремонт и обслуживание внутренних и наружных тепловых сетей (для жилищного фонда, объектов социально-культурного назначения).

Напоминаем, что согласно статье 20.11 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях непринятие мер по подготовке теплоиспользующего оборудования к работе в осенне-зимний период влечет наложение штрафа на представителя потребителя от 4 до 20 базовых величин, на индивидуального предпринимателя – до 100 базовых величин, на юридическое лицо – до 500 базовых величин.

Хочется подчеркнуть, что специалисты Государственного энергетического надзора на местах при подготовке систем энергоснабжения к ОЗП рассчитывают на тесное сотрудничество не только с другими ведомствами, но и с потребителями тепловой энергии и заинтересованы в эффективных результатах совместной работы.

Изоляция быстросъемная для запорно-регулирующей арматуры, турбин, компенсаторов и т.п.

- Негорючая
- Влагоустойчива
- Для различных температур носителя
- Индивидуальное конструктивное исполнение

Сокращение потерь тепла до 90%

ЗАО «ТекСи»
(017) 380-03-20
(017) 222-75-32
(029) 160-31-90
(029) 160-31-92

Гарантия
15 лет

УНН 190564805



ОБ АДМИНИСТРАТИВНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ЗА НЕВЫПОЛНЕНИЕ В УСТАНОВЛЕННЫЙ СРОК ПРЕДПИСАНИЙ, ТРЕБОВАНИЙ, ПРЕДСТАВЛЕНИЙ ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГОНАДЗОРА

В соответствии с законами и иными нормативными правовыми актами Республики Беларусь уполномоченные государственные органы (должностные лица) вправе осуществлять надзорные (контрольные) функции в отношении граждан, должностных лиц (в том числе органов исполнительной власти и органов местного самоуправления) и организаций, осуществляющих коммерческую и некоммерческую деятельность, по вопросу соблюдения ими законодательства.



**О.А. ТАЯНКО, начальник
юридического отдела
филиала «Энергонадзор»
РУП «Гродноэнерго»**

В соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 26 от 10 января 1998 года «Об утверждении положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь» (с изменениями и дополнениями) управление государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Министерства энергетики Республики Беларусь, управление государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго», филиалы «Энергонадзор» РУП-облэнерго являются органами, уполномоченными на осуществление государственного энергетического надзора в Республике Беларусь.

В пределах предоставленных полномочий органы Государственного энергетического надзора имеют право проводить инспекционные обследования (проверки) электрических и теплоиспользующих установок, давать обязательные для исполнения предписания об устранении выявленных нарушений правил, определяющих требования к устройству электроустановок, технической эксплуатации электрических и теплоиспользующих установок, технике безопасности при их эксплуатации, пользованию электрической и тепловой энергией, электроснабжению, а также привлекать виновных лиц к административной ответствен-

ности в установленном законодательством порядке.

Предписание выносится в случаях, когда нарушение закона носит явный характер и может причинить существенный вред правам и законным интересам государства, предприятия, учреждения, организации или гражданам.

В документ включаются:

- мероприятия, внесенные в предыдущее предписание, но не выполненные;
- меры по устранению вновь выявленных нарушений требований технических нормативных правовых актов, которые регламентируют вопросы устройства электроустановок, технической эксплуатации электрических и теплоиспользующих установок, техники безопасности при их эксплуатации, пользования электрической и тепловой энергией, электроснабжения;
- мероприятия, направленные на усиление безопасности объекта.

Мероприятия должны быть обоснованы. Кроме того, в документе указываются пункт и наименование технического нормативного правового акта, положения которого нарушены, устанавливаются сроки выполнения предписания.

Все выданные предписания подлежат тщательному учету. Выпол-

нение каждого из них должно контролироваться государственными инспекторами по энергетическому надзору до истечения установленных в них сроков. Изредка юридические лица, индивидуальные предприниматели реализуют свое право на получение отсрочки исполнения предписания. Между тем при наличии письменных доказательств, свидетельствующих о начале исполнения предписания, невозможности его окончания в срок, отсутствии средств для исполнения предписания, а также на основании письменного ходатайства в органы Государственного энергетического надзора может быть предостав-

лено дополнительное время для устранения нарушений при условии, что:

- не устраненные в срок нарушения не угрожают жизни и здоровью граждан, функционированию энергетического оборудования и систем энергоснабжения;
- ходатайство подано в письменном виде до окончания срока исполнения, указанного в предписании;
- приложены подтверждающие обоснованность ходатайства документы.

Выдача предписания необходима для принудительного прекращения в полном объеме всей противоправной деятельности, посягающей не только на частные, но и на публичные интересы.

Нормы главы 23 «Административные правонарушения против порядка управления» Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях (КоАП) рассчитаны на защиту законных действий государственных контрольно-надзорных органов. Административная ответственность за посягательства против порядка управления предусмотрена статьей 23.1 КоАП «Неисполнение выраженного в установленной законодательством форме требования, предписания либо представления об устранении нарушения», статьей 23.4 «Неповиновение законному распоряжению или требованию должностного лица при исполнении им служебных полномочий».

Административным правонарушением признается противоправное, виновное действие (бездействие) физического или юридического лица, за которое КоАП установлена административная ответственность (ст. 2.1). Административной ответственности подлежит должностное лицо в случае совершения им административного правонарушения в связи с неисполнением либо ненадлежащим исполнением своих служебных обязанностей.

Статьей 23.1 КоАП установлено, что неисполнение, ненадлежащее или несвоевременное исполнение должностным лицом, индивиду-

альным предпринимателем либо иным физическим лицом выраженного в установленной законодательством форме требования должностного лица, осуществляющего государственный контроль и (или) надзор, предписания, либо непринятие мер к устранению указанных в них нарушений влекут предупреждение или наложение штрафа в размере до двадцати базовых величин.

Объектом данного административного правонарушения является установленный законом порядок управления, в частности контрольно-надзорные правоотношения, возникающие между субъектами контроля (надзора) и субъектами, деятельность которых подвергается контролю (надзору).

Объективную сторону правонарушения составляет невыполнение в установленный срок законного предписания органа (долностного лица), осуществляющего государственный надзор (контроль), об устранении нарушений законодательства.

Субъектом ответственности являются должностные лица.

Субъективную сторону правонарушения характеризует умысел.

Административная ответственность по ст. 23.1 КоАП наступает исключительно в случае невыполнения предписания.

Статьей 23.4 КоАП установлено, что неповиновение законному распоряжению или требованию должностного лица государственного органа при исполнении им служебных полномочий лица, не подчиненного ему по службе, влечет наложение штрафа в размере от двадцати до пятидесяти базовых величин или административный арест.

Объектом посягательства при административных правонарушениях согласно статье 23.4 КоАП является установленный порядок управления, нарушение которого препятствует нормальной деятельности государственных органов, исполнению должностными лицами этих органов своих служебных обязанностей.

Объективная сторона правонарушения выражается в открытом отказе от исполнения, либо ином

умышленном игнорировании законных распоряжений (требований) уполномоченных должностных лиц, либо в воспрепятствовании осуществлению ими служебных обязанностей.

Применение административного наказания сопровождается устранением причин и условий, способствовавших совершению административного правонарушения, что усиливает действие превентивно-воспитательной функции административной ответственности.

Согласно ст. 10.31 Процессуально-исполнительного Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях (ПИКоАП) судья; орган, ведущий административный процесс, коим является Госэнергонадзор; должностное лицо, рассматривающие дело об административном правонарушении, при установлении причин административного правонарушения и условий, способствовавших его совершению, вносят в соответствующие организации и соответствующим должностным лицам предложения о принятии мер по устранению этих причин и условий. Организации и должностные лица обязаны рассмотреть эти предложения в течение месяца со дня получения и сообщить о принятых мерах судье, органу, ведущему административный процесс, должностному лицу, которые внесли представление (предложения).

Оставление должностным лицом без рассмотрения частного определения (постановления) суда или представления об устранении нарушений законодательства, причин и условий, способствующих совершению правонарушений, либо непринятие мер к устранению указанных в них нарушений, а равно несвоевременный ответ на определение (постановление) или представление влекут наложение штрафа в размере от четырех до десяти базовых величин. Это предусмотрено статьей 24.3 «Непринятие мер по частному определению (постановлению) суда или представлению об устранении нарушений законодательства, причин и условий, способствующих совершению правонарушений» КоАП.

Объектом посягательства при административных правонарушениях, рассматриваемых статьей 24.3 КоАП, является установленный порядок управления, а в общем виде – безопасность граждан, нормальное функционирование учреждений, предприятий, организаций. Непосредственным объектом противоправного посягательства является деятельность судьи, органа, ведущего административный процесс, должностного лица, установивших при рассмотрении дела причины административного правонарушения и условия, способствовавшие его совершению, и направивших соответствующие представления в органы, организации, должностным лицам.

Объективная сторона предусмотренного статьей 24.3 КоАП правонарушения выражается в игнорировании соответствующей организацией или должностным лицом представления органа, ведущего административный процесс, должностного лица, рассматривавших дело и установивших причины и условия, способствовавшие совершению административного правонарушения, а именно:

- а) поступившее представление не рассмотрено в течение месяца со дня получения;
- б) не приняты меры, необходимые для устранения выявленных причин и условий, способствовавших совершению административного правонарушения;
- в) не сообщено о принятых мерах судье, органу, ведущему административный процесс, должностному лицу, вынесшим постановление (представление).

Согласно пункту 3 части 2 статьи 6.12 ПИКоАП (собирающие доказательства) судья, должностное лицо органа, ведущего административный процесс, имеют право требовать от физических и юридических лиц представления предметов, документов, в том числе информации, имеющих значение для рассмотрения дела.

Объектом правонарушения согласно статье 23.1 КоАП в случае невыполнения требования в установленной законодательством форме является право государственных

органов, ведущих административный процесс, на информацию, представление которой в соответствующий государственный орган обязательно в связи с ведением административного процесса.

Объективную сторону правонарушения согласно статье 23.1 КоАП в случае невыполнения в установленной законодательством форме требования характеризуют как действия, так и бездействие гражданина, должностного или юридического лица, обязанных представить определенную информацию в орган, ведущий административный процесс, но не представивших ее или представивших неполную, искаженную информацию.

Субъектами административной ответственности данного правонарушения являются граждане, достигшие возраста 16 лет, должностные лица организаций, являющихся юридическим лицом.

Субъективную сторону данных правонарушений характеризует умысел или неосторожность.

Срок давности привлечения к административной ответственности, согласно пунктам 1, 2 части 1 статьи 7.6 КоАП (сроки наложения административного взыскания, предусмотренные статьями 23.1, 23.4 КоАП), за невыполнение в установленный срок законного требования, предписания, представления органа (должностного лица), осуществляющего государственный надзор (контроль), об устранении выявленных нарушений законодательства Республики Беларусь, составляет два месяца со дня истечения срока, установленного в требовании, предписании для исполнения конкретного мероприятия.

Истечение срока давности привлечения к административной ответственности является обстоятельством, исключающим административный процесс (подпункт 3 части 1 статьи 9.6 ПИКоАП).

Органы, должностные лица которых уполномочены составлять протоколы об административных правонарушениях, определены частью 1, пунктом 8 части 2 статьи 3.30 ПИКоАП. Перечень должностных лиц, имеющих право составлять протоколы об админи-

стративных правонарушениях, согласно части 2 статьи 3.29 ПИКоАП РБ утверждается решением соответствующего государственного органа, определенного частью 1, пунктом 8 части 2 статьи 3.30 данного документа. Так, перечень должностных лиц органов Государственного энергетического надзора, имеющих право составлять протоколы об административных правонарушениях, установлен постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь № 27 от 23 июля 2007 года.

В указанный перечень входят:

- Главный государственный инспектор Республики Беларусь по энергетическому надзору (его заместители);
- старшие государственные инспекторы по энергетическому надзору;
- государственные инспекторы по энергетическому надзору.

За период с 2007 по 2012 год государственными инспекторами по энергетическому надзору Гродненской области было составлено 366 протоколов об административных правонарушениях, предусмотренных ст. 23.1 КоАП. В соответствии с подсудностью они были направлены в суд для решения вопроса о привлечении к административной ответственности. Все протоколы были рассмотрены, и виновным (нарушителям) вынесены административные наказания в виде штрафа.

При этом следует отметить, что назначение штрафа за неисполнение предписания не освобождает юридическое лицо (его должностных лиц), индивидуального предпринимателя от его исполнения, а в случае игнорирования предписания с каждой новой проверкой наказание будет увеличиваться вплоть до максимальных пределов штрафа, уведомления вышестоящей организации и органов прокуратуры Республики Беларусь.

Таким образом, представляется более целесообразным обеспечить исполнение предписания в срок, чем выплачивать все увеличивающиеся штрафные санкции и находиться под пристальным контролем государственных органов.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕРВИЧНОГО ТОПЛИВА В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Повышение эффективности использования энергоресурсов – проблема мирового значения, поскольку дальнейшее развитие энергоснабжения традиционным экстенсивным путем, в основе которого лежит наращивание добычи первичных энергоресурсов, наталкивается на ограничения экономического, экологического, технического характера. Альтернативой такому пути развития является энергосбережение, получившее статус ключевой энергетической проблемы современности [1, 2].

В Республике Беларусь многое сделано для решения задач энергосбережения, однако существующие темпы уменьшения энергоемкости ВВП не отвечают требованиям времени. В ближайшей перспективе необходимо обеспечить снижение этого показателя не менее чем в два раза, для чего требуется найти и реализовать максимальный энергосберегающий потенциал, прежде всего в промышленности.

Традиционный подход к снижению энергозатрат, базирующийся на анализе работы отдельных агрегатов, обеспечивает уменьшение потребления энергоресурсов в пределах нескольких процентов. Сегодня этого недостаточно. Необходимо выявить тот максимальный энергосберегающий эффект, который не столько связан с узкими физическими границами теплоиспользующих установок и в ряде случаев с самим предприятием, сколько охватывает зоны сопряжения технологического процесса с внешними объектами. Решение соответствующей задачи связано с переходом к интенсивному энергосбережению, целью которого является достижение максимального результата с использованием системных подходов [3].

Прошедший период совершенствования энергообеспечения можно рассматривать как первый этап энергосбережения. Мероприятия данного этапа характеризуются относительно небольшими инвестициями, ориентированы на подавление рассеяния энергии, определяемое

на основе анализа энергобаланса, и не могут обеспечить достижение поставленной цели. В рамках этого этапа энергетики предприятий, традиционно рассматривающие проблему повышения эффективности с точки зрения подавления рассеяния энергии, недоуменно воспринимают задания по снижению удельных расходов топлива (УРТ) на выпуск продукции, которые доводит предприятиям Департамент по энергоэффективности, поскольку возможности данного этапа энергосбережения исчерпаны и выполнение этих заданий часто остается лишь на бумаге. Без использования системных решений, изменения структуры существующих теплоэнергетических систем промышленных предприятий при сохранении используемых технологий дальнейшее развитие энергосбережения невозможно.

Надо подчеркнуть, что дальнейшее развитие энергосбережения в Республике Беларусь требует привлечения значительных инвестиций для реализации мероприятий, связанных в основном с подавлением потерь эксергии. Соответствующие задачи находятся в зонах сопряжения предприятий и отраслей, а их решение требует системного подхода, объединения усилий министерств по реализации совместных проектов организациями различного подчинения.

Сегодня взят курс на обновление технологий, и это правильно. Дальнейшее откладывание модерниза-

В.Н. РОМАНЮК,
д.т.н., профессор,
главный специалист
РУП «БЕЛТЭИ»,
Д.Б. МУСЛИНА,
магистр технических наук,
инженер РУП «БЕЛТЭИ»,
А.А. БОБИЧ,
магистр технических наук,
инженер РУП «БЕЛТЭИ»,
Н.А. КОЛОМЫЦКАЯ,
магистр экономических наук,
аспирантка БНТУ,
Т.В. БУБЫРЬ,
студентка БНТУ

ции материального производства недопустимо, поскольку основные производственные фонды многих предприятий созданы еще в советские времена и за прошедшие годы износились, а технологии морально устарели. Однако переход к новым технологиям немислим без применения современных подходов к их энергообеспечению. Новое понимание энергообеспечения любой технологии, как энергоемкой, так и неэнергоемкой, требует соответствующего технического задания на разработку проекта модернизации. Например, лишь снижение потребления электроэнергии путем отказа от электропривода крупных потребителей механической энергии (компрессоры, дымососы) дает не менее 20 % системной экономии природного газа (ПГ).

Энергетический комплекс (ЭК) Беларуси имеет специфику, обусловленную доминированием ПГ

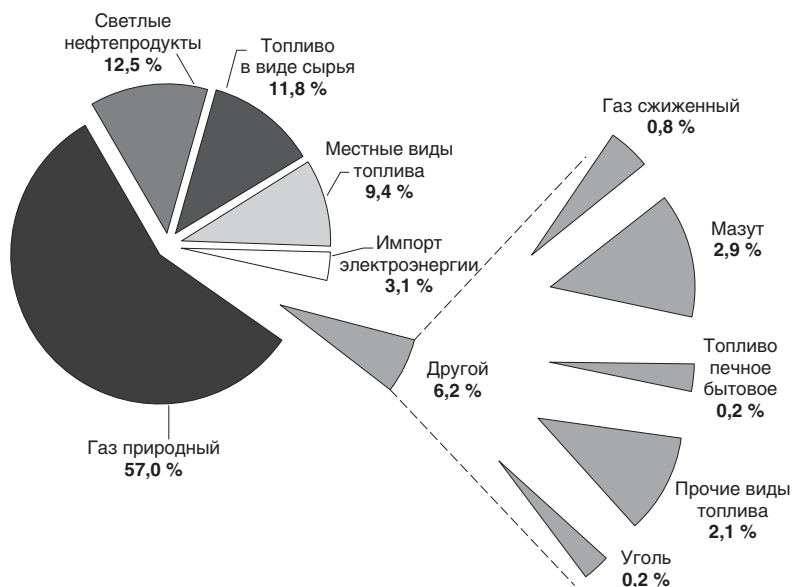


Рис. 1. Структура приходной части энергобаланса Беларуси, 2007 год

в структуре приходной части энергобаланса (рис. 1). С одной стороны, такая особенность является слабостью ЭК, поскольку делает его сильно зависимым от цены газа, с другой – благодаря этому факту республика обладает развитой в широком смысле инфраструктурой газоснабжения, чего нет в большинстве других стран. Отмеченное обстоятельство определяет существование объективных различий в подходах к решению задачи снижения энергоемкости ВВП в Беларуси и странах с неразвитой газовой инфраструктурой (рис. 2–4).

В нашей стране задача снижения энергоемкости ВВП и одновременного уменьшения доли ПГ в приходной части энергобаланса успешно решается прежде всего за счет повышения эффективности использования ПГ без преобладающего наращивания физического потребления МВТ. Учитывая технологии большинства предприятий и указанную специфику ЭК в промышленном производстве Беларуси, на наш взгляд, в обозримом будущем следует ориентироваться на дальнейшее широкое применение ПГ. Такой подход останется актуальным и после ввода в эксплуатацию Белорусской АЭС. Но при этом он должен соответствовать современным представлениям об энерго-

обеспечении теплотехнологий, которые предполагают повышение эффективности использования природного газа в низкотемпературных и среднетемпературных тепловых процессах до 40 % по сравнению с существующим уровнем.

Применение ПГ рационально с ряда точек зрения, несмотря на то что объективно его цена будет расти, что связано с большими затратами на освоение новых месторождений, находящихся, как правило, вне существующей инфраструктуры добычи и транспортировки этого топлива [4–6]. Во-первых, природного газа в мире достаточно (рис. 5). Признано, что при существующих темпах роста энергопотребления запасов ПГ должно хватить на 200 лет. Во-вторых, Беларусь расходует не более 0,5 % мирового потребления ПГ и 0,3 % всех энергоресурсов, и в этой связи изменение данного показателя в стране никак не повлияет на экологическую и энергетическую ситуацию в мире (рис. 6, 7). В третьих, полноценной альтернативы природному газу нет. Кроме того, совершенствование энергообеспечения и снижение энергоемкости ВВП в существующих условиях на базе ПГ является наименее затратным мероприятием. Более того, в конечном итоге такой подход и

приведет к увеличению доли МВТ в энергобалансе страны до требуемых 25 %, сохранит природу страны и облегчит ситуацию с инвестициями.

Что касается местных видов топлива, то их использование целесообразно в зоне, непосредственно примыкающей к местам добычи МВТ, а строительство ТЭЦ, работающих на МВТ, в областных и районных центрах неоправданно ни энергетически, ни экономически. В то же время применение МВТ для энергоснабжения мелких местных потребителей – сельхозпредприятий и т. п. – может вытеснять достаточное количество импортируемых энергоресурсов. Например, для сушки зерна, которую чрезвычайно важно осуществлять в сжатые сроки и непосредственно на сельхозпредприятиях, достаточно 5 % соломы, получаемой при уборке урожая зерновых.

К слову сказать, требуют модернизации и существующие зерносушилки элеваторов и предприятий хлебопродуктов. Осталось без выполнения и соответствующее постановление Департамента по энергоэффективности о переводе к 2011 году многочисленных теплотехнологий сушки на промышленных предприятиях на генерацию сушильного агента (СА) с помощью когенерационных технологий. Можно привести примеры, когда осуществляется обратный переход – от генерации СА за счет использования пара ТЭЦ к прямому сжиганию ПГ. Между тем для обеспечения необходимой температуры СА (100–180 °С) сжигание ПГ нецелесообразно.

В некоторых случаях проектные решения, реализуемые на предприятиях, содержат заведомо не энергоэффективные подходы. Так, на одном из заводов железобетонных изделий, теплотехнология которого использует пар, применены газовые микротурбины, температура выхлопных газов которых не позволяет получить пар требуемых параметров. Поэтому для обеспечения базовой нагрузки установлены паровые котлы прямого сжигания природного газа. Паровые турбины с противодавлением, введенные для улучшения ситуации, создают

иллюзию комбинированной выработки. Такой проект не выдерживает критики.

Мы считаем, что необходимо усилить надзор Департамента по энергоэффективности Госстандарта Республики Беларусь за проектными решениями, реализуемыми на предприятиях. Кроме того, с нашей точки зрения, этот надзор должен носить системный характер и не скатываться к борьбе с рассеянием энергии через ограждающие конструкции.

Системные вопросы энергосбережения, роль и значение которых в современной энергетической политике несоизмеримо больше, чем прежде, сегодня оказались на задворках. Например, в настоящее время тепловые вторичные энергоресурсы (ВЭР) имеются на всех предприятиях, поэтому многие из них, расположенные непосредственно в городах, могли бы участвовать в обеспечении населения теплоэнергией, что привело бы к существенной экономии топлива. Вместе с тем тепловые ВЭР рассеиваются, увеличивая нагрузку на экологию, а теплоснабжение населенных пунктов осуществляется от комбинированных или автономных теплогенерирующих источников, потребляющих соответствующее количество топлива.

Низкая температура тепловых вторичных энергоресурсов сегодня не является препятствием к использованию ВЭР, в том числе и тепловой энергии канализационных стоков, как технологических, так и бытовых. Успешный опыт такого использования уже существует в передовых странах. Наличие абсорбционных тепловых насосов позволяет утилизировать низкопотенциальные тепловые ВЭР с температурами до 20 °С и экономить до 40 % топлива, необходимого для теплоснабжения [7–9]. Требуется лишь наладить должные взаимоотношения между предприятиями и тепловыми сетями как коммунального подчинения, так и принадлежащих энергетикам.

Решение этой глобальной задачи в стране будет означать переход к принципиально новой системе энергообеспечения, находящейся на более высоком уровне, чем существующая, и обеспечит реальный прорыв в снижении энергоемкости ВВП.

Другой важнейшей проблемой энергосбережения, связанной с переходом к новой системе взаимоотношений субъектов хозяйствования, является изменение отношений между промышленными предприятиями и энергосистемой (ОЭС) в области электроснабжения.

Очевидно, что благополучная жизнедеятельность ОЭС связана с успехами предприятий материального производства, роль которых в хозяйстве страны, надо признать, первична. В свою очередь функционирование предприятий связано с усилением их позиций на рынках сбыта за счет снижения себестоимости продукции, в том числе и ее энергетической составляющей, что возможно при переходе к энергетически более совершенному обеспечению производства.

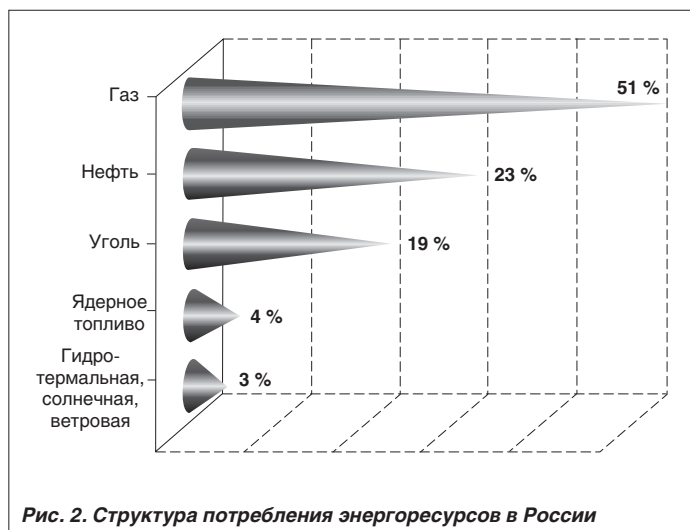


Рис. 2. Структура потребления энергоресурсов в России

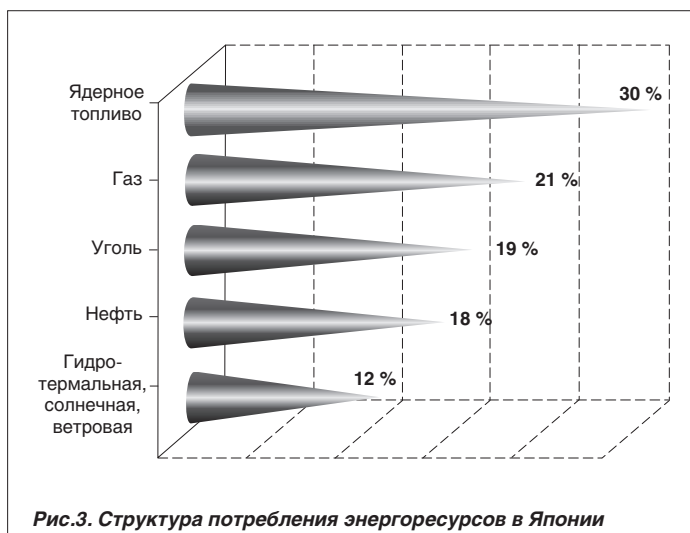


Рис. 3. Структура потребления энергоресурсов в Японии

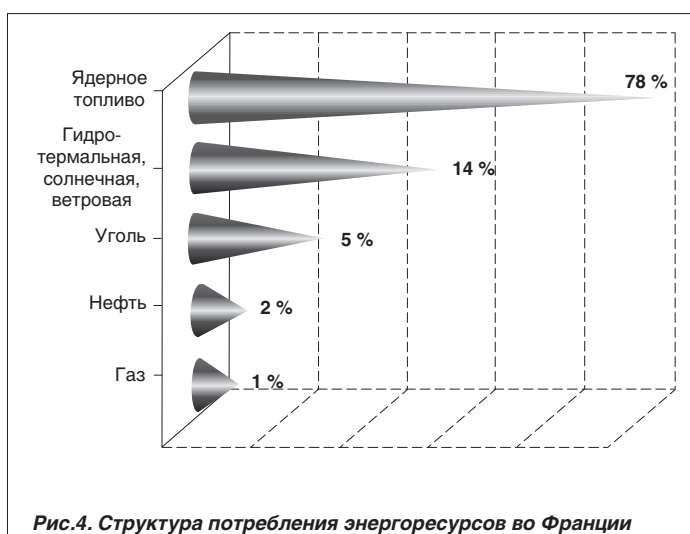


Рис. 4. Структура потребления энергоресурсов во Франции

Известно, что энергетически совершенное теплотехнологическое предприятие материального производства не может потреблять электроэнергию, произведенную раздельным способом на конденсационных

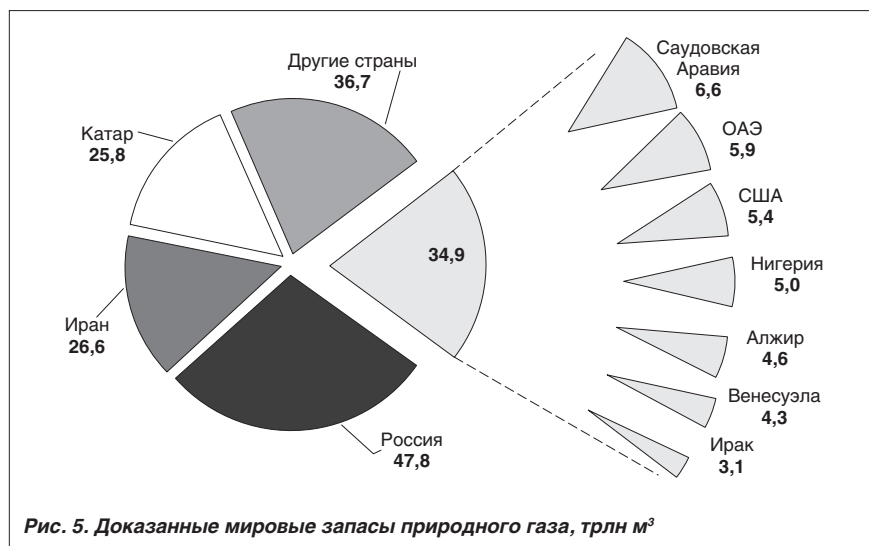


Рис. 5. Доказанные мировые запасы природного газа, трлн м³

тепловых электростанциях (КЭС), а должно иметь комбинированное энергообеспечение [10]. В этом контексте требуется объединение целей и усилий в решении сопряженных задач энергосистемы и промышленных предприятий.

Предприятия системы материального производства объективно не располагают необходимым комплексом условий для решения задачи перехода к совершенному энергообеспечению, прежде всего в связи с отсутствием соответствующих кадров и нацеленностью на обеспечение основного технологического процесса. Данную задачу наиболее целесообразно решать совместно с ОЭС, которая в этом случае на взаимовыгодных условиях берет на себя соответствующий объем работ и инвестиций по созда-

нию когенерационных комплексов на предприятиях и последующей их эксплуатации. Это изменит структуру генерирующих мощностей ОЭС, повысит их маневренность и облегчит решение основополагающей задачи по снижению УРТ.

Одна из главных тенденций в энергетической отрасли связана с неизбежным переходом от паротурбинной к парогазовой технологии при использовании природного газа. Исследования Российской академии наук показали, что наиболее эффективен такой переход для ТЭЦ [11]. Можно добавить, что изменение энергетических характеристик ТЭЦ, обусловленное внедрением парогазовых технологий, приводит к дальнейшему изменению структуры генерирующих мощностей, в которой нет нагрузок для

КЭС, и в этой связи регуляторами генерации становятся ТЭЦ и распределенные мелкие источники.

Обеспечение графика электрических нагрузок – одна из актуальных проблем ОЭС. Экономическая оценка методов регулирования генерации дает неутешительный вывод, общий для всех традиционных методов: требуются значительные инвестиции и неизбежен перерасход топлива, связанный с регулированием генерации [12]. Последний в ОЭС Беларуси сегодня превышает 0,15 млн т у. т. в год. Для обеспечения снижения УРТ необходим поиск в том числе нетрадиционных путей решения задачи обеспечения графиков электропотребления. Одним из таких путей является использование при регулировании генерации электроэнергии распределенных когенерационных источников, суммарная электрическая мощность которых в настоящее время в Республике Беларусь составляет более 0,6 ГВт и в перспективе может превысить 2 ГВт и достичь 3 ГВт [13]. Технологические когенерационные источники работают в течение всего года, что обеспечивает их участие в покрытии графиков потребления и в межотопительный период.

Усиление соответствующей мотивации, переход к гибкой тарифной политике, совершенствование нормативной правовой базы для обеспечения и регулирования совместной деятельности предприя-

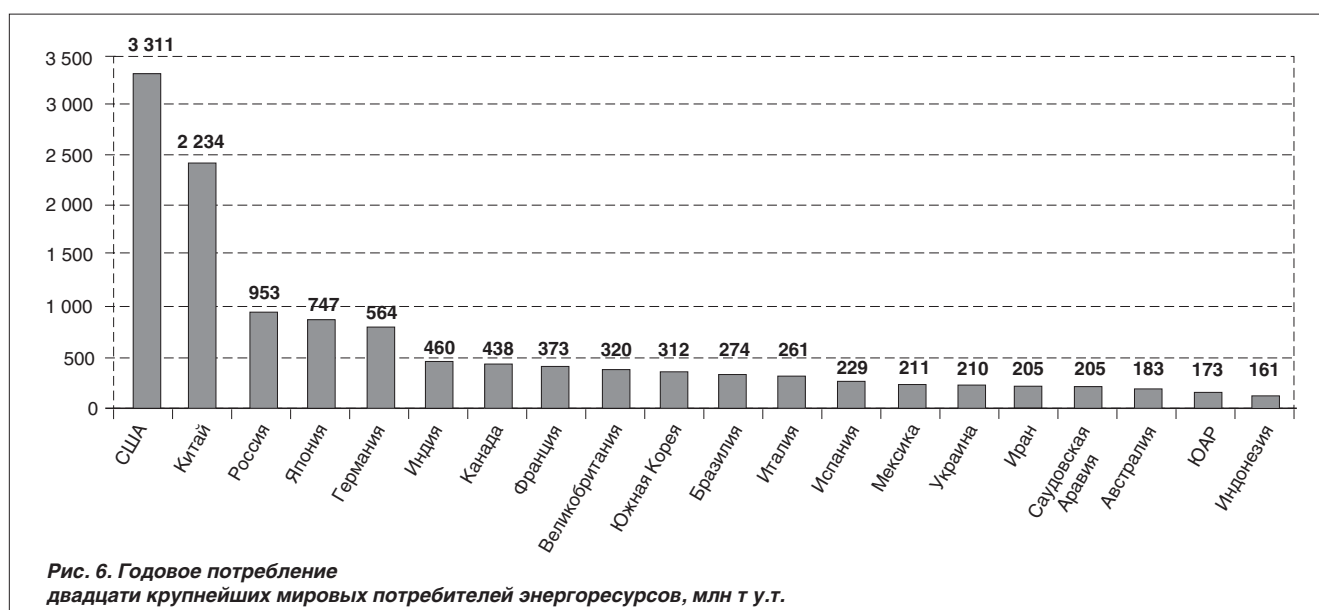


Рис. 6. Годовое потребление двадцати крупнейших мировых потребителей энергоресурсов, млн т у.т.

тий и ОЭС при определяющей роли энергосистемы создадут условия для достижения поставленных целей. Энергетическая и экономическая эффективность регулирования генерации с привлечением технологических когенерационных источников производственных предприятий, например, лишь одной дорожной отрасли не только обеспечивает снижение в стране годового потребления ПГ не менее 1 млн т у. т., но и высвобождает для ОЭС инвестиции в объеме до \$ 1,5 млрд на протяжении до 30 лет после истечения первых четырех лет эксплуатации когенерационных комплексов дорожной отрасли [14].

Другое энергетически и экономически эффективное решение проблемы графиков нагрузки ОЭС связано с изменением использования отборов ТЭЦ. В часы дневных пиков потребления отборы дополнительно загружаются за счет зарядки центральных тепловых аккумуляторов, а в часы провалов потребления электроэнергии вытесняются за счет тех же тепловых аккумуляторов [15].

Как показали расчеты, оба упомянутых способа регулирования генерации ОЭС могут практически обеспечить покрытие графика нагрузок в энергосистеме Беларуси.

Переход к интенсивному энергосбережению связан и с введением энергетического управления на предприятиях. Энергетики в рамках существующих структур предприятий заняты решением текущих проблем эксплуатации и не могут в должной мере заниматься вопросами перспективного совершенствования энергообеспечения производства. Модернизацией энергообеспечения на базе передовых технологий, изменением подхода к энергоиспользованию, мотивацией и вовлечением в процесс энергосбережения всех сотрудников должен заниматься энергетический менеджер, который ко всему прочему должен быть и системным специалистом. Необходимо создание условий для подготовки и становления соответствующих системных специалистов промышленной теплоэнергетики и теплотехнологий.

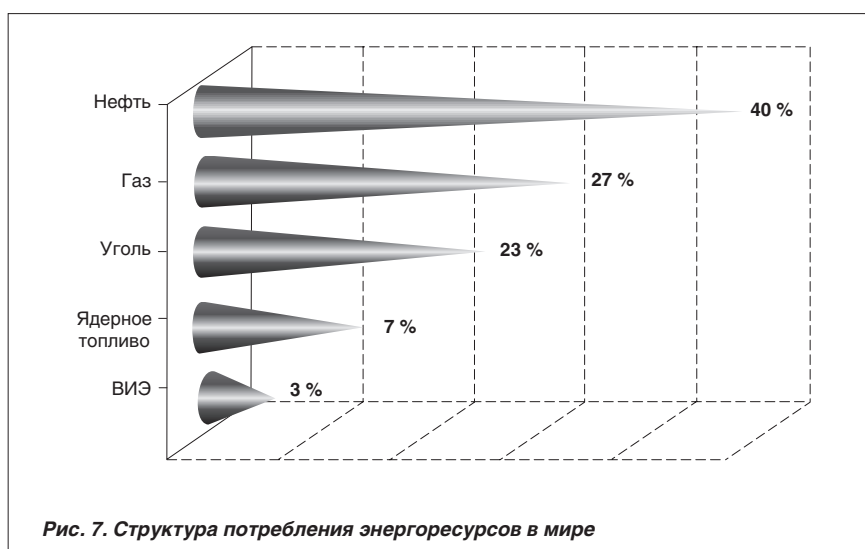


Рис. 7. Структура потребления энергоресурсов в мире

Список литературы

1. Экономика и бережливость – главные факторы экономической безопасности государства: Директива № 3 Президента Республики Беларусь, 14 июля 2007 г. // Нац. реестр правовых актов Респ. Беларусь. – 2007. – № 118668. – 15.06.2007.
2. Михалевич, А.А. Энергетическая безопасность Республики Беларусь: компоненты, вызовы, угрозы [электронный ресурс]: – 2010. – Режим доступа: http://nmnby.eu/pub/0911/energy_security.pdf. – Дата доступа: 26.03.2010.
3. Романюк, В.Н. Интенсивное энергосбережение в теплотехнологических системах промышленного производства строительных материалов: дис. ... д-ра техн. наук: 05.14.04 / В.Н. Романюк; БНТУ. – Минск, 2010. – 365 с.
4. Глава ВР попросил инвестиций в энергетику на 30 триллионов долларов. [электронный ресурс]: TUT. BYІНОВОСТИ. – 2009. – Режим доступа: <http://news.tut.by/150361.html> – Дата доступа: 20.10.2009.
5. Гриценко, А.И. Сценарии развития газодобычи в России. Нетрадиционные источники энергии / А.И. Гриценко // Энергетика России: проблемы и перспективы: тр. науч. сессии РАН: общ. собрание РАН 19–21 дек. 2005 г. / под ред. В.Е. Фортова, Ю.Г. Леонова; РАН. – М.: Наука, 2006. – С. 260–266.
6. Коротаев, Ю.П. Природный газ – доминанта современной и будущей энергетики России и мира / Ю.П. Коротаев. – М.: Нефть и газ, 1996. – 83 с.
7. Романюк, В.Н. Развитие энергосбережения на базе инновационной технологии абсорбционных тепловых насосов / В.Н. Романюк, А.А. Бобич, Д.Б. Муслина, Н.А. Коломыцкая, Т.В. Бубырь, С.В. Мальков // Энергоэффективность. – 2013. – № 2. – С. 28–31.
8. Романюк, В.Н. Абсорбционные тепловые насосы в тепловой схеме ТЭЦ для повышения ее энергетической эффективности / В.Н. Романюк, Д.Б. Муслина, А.А. Бобич, Н.А. Коломыцкая, Т.В. Бубырь, С.В. Мальков // Энергия и менеджмент. – 2013. – № 1. – С. 14–19.
9. Романюк, В.Н. Абсорбционные тепловые насосы в теплоэнергетических системах промышленных предприятий для снижения энергетических и финансовых затрат / В.Н. Романюк, Д.Б. Муслина, А.А. Бобич, Н.А. Коломыцкая, Т.В. Бубырь, С.В. Мальков // Энергия и менеджмент. – 2013. – № 2. – С. 4–9.
10. Шински, Ф. Управление процессами по критерию экономии энергии / Ф. Шински. – М.: Мир, 1981. – 388 с.
11. Попырин, Л.С. Эффективность технического перевооружения ТЭЦ на базе парогазовых установок / Л.С. Попырин, М.Д. Дильман // Теплоэнергетика. – 2006. – № 2. – С. 34–39.
12. Молочко, Ф.И. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС / Ф.И. Молочко, А.Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
13. Романюк, В.Н. Потребление энергии и энергосберегающий потенциал в промышленных теплотехнологиях и теплоэнергетике / В.Н. Романюк, Д.Б. Муслина, А.А. Бобич и др. // Энергетика и менеджмент. – 2011. – № 3. – С. 3–11.
14. Хрусталева, Б.М. К вопросу обеспечения графиков электрической нагрузки энергосистемы с привлечением потенциала энерготехнологических источников промышленных предприятий / Б.М. Хрусталева, В.Н. Романюк, Я.Н. Ковалев, Н.А. Коломыцкая // Энергетика и менеджмент. – 2010. – № 1. – С. 4–11.
15. Романюк, В.Н. Эффективное обеспечение графика нагрузок энергосистемы / В.Н. Романюк, А.А. Бобич, Н.А. Коломыцкая, Д.Б. Муслина, А.В. Романюк // Энергетика и менеджмент. – 2012. – № 1. – С. 11–18.

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ВИБРАЦИИ И МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН COMPASS 6000



Российская инжиниринговая компания ООО «Новатест» представляет интересы датско-германской фирмы «Брюль и Кьер Вибро ГмбХ», которая входит в число ведущих мировых производителей систем вибрационного контроля, мониторинга и диагностики роторного машинного оборудования.

Одной из наиболее успешных разработок фирмы является цифровая стационарная система контроля вибрационного состояния роторных машин типа Compass 6000, которая представляет собой более высокий уровень развития известной системы COMPASS Classic, более 20 лет успешно эксплуатируемой на предприятиях по добыче, транспортировке, переработке нефти и газа, а также по производству электроэнергии, включая атомные, ветровые, тепловые и гидравлические электростанции.

Системы COMPASS Classic эффективно функционируют на ряде электростанций разных стран мира, среди которых Украина, Австрия, Германия, США, Швеция, Китай, Бразилия, Хорватия, Сербия, Болгария, Норвегия, Польша, Испания, Черногория, Чешская Республика и др.

В странах СНГ COMPASS Classic в основном применяются на объектах атомной энергетики, где традиционно требуются исключительная надежность и долговечность систем виброконтроля.



О надежности COMPASS Classic и ее компонентов говорит статистика эксплуатации таких систем на АЭС России. Суммарная наработка измерительных каналов системы составляет более 15 тыс. каналов-лет без единого отказа электронных компонентов аппаратуры верхнего уровня. Традиционно отличное качество и надежность датчиков вибрации производства «Брюль и Кьер Вибро ГмбХ» также определяют высокие эксплуатационные характеристики системы.

Новая система Compass 6000 реализована на платформе аппаратуры VIBROCONTROL 6000 (VC-6000), отвечающей самым современным требованиям по номенклатуре измерений и скорости обработки сигналов как собственных датчиков, так и других систем (например, системы управления оборудованием электростанции). Развитой интерфейс VC-6000 включает в себя передачу результатов измерений по протоколам OPC и MODBUS RS485 в систему управления в виде выходных унифицированных сигналов постоянного тока в формате 4–20 мА. Кроме того, имеется система логически программируемых реле для выполнения функций сигнализации и защиты. Протокол OPC обеспечивает передачу оцифрованных временных реализаций сигналов вибрации заинтересованным клиентам. Буферизированные выходы предоставляют возможность доступа к исходным (необработанным) сигналам для дополнительной обработки внешними анализаторами.

Аппаратная часть VC-6000 системы Compass 6000 функционирует в реальном времени (реакция на событие составляет от 10 до 100 мс), выполняя параллельный сбор и обработку поступающих сигналов с привязкой к единому времени и/или частоте вращения по всем каналам. Обработываемые параметры: абсолютная вибрация корпуса (подшипниковые узлы генератора, турбины, крышки турбины и пр.), относительная вибрация вала, частота вращения/фаза, механические величины (например, осевой сдвиг ротора, тепловое перемещение корпуса и т.д.), тепловые и технологические параметры контролируемой машины и пр.

На аппаратном уровне реализована функция обнаружения низкочастотной вибрации с требуемыми параметрами фильтрации по спаду характеристик.

Система имеет развитые функции самодиагностики состояния программно-технических средств, обладает способностью синхронизировать системное время от внешнего тайм-сервера, снабжена иерархической системой паролей для ограничения доступа к ней с рабочих мест оператора и администратора.

Программное обеспечение системы предоставляет широкие возможности для обзора текущей и архивной информации, а также для архивации событий и данных. Интерфейс обеспечивает удобный доступ к истории машины, что особенно важно в периоды ремонтных кампаний.

Элементы системы Compass 6000 в соответствии с НП-001-97 классифицированы по классу безопасности ЗН и соответствуют требованиям группы исполнения III ГОСТ Р 50746-2000 по устойчивости к воздействующим факторам.

Уровень излучаемых промышленных радиопомех не превышает допустимых норм, предусмотренных ГОСТ Р 51318.22-99.

Compass 6000 относится к категории II по сейсмостойкости в соответствии с НП-031-01 «Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций» (сертификат соответствия № РОСС RU.0001.01АЭ00.10.2262 от 03.12.2012).

Элементы системы Compass 6000, являющиеся средствами измерений, включены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации.

Кроме собственно системы виброконтроля поставляются также вспомогательное оборудование для калибровки датчиков (автоматические системы, портативные и ручные калибраторы), аппаратура и приспособления для монтажа и проверок правильности его выполнения, выполняются работы по шеф-монтажу и обучению персонала.

В 2012 году система Compass 6000 принята в промышленную эксплуатацию на 4-м энергоблоке Калининской АЭС и в опытно-промышленную эксплуатацию на 1-м и 2-м энергоблоках этой станции.

Компоненты COMPASS (измерительные модули и датчики) активно применяются как основа системы вибро-параметрической диагностики главных циркуляционных насосов производства ЦКБМ (г. Санкт-Петербург), установленных на ряде АЭС России, Китая, Индии и Болгарии.

Высокие функциональные характеристики, включая безотказность и долговременную стабильность параметров, значительный опыт эксплуатации на АЭС ряда стран делают систему вибродиагностики Compass 6000 привлекательной для проектов строящихся и модернизации действующих АЭС.

Более подробно с техническими характеристиками оборудования и возможностями его применения можно ознакомиться на сайте ООО «Новатест» – партнера фирмы «Брюль и Кьер Вибро ГмбХ» в Российской Федерации.



ООО «Новатест»

1414001, г. Химки
Московской обл., Ленинский
проспект, 1, корп. 2
Тел/факс: (+7 495) 788-55-23 (24)
e-mail: info@novatest.ru
<http://www.novatest.ru>
<http://bkvibro.com>

УНН 190737866

ОТ ПРОШЛОГО К БУДУЩЕМУ. ВЕХИ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ

К 90-летию Гомельских тепловых сетей

Двадцатые годы прошлого века были временем стремительной смены событий и активных преобразований. Гомельская губерния не стала исключением. 15 июля 1921 года здесь была создана Чрезвычайная комиссия по электрификации, в декабре утвержден проект строительства электростанции в Гомеле, а в начале следующего года на берегу р. Сож начато сооружение электростанции, получившей впоследствии имя «5-й годовщины Октября». 29 апреля 1923 года состоялось открытие первой очереди Гомельской центральной электростанции.

Так 90 лет назад начался отсчет трудовой биографии филиала «Гомельские тепловые сети» РУП «Гомельэнерго», который сегодня является одним из старейших предприятий Белорусской энергосистемы.

В начале прошлого века Гомельская центральная электростанция (ГЦЭ) была оборудована паровым котлом с площадью нагрева 250 м² и турбогенератором мощностью 350 кВт. Первая линия электропередачи высокого напряжения 2,2 кВ проходила от нее до площади Труда. В 1925 году на станции вводится в эксплуатацию второй турбогенератор мощностью 500 кВт, а в 1930-м завершается строительство высоковольтной линии напряжением 35 кВ Гомель – Уваровичи. Пятилетний план строительства Гомельской электростанции персонал выполнил за 2,5 года, и города Гомель и Новобелицы досрочно получили так необходимую им для развития электроэнергию.

К 1936 году мощность станции составила 10 500 кВт. Однако дальнейшее ее развитие было прервано Вели-

кой Отечественной войной. По распоряжению Наркома электростанций СССР в июле 1941 года были демонтированы и эвакуированы вместе с обслуживающим персоналом в Томск три из четырех турбогенераторов станции. Последний поддерживал жизнедеятельность города до августа, также был демонтирован, но вывезти его уже не успели.

Восстановление электростанции началось сразу же после освобождения Гомеля от гитлеровцев – с установки нефтяного двигателя мощностью 16 л. с., к которому был пристроен генератор постоянного тока. В июне 1944 года восстанавливается и включается в работу котел с турбогенератором мощностью 1000 кВт, в 1946-м – котлоагрегаты мощностью 3000 и 4000 кВт, в 1947-м – турбоагрегат фирмы «Сименс-Шукерт»

3000 кВт, тогда же начинается строительство новой топливоподачи. К 1958 году Гомельская электростанция уже имеет установленную мощность 31 000 кВт.

Введение в эксплуатацию в 1958 году 1-й очереди Василевичской ГРЭС круто изменило судьбу Гомельской электростанции: необходимость в выработке электроэнергии на ней отпала. Тогда и было принято решение смонтировать бойлерную установку и построить тепловые сети к потребителям Гомеля. К 1961 году их протяженность составила 917 м, а Гомельская центральная электростанция стала Гомельской теплоэлектроцентралью.

Рост протяженности тепловых сетей в г. Гомеле был настолько значительным, что понадобились струк-

Директор ГТС М.И. Починок и прораб СУ-117 В.И. Гатальский на стройплощадке новой базы Гомельских тепловых сетей, 1999 год





*Рабочие и служащие Гомельской электростанции
им. 5-й годовщины Октября, 1927 год*

турные преобразования. С 1 июля 1969 года из состава Гомельской ТЭЦ выделяется Гомельское предприятие тепловых сетей – «Гомельтеплосеть», а с 1 февраля 1970 года происходит объединение Гомельских тепловых сетей и Гомельской ТЭЦ в одно предприятие – Гомельские тепловые сети.

1980-е стали годами наращивания мощности Гомельских тепловых сетей. В этот период на баланс предприятия передаются Северная и Западная котельные, Гомельская ТЭЦ после демонтажа последней турбины реорганизуется в Центральную котельную, строятся тепловые сети диаметром 1000 мм от Гомельской ТЭЦ-2 к Западной котельной протяженностью 7633 м и насосная станция.

С годами масштаб задач Гомельских теплосетей все возрастал. В 1991 году на предприятии создаются три района тепловых сетей: Центральный, Северный, Западный с включением в их состав котельных. Принимаются на баланс сети микрорайона «Гомсельмаш». Организуется Железнодорожный район тепловых сетей. Завершается формирование единого теплофикационного комплекса г. Гомеля сооружением в 1995 году тепловых сетей диаметром 1000 мм от Гомельской ТЭЦ-2 к Северной котельной протяженностью 16 км.

В новое тысячелетие предприятие вступило с новой ремонтно-эксплуатационной базой, что позволило более рационально организовать работу основных служб: создаются токарно-фрезерный участок, участок резки металла, стационарный сварочный пост, участок ревизии запорной арматуры и набивки компенсаторов. Служба механизации и транспорта получила современную АЗС, гаражи на 60 автомобилей, мойку. В службе электрохозяйства организуются участок по перемотке электродвигателей и лаборатория электрических измерений. Не обошлось без новшества: на территории новой базы была смонтирована и запущена в работу стационарная установка по окраске трубопроводов лю-

бых диаметров. Теперь на объекты, где проводились ремонтные работы, трубы поступали тщательно подготовленными, с нанесенным прочным антикоррозионным покрытием.

Еще одной важной вехой в истории Гомельских тепловых сетей стало введение в эксплуатацию в 2004 году на Центральной котельной турбины Р-6/35/5М с генератором Т-6-2УЗ установленной мощностью 6,0 МВт. Это событие позволило более рационально использовать пар, производимый котельной, и дополнительно вырабатывать свыше 14 млн кВт·ч электроэнергии в год. Центральная котельная вновь преобразуется в Гомельскую ТЭЦ-1.

Следует отметить, что отличительной чертой предприятия является стремление к использованию в производственной деятельности современных технологий. Например, для своевременного выявления слабых мест в функционировании оборудования и снижения затрат на проведение ремонтных работ Гомельские тепловые сети первыми в республике внедряли и активно используют систему комплексной диагностики трубопроводов тепловых сетей, основанную на физических процессах эмиссии акустических сигналов локальными элементами стенки трубы. Специалисты специально созданной службы неразрушающего контроля и технической диагностики (СНК и ТД) при помощи приборов «Коршун» и «Курсар» осуществляют диагностику состояния трубопроводов, с большой точностью выявляя места повреждений тепловой сети. Для определения местоположения и глубины залегания подземных коммуникаций (силовых и сигнальных кабелей, трубопроводов и любых других протяженных предметов) используется трассопоисковый комплект «Абрис 24».

В 2003 году в Гомельских тепловых сетях была принята в эксплуатацию система АСУ ТП. Ее внедрение предоставило ряд новых возможностей, в том числе контроль за гидравлическим и тепловым режимом



*Молодежная бригада на восстановлении
Гомельской электростанции, 1944 год*

тепловых сетей диспетчером и персоналом сетевых районов, оперативное выявление теплотрасс с возможными аварийными утечками и несанкционированным отбором теплоносителя, локализация мест возможных утечек теплоносителя на участках транзитных теплотрасс, контроль состояния запорной арматуры и дистанционное управление электрифицированными задвижками с диспетчерского щита, контроль и дистанционное регулирование режима подмеса обратной сетевой воды на ЦТП и др. Многие примененные решения в то время не имели аналогов в энергосистеме.



Обслуживание блочно-модульного ЦТП

В развитие концепции АСУ ТП ведется большая работа по оснащению тепловых узлов современными приборами учета и электронными системами регулирования с применением программного обеспечения MX SCADA и контроллеров MITSUBISHI, так как они позволяют наиболее простым путем связать и адаптировать в общую систему разные типы установленных приборов учета и устройств регулирования. Данные передаются по каналам радиорелейной, радио- и GSM-модемной связи.

Но этого сегодня уже недостаточно – ставится и решается задача внедрения средств сбора, переработки и передачи информации о состоянии не только трубопроводов, но

и всего оборудования, то есть расширение возможностей средств телемеханизации по мониторингу состояния теплосетей и всех наших объектов (павильонов, тепловых узлов, насосных станций, энергоисточников) продолжается.

В 2008 году Гомельские тепловые сети в ходе реконструкции центральных тепловых пунктов впервые в энергосистеме применили еще одно новшество. Для обеспечения временного теплоснабжения потребителей в период ремонтных работ был приобретен передвижной тепловой пункт в блочном исполнении (в контейнерах), собранный фирмой ELECTROTHERMEX.

Два контейнера, установленных на свободной площадке возле реконструируемого ЦТП, после проведения необходимых подготовительных работ подключаются через временные трубопроводы к существующим тепловым сетям и водопроводу. Такая технология позволяет выполнять работы на ЦТП без отключения потребителей в течение всего года.

Сегодня Гомельские тепловые сети – это современное, технически хорошо оснащенное предприятие. В его состав входят Гомельская ТЭЦ-1, четыре сетевых района – Центральный, Северный, Западный и Сельмашевский, пиковые водогрейные котельные «Северная» и «Западная», пять насосных станций, а также тепловые сети общей протяженностью около 432 км (в том числе более 226 км – магистральные), из них около 133 км – предварительно изолированные трубопроводы. Общая установленная мощность теплоисточников (по горячей воде) составляет 945 Гкал/ч, установленная электрическая мощность ТЭЦ-1 – 6 МВт.

В 2011 году начался новый этап в жизни Гомельских тепловых сетей – строительство новой тепломагистрали Ду 500 от ТЭЦ-1 до ул. Ленинградской через р. Сож. Уже в этом году планируется подключение значительной части потребителей Новобелицкого района к системе централизованного теплоснабжения.

Такое расширение зоны обслуживания вкупе с планируемым монтажом на Гомельской ТЭЦ-1 парогазовой установки общей мощностью 35 МВт позволит за счет дополнительной выработки дешевой электроэнергии получать экономию топлива по региону в объеме более 20 тыс. т у.т. ежегодно. Специалистами ведущего в энергетике проектного института РУП «БелНИПИэнергопром» разработан проект по реконструкции Гомельской ТЭЦ-1, предусматривающий внедрение газотурбинной установки ГТУ-25 с котлом-утилизатором и дополнительной паротурбинной установкой, способной работать на выхлопе существующей турбины. Государственной программой развития Белорусской энергосистемы предусмотрен ввод парогазовой установки в эксплуатацию в 2015 году. К этому проекту проявил интерес Международный банк реконструкции и развития: принято решение о выделении РУП «Гомельэнерго» кредита под сооружение ПГУ-35 в Гомельских теплосетях.

Одним из главных приоритетов для руководства Гомельских тепловых сетей является создание безопасных и комфортных условий труда для работников предприятия. «Сначала обеспечить, затем требовать» – этот принцип давно действует на предприятии. В необходимом объеме приобретаются современные средства защиты, приспособления, учебные пособия. Гордостью филиала стал класс охраны труда и безопасности дорожного движения, оборудованный с использованием современных компьютерных технологий в соответствии с последними образовательными методиками. Молодые рабочие с удовольствием приобретают новые знания и навыки с помощью интерактивных тренажерных программ, которые способствуют более быстрому и качественному усвоению материала.

Забота о персонале, создание комфортных и безопасных условий труда в сочетании с требовательностью и строгим контролем за безусловным выполнением всех норм и правил приносят свои плоды. За последние годы в филиале не зарегистрировано ни одного несчастного случая на производстве. Гомельские тепловые сети неоднократно становились победителем смотров-конкурсов на лучшую организацию работы по охране труда, проводимых ГПО «Белэнерго» (2007 и 2011 годы), и на лучшую организацию работы по охране труда среди филиалов РУП «Гомельэнерго» (2004, 2007, 2008 годы).

5 ноября 2007 года филиалу «Гомельские тепловые сети» – первому среди предприятий энергетики ГПО «Белэнерго» – выдан сертификат соответствия системы управления охраной труда при производстве, распределении и выдаче тепловой энергии в соответствии с требованиями СТБ 18001.

Все успехи и достижения предприятия были бы невозможны без активного и добросовестного труда его персонала – рядовых работников, специалистов и руководителей. Сегодня в филиале работает немногим более 700 человек, и среди них нет случайных людей.

Одним из свидетельств стабильности Гомельских тепловых сетей являются трудовые династии энергетиков, воплощающие в себе не только крепость семейных уз,



Проводится капитальный ремонт теплотрассы

но и преемственность поколений, и любовь к предприятию и отрасли. Работники ГТС щедро делятся с подрастающим поколением профессиональным опытом, а молодые кадры, в свою очередь, с честью занимают места уходящих на заслуженный отдых ветеранов, стремясь не уронить авторитет своей фамилии, доказать собственную состоятельность.

Таким образом, традиции, заложенные еще в начале прошлого века, бережно передаются из поколения в поколение. При этом предприятие ориентируется в своей деятельности на все новое и передовое. Возможно, благодаря этому, а также продуманной кадровой политике Гомельские тепловые сети избежали серьезных проблем, связанных с массовым оттоком специалистов и опытных рабочих, а значит, у филиала есть будущее. Ведь высокая квалификация, опыт и профессионализм всегда были и остаются залогом успешного развития любого предприятия.

В заключение хочется отдать дань глубокого уважения всем, кто руководил предприятием с момента образования Гомельской центральной электростанции до наших дней, в особенности Михаилу Иосифовичу Починку, ныне заместителю председателя Постоянной комиссии Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь по промышленности, топливно-энергетическому комплексу, транспорту и связи, возглавлявшему Гомельские тепловые сети на протяжении более чем 20 лет. Это его девиз «Качество во всем!» стал девизом нашего предприятия.

**В.В. Бусел, начальник ПТО филиала
«Гомельские тепловые сети»
РУП «Гомельэнерго»**

ГЛАВНЫЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ – МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

*По итогам Белорусского
промышленного форума – 2013*



С 15 по 18 мая 2013 года в г. Минске в 17-й раз прошел Белорусский промышленный форум. Это мероприятие получило широкую известность не только в нашей республике, но и за ее пределами, и стало значимым событием в экономической жизни. Насыщенная программа форума позволила продемонстрировать его участникам и гостям экономический, технический, технологический и научный потенциал Республики Беларусь, что особенно важно для формирования благоприятного инвестиционного имиджа страны в условиях модернизации и технического перевооружения предприятий.

Форум для республики имеет очень важное значение именно сейчас, когда страна приступила к масштабной модернизации экономики. Об этом на открытии мероприятия говорил заместитель Премьер-министра Республики Беларусь П.П. Прокопович. Он отметил, что практически все отечественные предприятия уже включены в процесс обновления производства, более 5 тыс. из них имеют программу по реконструкции и начали ее реализацию, еще 20–25 % готовятся к модернизации, разрабатывают проектно-сметную документацию, бизнес-планы, кредитные линии и в ближайшие 2–3 месяца планируют начать выполнение своих проектов. Комплексная модернизация экономики всей страны подразумевает не только техническое перевооружение производственных фондов (применение новейших технологий в промышленности, достижений науки), но и экономическую модернизацию, внедрение самых совершенных систем управления, что будет способствовать повышению конкурентоспособности продукции по цене и качеству.

П.П. Прокопович, в частности, подчеркнул: «Будущее мировой экономики – в возобновляемых видах

энергии. Это и наша перспектива, поэтому, решая вопросы модернизации на каждом отдельном предприятии, мы не можем обходить и эти проблемы». Вице-премьер отметил, что энергоэффективность, энерго- и ресурсосбережение – единая задача, которую решает Беларусь при осуществлении комплексной модернизации.

За годы своего существования Белорусский промышленный форум стал крупнейшим смотром последних достижений в сфере энергоэффективных, экологических технологий и наукоемкой продукции. Его проведение неизменно способствует расширению выпуска высокотехнологичной и конкурентоспособной продукции в стране, освоению современного оборудования, развитию международной кооперации и привлечению инвесторов.

В нынешнем году форум объединил на своих площадях экспозиции предприятий и организаций в области науки, промышленности, энергетики, энергоэффективности и нанотехнологий. В целом в работе Белорусского промышленного форума – 2013 приняли участие более 200 предприятий, фирм и компаний, представителей деловых кругов 12 зарубежных стран.

В настоящее время в нашей стране огромное внимание уделяется работе над проектами по модернизации традиционных секторов промышленности, развитию

топливно-энергетического комплекса, созданию высокотехнологичных и наукоемких производств. Эти тенденции и определили тематические приоритеты Белорусского промышленного форума – 2013. Экспозиция **17-й международной выставки «БелПромЭнерго»** была сформирована по пяти основным направлениям:

- **ПРОМЭКСПО** – промышленные технологии и продукция машиностроения, приборостроения, металлургии, электротехнической, оптико-механической, электронной промышленности;
- **ПРОМЭНЕРГО** – промышленные технологии топливно-энергетического комплекса;
- **ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ** – энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии в промышленности, энергетике, строительстве, городском и жилищно-коммунальном хозяйстве;
- **НАУКА И ИННОВАЦИИ** – научно-исследовательские и конструкторские разработки, инновационные проекты;
- **СВАРКА И РЕЗКА** – оборудование и технологии, инструменты и приспособления для сварки и резки.

На выставке «БелПромЭнерго» были продемонстрированы новейшие достижения в области промышленности, энергетики и возобновляемых источников энергии.

Министерство энергетики Республики Беларусь было представлено предприятиями и организациями, входящими в его структуру. Среди них ГПО «Белэнерго», РУП «Белгазтехника», ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», РУП «Белэлектромонтажналадка», ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ», ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры», ОАО «Центроэнергомонтаж».

Экспозиция объединенного стенда ГПО «Белэнерго» и журнала Минэнерго «Энергетическая стратегия» представила вниманию посетителей новейшую информацию о функционировании энергосистемы, сравнительную характеристику показателей хозяйственной деятельности отрасли, перечень основных инвестиционных проектов, реализовать которые планируется до 2016 года, а также основные итоги инвестиционной деятельности ГПО «Белэнерго» за 2012 год. Кроме того, были презентованы новые нормативные правовые и нормативные технические документы.

Традиционно ключевым событием **16-го международного симпозиума «Технологии. Оборудование. Качество»** стало проведение пленарного заседания «Инновационное развитие экономики, Энергоэффективность. Качество», на котором были обсуждены такие актуальные вопросы, как резервы повышения энергоэффективности в Республике Беларусь, коммерциализация научно-технических разработок, выполненных в рамках государственных научно-технических программ и государственных программ научных исследований и др.

В рамках симпозиума также прошли секционные заседания по важнейшим тематическим направлениям форума: «Инженерия поверхности и защитные покрытия», «Промышленный B2B маркетинг: эпоха перемен», «Сварка и родственные технологии» и др.



Внимание многих участников форума привлек семинар «Проектирование объектов электроэнергетики и перспективы совершенствования этой работы», в ходе которого рассматривались вопросы совершенствования нормативной базы в области проектирования электросетевых и теплоэнергетических объектов, распределительных сетей 0,4–10 кВ, организации проектирования на объектах комплексного строительства под ключ. Выступившие на нем обсудили опыт разработки, внедрения и перспективы эксплуатации котлов малой и средней производительности с циклонно-слоевыми топками и топками кипящего слоя производства РУП «Белоозерский электромеханический завод», проблемы применения электротехнического оборудования отечественного производства, разработанного специалистами РУП «Белэлектромонтажналадка», для обеспечения надежности электроснабжения промышленных предприятий, ознакомились с практикой проектирования объектов энергетики в Гродненской энергосистеме.

Особый интерес участников Белорусского промышленного форума вызвала **3-я биржа субконтрактов в промышленности**, в которой приняли участие более 20 заявок предприятий (контракторов) на поставку комплектующих, узлов и деталей. Необходимо отметить, что проведение данного специализированного мероприятия каждый раз приносит ощутимые результаты, главный из которых – содействие развитию кооперационных связей между крупными промышленными предприятиями и малыми, средними субъектами хозяйствования.

Одним из самых захватывающих событий Белорусского промышленного форума – 2013 стал **9-й Республиканский конкурс сварщиков**, в котором соревновались 170 лучших представителей сварочного производства. Это состязание высококвалифицированных специалистов не только доставило эстетическое удовольствие зрителям, но и позволило продемонстрировать новейшие достижения в области сварочных технологий, оборудования, материалов, оснастки и инструмента, послужило новым импульсом в совершенствовании школы высшего сварочного мастерства и способствовало выявлению лучших из лучших в данной сфере.

Среди призеров конкурса – специалисты предприятий и организаций Минэнерго. В номинации «Ручная дуговая



сварка» победил А.В. Булыга (ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»), второе место занял Ю.В. Дулуб (ПРУП «МИНГАЗ»). Вторым в номинации «Механизированная сварка» стал С.Н. Силук (филиал «Белоозерскэнерго» РУП Брестэнерго), третьим в номинации «Аргонодуговая сварка» – Р.В. Корхов (ОАО «Белэнерго-ремналадка»). По итогам состязания каждый участник получил сертификат, а победители – ценные призы.

Впервые в программу форума был включен конкурс молодых сварщиков, в котором соревновались 40 учащихся средних специальных учебных заведений из всех областей республики.

В рамках выставки «БелПромЭнерго» состоялась защита конкурсных проектов **10-го Международного конкурса энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования**. Вниманию конкурсной комиссии было предложено 56 проектов от 46 организаций по 4 номинациям:

- «Промышленные технологии и продукция машиностроения, приборостроения, металлургии, электротехнической, оптико-механической, электронной промышленности»;
- «Промышленные технологии топливно-энергетического комплекса»;
- «Энергоэффективные и ресурсосберегающие технологии в промышленности, энергетике, строительстве, городском и жилищно-коммунальном хозяйстве»;

- «Научно-исследовательские и конструкторские разработки, инновационные проекты».

В номинации «Промышленные технологии топливно-энергетического комплекса» победителем признано ОАО «Белэнерго-ремналадка» за разработку проекта «Промышленные установки очистки воды для предприятий энергетического комплекса, промышленности, жилищно-коммунального хозяйства», второе место присуждено РУП «БЕЛТЭИ» за разработку проекта «Контактно-поверхностный водонагреватель».

В ходе официальной церемонии закрытия форума состоялось награждение победителей 10-го Международного конкурса энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования и 9-го Республиканского конкурса сварщиков.

В завершение церемонии прошел брифинг с участием Первого заместителя Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко, который поблагодарил всех участников Белорусского промышленного форума за проделанную работу и выразил уверенность, что это событие придаст мощный импульс дальнейшему сотрудничеству предприятий и организаций, а также привлечению в республику иностранных инвестиций.

Благодаря тому, что Белорусский промышленный форум имеет межотраслевой характер, его проведение способствует внедрению новейших технологий не только в промышленности, но и в других областях экономики, помогает продвижению инновационных достижений мирового уровня в экономическую и научно-технологическую сферы страны.

Форум внес значительный вклад в расширение деловых и партнерских контактов, создание благоприятного инвестиционного климата, укрепление международных экономических связей, способствовал активизации научно-технического сотрудничества. Каждый день его работы был насыщен переговорами, техническими консультациями и презентациями, а одним из самых значимых его итогов стало подписание десятков коммерческих контрактов и соглашений с зарубежными компаниями и фирмами.

Елена МОИСЕЕВА



СТРАТЕГИЯ ПАРТНЕРСТВА – УКРЕПЛЕНИЕ ЭКОНОМИК ДВУХ СТРАН

*По итогам VII Национальной выставки
Республики Беларусь в Республике Казахстан*

С 5 по 8 июня в г. Астане проходила VII Национальная выставка Республики Беларусь в Республике Казахстан «БеларусьЭКСПО-2013», которая стала крупнейшей за всю историю проведения национальных мероприятий Беларуси в Казахстане. В выставке приняли участие представители органов государственного управления, деловых кругов Беларуси и Казахстана, а также дипломатического корпуса, аккредитованного в стране.

Национальная выставка Республики Беларусь в Казахстане «БеларусьЭКСПО» внесла существенный вклад в развитие торгово-экономических, культурных и научно-технических связей двух республик. Создание Таможенного союза и Единого экономического пространства позволило значительно улучшить качественное содержание белорусско-казахстанского торгово-экономического сотрудничества. За последние два с половиной года товарооборот между странами вырос на 15 % и составил \$ 1 млрд. В 2013 году позитивная динамика развития взаимной торговли сохраняется.

Сегодня на территории Казахстана функционируют 13 сборочных производств белорусской карьерной, шахтной и нескольких видов прицепной сельскохозяйственной техники, тракторов, зерноуборочных комбайнов, двигателей, пресс-подборщиков, лифтов, коммунальных машин. Значительно расширился ассортимент поставляемых на казахстанский рынок белорусских промышленных, сельскохозяйственных и потребительских товаров, основу которых составляют продукты питания, сельскохозяйственная техника и мебель. Из Казахстана импортируются продукция металлургической промышленности, пшеница, смешанные удобрения, нефтепродукты.

Более 260 предприятий и организаций Республики Беларусь продемонстрировали на «БеларусьЭКСПО-2013» широкий спектр отечественных промышленных и продовольственных товаров, научно-технологических разработок и образовательных услуг. Общая площадь экспозиции составила более 2 тыс. м².

Участие в мероприятиях выставки приняла белорусская делегация во главе с заместителем Премьер-министра Беларуси, председателем белорусской части Межправительственной белорусско-казахстанской комиссии по торгово-экономическому сотрудничеству М.И. Русым. В состав делегации также вошли представители руководства министерств промышленности, сельского хозяйства, архитектуры и строительства, концерна «Белнефтехим», Государственного комитета по науке и технологиям, Минского и Гродненского облисполкомов.

В ходе церемонии открытия выставки М.И. Русый подчеркнул, что сегодня, в условиях Таможенного союза и Единого экономического пространства, основная цель как белорусских, так и казахстанских предприятий – адаптироваться на рынках друг друга, создать дополнительные рабочие места и укреплять экономики наших стран. Беларусь заинтересована в углублении кооперационных связей в различных отраслях, создании новых совместных предприятий, расширении спектра выпускаемой продукции, отметил заместитель Премьер-министра.

Электроэнергетика на выставке была представлена экспозицией ГПО «Белэнерго». Информационное сопровождение экспозиции осуществляли специалисты филиала «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго». Вниманию гостей и участников мероприятия была предложена развернутая информация о производственном потенциале и инвестиционных возможностях предприятий и организаций объединения, в том числе ОАО «Белэнергоремналадка», РУП «Светлогорский завод железобетонных изделий и конструкций»,



ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», РУП «Белэнергострой», ОАО «Западэлектросетьстрой». На стенде также был представлен отраслевой научно-практический журнал Минэнерго «Энергетическая стратегия», публикации которого позволили более детально ознакомиться с процессами, происходящими в энергетической отрасли Республики Беларусь.

В рамках мероприятия стенд ГПО «Белэнерго» посетили представители посольства Республики Беларусь в Казахстане, в том числе Временный поверенный посольства О.В. Морозов. Он детально ознакомился с экспозицией стенда и выразил уверенность, что участие в выставке даст импульс развитию взаимовыгодного сотрудничества Беларуси и Казахстана в сфере энергетики. Гостям был передан пакет информационных материалов о мероприятиях и организациях отрасли, представленных на стенде.

Интерес к сотрудничеству с предприятиями белорусской энергосистемы проявили энергетические, научно-исследовательские, промышленные, транспортные, информационные, консалтинговые и другие организации и предприятия Казахстана. Среди них ТОО «АЛН», ЭССНТ, Ataken-Expo, Мангистауский атомно-энергетический комбинат, акционерное общество «Самрук-Энерго», системный оператор электроэнергетической системы Казахстана компания KEGOC, Мойнакская ГЭС, консалтинговая фирма «Даму», Государственная техническая служба Министерства транспорта и коммуникаций Казахстана, агрофирма Akas LCC, PG Communications, компания Chernocvetmet, TC-online, АО «Астанаэнергосервис», китайская компания XinJiang Gen Rui, компания «Спецэлектро» и др. Внимание представителей этих организаций привлекла, в частности, продукция Белоозерского энергомеханического завода, Светлогорского завода ЖБИК, а также белорусский опыт в сфере производства ВЭУ, строительства опор, закупок энергооборудования, его ремонта и обслуживания, проведения международных выставок, оказания консалтинговых услуг, организации тендеров.

В рамках выставки «БеларусьЭКСПО-2013» в г. Астане состоялись заседания специализированных круглых столов и семинаров. Представители белорусских предприятий провели встречи и переговоры с потенциальными партнерами, в ходе которых были заключены договоры на поставку белорусской продукции в Казахстан.

По итогам VII Национальной выставки Республики Беларусь в Республике Казахстан Министерство энергетики Республики Беларусь и ГПО «Белэнерго» за активное участие в мероприятии награждены дипломами Министерства торговли и Совета Министров Республики Беларусь.

Дипломами участников выставки отмечены организации ГПО «Белэнерго»: ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», ОАО «Светлогорский завод железобетонных изделий и конструкций», ОАО «Белэнергоремналадка», РУП «Белэнергострой» и ОАО «Западэлектросетьстрой», филиал «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго».

Выставка вызвала большой интерес у специалистов и предпринимателей Казахстана, а продукция белорусских производителей пользовалась огромным спросом у посетителей. Это масштабное мероприятие позволило укрепить положительный имидж республики, содействовало дальнейшему развитию деловых отношений между белорусскими и казахстанскими субъектами хозяйствования, кооперационных связей в области научных исследований и сфере образования, повышению информированности общественности Казахстана о культурной жизни и традициях белорусского народа и в целом расширению стратегического партнерства и развитию взаимовыгодного сотрудничества между Беларусью и Казахстаном.

Елена МОИСЕЕВА



РАЗРАБОТКА ДУГОВОЙ ЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ 0,4–35 КВ

В рамках Государственной научно-технической программы «Разработка и освоение методов, технологий, оборудования и систем, обеспечивающих эффективное и устойчивое функционирование топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь» (ГНТП «Энергетика-2005», «Энергетика-2010», «Энергетика-2015») проведены разработка и организация производства терминалов защиты по напряжению и частоте МР 600, направленной защиты со свободно программируемой логикой МР 741 (ТЗЛ), дифференциальной защиты трансформатора МР 801 (УДЗТ) («Энергетическая стратегия», 2009, № 4; 2010, № 6). В настоящее время завершена разработка, освоено производство и начато внедрение терминала электродуговой защиты (ТЭЗ) комплектных распределительных устройств 0,4–35 кВ.

Дуговое короткое замыкание (КЗ) – вид тяжелого повреждения электрической сети, которое является причиной существенных повреждений оборудования и травм персонала. Оно сопровождается выделением большого количества тепла, приводит к горению металла, выделению токсичных газов и, как следствие, нарастанию давления в отсеках ячейки. Давление может достигать значительных величин, создавая усилия, достаточные для того, чтобы выбить двери ячейки. Ультрафиолетовое и инфракрасное излучения, возникающие при горении электрической дуги, представляют опасность для глаз и кожи человека. Воздействие дуги напряжением 10 кВ в течение 150 мс может привести к

горению оболочки кабеля, в течение 200 мс – к плавлению меди, в течение 250–300 мс – к плавлению стали.

По принципу действия максимальная токовая защита имеет задержку времени не менее 300 мс, логическая защита шин – 200–250 мс. Для дуговых замыканий такие задержки слишком велики и не обеспечивают сохранность дорогостоящего оборудования. Свести к минимуму негативное воздействие дуги позволяет дуговая защита, собственное время срабатывания которой с учетом внешнего пуска по току не превышает 60 мс.

Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.01.2.104-07 устанавливает нормы проектирования электрической части подстан-



М.С. ЛОМАН,
ведущий инженер
РУП «Белэлектромонтажналадка»

ций переменного тока и определяет необходимость выполнения дуговой защиты в ячейках КРУ 6–10 кВ. Стандарт ОАО «ФСК ЕЭС» (Российская Федерация) СТО 56947007-29.240.10.028-2009 также требует выполнения дуговой защиты в распределительных устройствах (РУ) 6–35 кВ.

На энергетических объектах Республики Беларусь в основном применяются устройства дуговой защиты российского производства. Создание отечественной системы дуговой защиты позволит экономить валютные средства, а также оперативно осуществлять сервисное и гарантийное обслуживание.

Назначение и состав системы

Разработанная на предприятии РУП «Белэлектромонтажналадка» микропроцессорная дуговая защита ТЭЗ предназначена для защиты ячеек КРУ, КСО электрических подстанций 0,4–35 кВ от коротких замыканий, сопровождаемых открытой электрической дугой.

Дуговая защита ТЭЗ построена на базе двух устройств: головного терминала ТЭЗ-24 и модуля датчиков оптических МДО-1 (рис. 1).

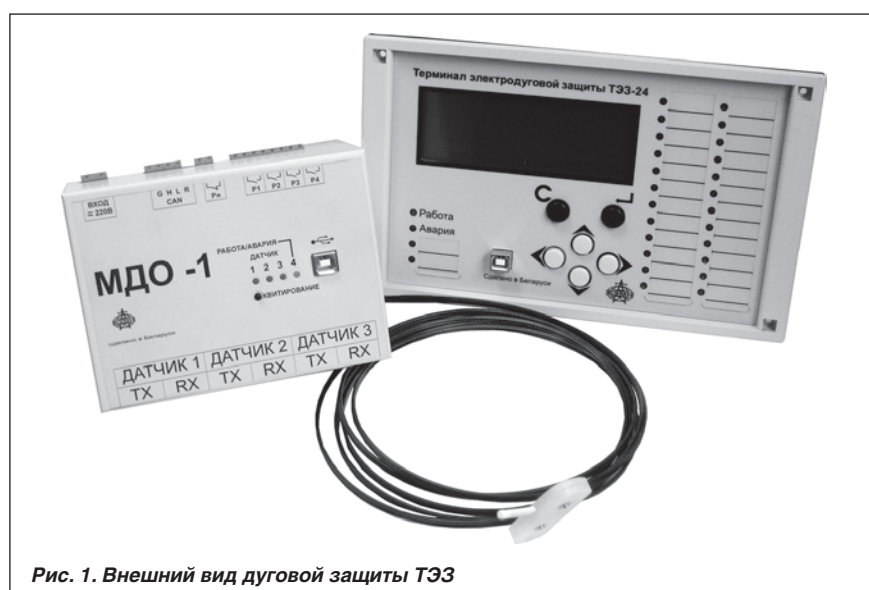


Рис. 1. Внешний вид дуговой защиты ТЭЗ

Головной терминал ТЭЗ-24 позволяет связать в распределенную систему до 24 модулей МДО-1 по цифровому каналу CAN. ТЭЗ-24 реализует следующие функции:

- контроль работы оптических датчиков дуги и пусков по току при помощи шести дискретных входов;
- определение поврежденного участка и выдача команд на его отключение;
- индикация и регистрация срабатывания или неисправностей системы дуговой защиты;
- контроль исправности канала CAN-связи.

Технические характеристики ТЭЗ-24 представлены в таблице.

Модуль МДО-1 позволяет подключать до трех оптоволоконных датчиков и имеет четыре твердотельных реле с коммутационной способностью до 2 А постоянного или переменного тока. МДО-1 может работать как локально, так и в системе с головным модулем ТЭЗ-24. В локальном режиме любой датчик или любая комбинация датчиков по логике «ИЛИ» может быть выведена на любое реле.

В режиме работы в системе МДО-1 осуществляет выдачу информации о работе оптических датчиков на головной терминал, а также прием команд на отключение выключателя ячейки. Модуль позволяет контролировать целостность оптоволоконных датчиков при помощи тестовых светодиодов. Для обеспечения селективной работы ТЭЗ каждому МДО-1, работающему в распределенной системе,

Технические характеристики ТЭЗ-24

Параметр	Значение
Число светодиодных индикаторов	28
Число дискретных входов	6
Число выходных реле	4
Протокол связи	MP-СЕТЬ, CAN
Интерфейс связи	USB, RS-485, CAN
Собственное время работы (без учета пуска по току)	Не более 8 мс
Напряжение питания	≈ 220 В

присваивается номер в сети и тип присоединения: «отходящая линия», «секционный выключатель», «вводной выключатель», «трансформатор напряжения», «трансформатор собственных нужд».

Оптический датчик представляет собой отрезок сдвоенного полимерного оптоволоконна, на конце которого размещен рассеиватель белого цвета (рис. 2). Диаграммы чувствительности оптического датчика во фронтальной и горизонтальной плоскостях представлены на рис. 3.

Как видно из рис. 3а и 3б, датчик обеспечивает 25%-ную чувствительность к свету при углах обзора до 310° и 75%-ную – при углах обзора до 200°. При монтаже в ячейке для обеспечения наилучшей чувствительности рекомендуется ориентировать датчик в направлении возможного возникновения дуги.

МДО-1 (в том числе о срабатывании оптических датчиков дуги), проверяет наличие пусков по току при помощи дискретных входов, реализует функции определения поврежденного участка и формирует селективные команды на отключение присоединений. Вся информация о работе или неисправности датчиков, модулей МДО-1 выводится на светодиодные индикаторы головного терминала, а также фиксируется в журнале событий.

При потере связи с головным терминалом ТЭЗ-24 модуль МДО-1 переключается на уставки автономной работы и может выдавать информацию о срабатывании датчиков дуги (например, на терминал РЗА ячейки) без подтверждения пусков по току.

- **Локальный режим работы (без терминала ТЭЗ-24).** В данном режиме требуются установка модулей МДО-1 в каждой ячейке РУ и организация шинок дуговой защиты. При этом МДО-1 реализует только функции оптического регистратора дуговых замыканий, а селективность и логика работы определяются схемным решением шинок дуговой защиты.

Государственные приемочные испытания

В декабре 2012 года комиссией ГПО «Белэнерго» с участием специалистов РУП «ОДУ», управления электротехнического оборудования ГПО «Белэнерго», службы РЗАИ РУП «Минскэнерго» проведены государственные приемочные испытания дуговой защиты ТЭЗ.

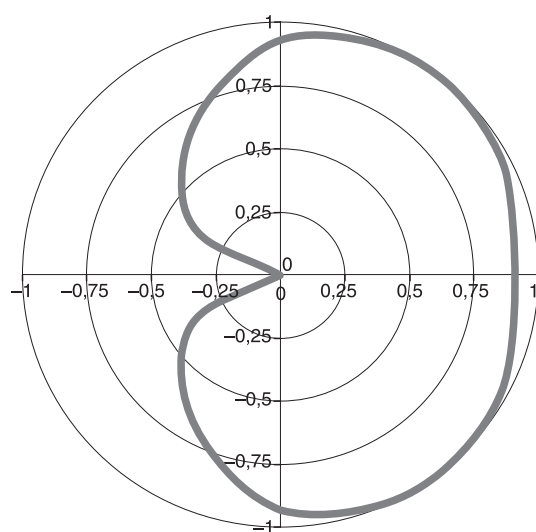
Варианты реализации системы дуговой защиты

Дуговая защита ТЭЗ может быть реализована на подстанции в одном из двух следующих вариантов.

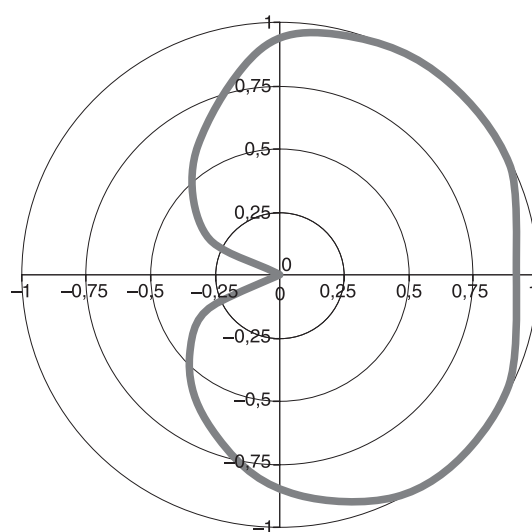
- **Распределенный режим работы.** В данном варианте требуется установка на РУ одного головного терминала ТЭЗ-24 (при числе ячеек до 24) и по одному модулю МДО-1 в каждой ячейке. Головной терминал ТЭЗ-24 по цифровому каналу стандарта CAN опрашивает информацию о работе модулей



Рис. 2. Оптический датчик (горизонтальная плоскость)



а) горизонтальная плоскость



б) фронтальная плоскость

Рис. 3. Диаграммы чувствительности оптического датчика

Программа испытаний включала в себя проверку:

- селективности работы дуговой защиты в режиме распределенной системы;
- времени срабатывания датчиков дуги;
- времени работы дуговой защиты с учетом пуска по току от внешнего сигнала;
- функции диагностики исправности датчиков дуги.

Результаты испытаний показали:

- ТЭЗ селективно определяет поврежденный участок (отходящая линия, сборные шины или линия ввода) и выдает команды на его отключение;
- время срабатывания датчиков дуги ТЭЗ не превышает 2 мс;
- время работы дуговой защиты с учетом внешнего пуска по току от терминала токовых защит составляет не более 60 мс;
- функция контроля исправности датчиков дуги работает верно.

После успешного завершения испытаний решением Государственной приемочной комиссии было рекомендовано использовать дуговую защиту ТЭЗ на объектах ГПО «Белэнерго».

Внедрение

В настоящее время распределенная система дуговой защиты ТЭЗ внедряется на ПС 110/10 кВ «Озе-

рище» в г. Минске. Схема РУ 10 кВ подстанции включает четыре секции. Вторая секция имеет два ввода. Между первой и второй, третьей и четвертой секциями установлено по два секционных выключателя. На РУ 10 кВ подстанции будут установлены четыре головных терминала ТЭЗ-24 (по одному на каждую секцию) и 56 модулей МДО-1 (по 15 на секциях первой и второй, по 13 на секциях третьей и четвертой) с тремя оптическими датчиками каждый.

Логика селективной работы системы разработана на предприятии-изготовителе специально под схему РУ 10 кВ ПС «Озерище». Головной терминал ТЭЗ-24 каждой секции контролирует пуски по току защит ввода (двух вводов для второй секции), трансформатора (двух трансформаторов для второй секции), двух секционных выключателей, что позволяет локализовать и отключить повреждение на участке выше ввода, на шинах, на межсекционной связи или на отходящей линии.

В дальнейшем планируется реализовать в терминале ТЭЗ-24 функцию свободно программируемой логики, чтобы обеспечить возможность программирования ТЭЗ силами наладочного или эксплуатационного персонала под любой объект индивидуально.

Согласно заданию № 8 ГНТП «Энергетика-2015» в 2013 году

должно быть внедрено 12 терминалов дуговой защиты ТЭЗ-24, в 2014–2015-м – по 30 терминалов ежегодно. Стоит отметить, что реальная потребность в современной дуговой защите в энергосистеме Республики Беларусь определяется числом подстанций 6–10 кВ и исчисляется тысячами штук.

Заключение

Результатом выполнения задания № 8 ГНТП «Энергетика-2015» стала разработка дуговой защиты ТЭЗ, построенной на современных принципах цифровой обработки и передачи данных, оптической детекции дуговых замыканий. Она успешно прошла государственные приемочные испытания и внедряется на подстанции 110 кВ. Производство отечественной дуговой защиты силами государственного предприятия даст возможность экономить финансовые ресурсы за счет разницы в цене с зарубежными аналогами, оставлять средства внутри страны в виде налогов и заработной платы.

Создание дуговой защиты ТЭЗ позволяет решить задачу обеспечения системы релейной защиты и автоматики подстанций 110/35/10 кВ современными отечественными терминалами производства РУП «Бел-электромонтажналадка».



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 20 июня 2013 года в нашей республике введен в действие ТКП 476-2013 «Программа обеспечения качества для исследовательских ядерных установок. Правила построения, оформления и содержания».

Данный документ распространяется на все этапы жизненного цикла исследовательских ядерных установок (размещение, проектирование, сооружение, ввод в эксплуатацию, эксплуатация и вывод из эксплуатации), а также на проектирование, конструирование и изготовление для них систем и элементов, важных для безопасности исследовательских ядерных установок, и обращение с ядерными материалами, радиоактивными веществами и радиоактивными отходами на исследовательских ядерных установках. ТКП обязателен для эксплуатирующих организаций, а также организаций, выполняющих работы и оказывающих услуги эксплуатирующим организациям.

С 1 сентября 2013 года вводится в действие СТБ ГОСТ Р 8.667-2012 «Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Государственная поверочная схема для средств измерений энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания (калориметров сжигания)». Стандарт устанавливает порядок передачи единиц: энергии сгорания (килоджоуль (кДж)) и удельной энергии сгорания (килоджоуль на килограмм (кДж/кг)) – для твердого и жидкого топлив, а также объемной энергии сгорания (мегаджоуль на кубический метр (МДж/м³)) – для газообразного топлива от государственного первичного эталона единиц энергии сгорания, удельной энергии сгорания и объемной энергии сгорания рабочим средствам измерений с помощью рабочих эталонов с указанием погрешностей и основных методов поверки.

С этой же даты вступит в силу СТБ EN 1359-2012 «Счетчики газа. Счетчики газа мембранного типа», который содержит требования к конструкции, эксплуатации, безопасности и

изготовлению механических счетчиков газа мембранного типа и устанавливает методы их испытаний.

Стандарт распространяется на указанные счетчики с классом точности 1,5 с одним или двумя коаксиальными соединительными патрубками для измерений объемов горючих газов первого, второго и третьего семейств согласно EN 437 при максимальных значениях давления до 0,5 бар и максимальном значении расхода газа до 160 м³/ч в минимальном диапазоне температуры окружающей среды от –10 °С до +40 °С и установленном изготовителем минимальном диапазоне температур газа не менее 40 К.

Действие стандарта распространяется на продукцию, поставляемую на экспорт или по контракту.

1 сентября 2013 года – дата введения в действие еще одного государственного стандарта, касающегося счетчиков. СТБ EN 12405-1-2012 «Счетчики газа. Электронные преобразователи объема газа. Часть 1. Приведение объема газа к стандартным условиям» регламентирует требования к изготовлению, рабочим характеристикам, безопасности и соответствию электронных преобразователей и объема газа, подключенных к счетчику газа, которые предназначены для измерения объема горючих газов первого и второго семейств согласно EN 437. Стандарт также устанавливает методы испытаний данных преобразователей.

В СТБ EN 12405-1-2012 рассматриваются три вида преобразования: преобразование только по температуре (Т-преобразование); преобразование как функция давления и температуры с постоянным фактором сжимаемости для реального газа (РТ-преобразование); преобразование как функция давления, температуры и фактора сжимаемости для реального газа (PTZ-преобразование). Стандарт не распространяется на преобразователь по температуре, интегрированный в счетчик газа, если счетчик газа показывает только преобразованный объем.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC 62671:2013 «Электростанции атомные. Средства измерения и контроля, важные для безопасности. Выбор и использование промышленных цифровых устройств с ограниченной функциональностью» (принят 20.02.2013);

IEC 60987:2013 «Электростанции атомные. Средства измерения и контроля, важные для безопасности. Требования к разработке аппаратного обеспечения компьютерных систем» (принят 22.02.2013);

IEC/TR 61850-1:2013 «Сети связи и системы автоматизации электростанций общего пользования. Часть 1. Введение и обзор» (принят 14.03.2013).

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

АНТИНАКИПИНЫ-ОРГАНОФОСФОНАТЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ. ИСТОРИЯ И СОВРЕМЕННАЯ ПРАКТИКА

В статье рассмотрен опыт работ российских специалистов в области исследования и внедрения антинакипинов в системах теплоснабжения и оборотного водоснабжения, описаны основные принципы экспериментального выбора антинакипина и его дозы для систем теплоснабжения. Статья публикуется с сокращениями.

**Ю.В. БАЛАБАН-ИРМЕНИН, д.т.н.,
Г.И. КОСТЕНКО, к.т.н.,
Всероссийский
теплотехнический институт
(ОАО «ВТИ»), г. Москва**

Во многих отраслях промышленности процесс производства связан с нагревом каких-либо устройств или их элементов, причем в дальнейшем значительная часть избыточного тепла должна куда-то отводиться. Обычно отвод неиспользованного тепла осуществляется с помощью теплообменников, где оно передается охлаждающей воде. Эта вода затем охлаждается с помощью воздуха в градирнях или брызгальных бассейнах в так называемых оборотных системах охлаждения (ОСО).

При нагреве природной воды из нее выпадают соли, концентрирующиеся в основном на поверхностях теплообмена, что приводит к необходимости периодических остановов систем для очистки, существенно уменьшает эффективность ОСО и снижает экономические показатели предприятий, использующих эти системы. ОСО используется также почти на всех электростанциях — как тепловых (ТЭС), так и атомных (АЭС). Максимальная температура воды в ОСО электростанций в основном зависит от температуры воздуха, но даже на южных электростанциях обычно не превышает 30–40 °С.

Еще одним типом водяных систем, где вода используется для передачи тепла (без кипения), являются системы теплоснабжения. В соответствии с ПБ 10-574-03 [1] на всех отопительных котельных и крупных районных теплофикационных котельных, нагревающих воду до 150 °С и более, качество

воды должно удовлетворять нормам, изложенным в Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [2]. В [2] накипеобразующая способность сетевой воды регламентируется в зависимости от четырех показателей: содержания кальция, общей щелочности, величины pH и температуры. В то же время в России работает много котельных с проектной температурой на выходе воды 115 °С и 95 °С (небольшие поселки и т.п.), где качество воды не подчиняется указанным нормам и должно определяться испытаниями, проводимыми наладочной организацией. В этих случаях величина pH практически никогда не регламентируется.

Накипеобразующая способность природной воды, содержащей различные соли, растет с увеличением температуры. Например, накипеобразующая способность CaCO_3 (главного накипеобразователя в природной воде) при увеличении температуры от 100 °С до 150 °С может возрастать в 9 и более раз [3]. Появление накипи приводит к перегреву труб водогрейных котлов и авариям. Даже при отсутствии аварийных ситуаций накипь на трубках существенно снижает эффективность теплообмена при нагреве воды как в водогрейных котлах, так и в паро- и водо-водяных теплообменниках [3]. Поэтому на котельных практически всегда сооружаются специальные водоподготовительные установки для

удаления из воды накипеобразующих солей. В большинстве случаев здесь используется дорогостоящий ионный обмен, который сопровождается сбросом хлоридов в окружающую среду. Для Московской области стоимость такой водоподготовки составляет в среднем 5 руб./м³ воды. Таким образом, стоимость подготовки воды при производительности водоподготовительной установки 50 м³/ч может составлять более 2 млн руб./год.

Одним из методов, позволяющих значительно упростить работу систем теплоснабжения и ОСО, сократить затраты на ремонт и очистку систем, отменить ионообменные водоподготовки для тепловых сетей и предотвратить загрязнение окружающей среды хлоридами, явилось применение антинакипинов-органотрифосфонатов. Некоторые органотрифосфонаты одновременно оказались эффективными ингибиторами коррозии для систем теплоснабжения и ОСО.

Органотрифосфонаты и история их применения в обработке воды

Органотрифосфонаты — это фосфорорганические соединения, относящиеся к классу комплексонов, в молекуле которых фосфонатная группа $\text{PO}(\text{OH})_2$ связана с атомом углерода. Справедливости ради следует сказать, что эти реагенты впервые были синтезированы за рубежом и там же появились

первые патенты на их использование в качестве ингибиторов.

В СССР первые работы по синтезу и изучению свойств органофосфонатов были начаты в ИНЭОС АН СССР и в ИРЕА (НИИ химических реактивов и особо чистых химических веществ) в конце 1960-х – начале 1970-х годов [4, 5]. Достаточно быстро было обнаружено, что органофосфонаты в малых концентрациях могут предотвращать накипеобразование. Сначала их начали использовать как ингибиторы солеотложений в низкотемпературных процессах нефтедобычи и подготовки нефти.

Применение антинакипинов-органофосфонатов в ОСО и системах теплоснабжения имеет свою историю успехов и ошибок, которая началась уже в 70-х годах прошлого века.

В мае 1974 года с участием сотрудников ИРЕА впервые в энергетике была внедрена обработка воды ОСО оксизетилидендифосфоновой кислотой (ОЭДФ) [6] на Уфимской ТЭЦ-4, в 1975 году – обработка воды ОСО Кировоградского медеплавильного комбината [7] с помощью ИОМС (ингибитор отложений минеральных солей на основе органофосфонатов, разработанный коллективом авторов: Б.Н. Дрикер и др.). В 1981 году УралВТИ был разработан первый нормативный документ по обработке воды ОСО электростанций с помощью ОЭДФ [8]. Вопрос неоднократно обсуждался на всесоюзных совещаниях по химии и применению комплексонов и комплексонатов металлов.

В 1991 году Б.Н. Дрикером была защищена докторская диссертация, посвященная органофосфонатам: «Предотвращение минеральных отложений и коррозии металла в системах водного хозяйства с использованием фосфорсодержащих комплексонов». Автор указывает, что механизм ингибирующего (антинакипинного) действия органофосфонатов заключается в избирательной адсорбции на активных центрах зародышей образующихся кристаллов, что препятствует их дальнейшему росту и агрегации. Одновременно Б.Н. Дрикером было установлено, что для полного инги-

бирования процесса накипеобразования достаточно, чтобы реагентом была покрыта относительно небольшая часть поверхности образующейся твердой фазы [9].

В это же время без проведения серьезных исследований небольшими частными фирмами начинается применение антинакипинов-органофосфонатов в системах теплоснабжения [10]. В ряде случаев это приводит к отрицательным результатам.

В сложившейся ситуации по инициативе ВТИ в 1993 году был проведен научно-технический совет (НТС) РАО «ЕЭС России» для обсуждения технологии применения органофосфонатов в системах теплоснабжения. Для подготовки НТС была собрана информация о результатах внедрения органофосфонатов на 33 станциях и котельных, в результате советом были разработаны некоторые технологические рекомендации по внедрению органофосфонатов в системах теплоснабжения [11]. Необходимо отметить, что накопленный в дальнейшем промышленный опыт показал ненужность ряда ограничений, предложенных на заседании НТС.

К концу XX века в России уже работали достаточно крупные фирмы, занимающиеся внедрением, а иногда и производством органофосфонатов-антинакипинов в гг. Москве, Екатеринбурге, Ростове-на-Дону, Липецке.

В последнее десятилетие XX века шло интенсивное внедрение органофосфонатов в энергетике и, соответственно, накопление опыта их использования.

При обобщении опыта работ ТЭС к заседанию НТС РАО «ЕЭС России» (1993 год) ВТИ было показано, что далеко не всегда внедрение органофосфонатов обеспечивает безнакипный режим работы оборудования систем теплоснабжения. Поэтому необходимо было провести комплекс исследований для выработки типовых рекомендаций по режимам применения антинакипинов в этих системах.

Одной из первых работ ВТИ с органофосфонатами стало изучение влияния на работу антинакипинов температурного режима и поверх-

ностного кипения в водогрейных котлах. Работа проводилась на специальном натурном стенде на ТЭЦ ВАЗа [20]. Проведенные исследования, промышленные работы и обобщение чужого опыта позволили ВТИ в 2001 году разработать специальную методику экспериментального определения марки и оптимальной концентрации антинакипинов в системах теплоснабжения для конкретных объектов [12].

В ВТИ сначала считалось, что эффективная доза органофосфонатов должна быть пропорциональна количеству образующейся накипи. Количество этой накипи могло быть рассчитано в зависимости от температуры, жесткости воды и т.п. [13]. Но уже в 1998 году исходя из собственного опыта эта позиция изменилась и специалисты ВТИ пришли к выводу, что эффективная доза антинакипина должна зависеть также от влияния органических веществ, присутствующих в природной воде [14]. Это должен быть постоянно действующий фактор, так как органические вещества всегда присутствуют в природной воде. Кроме того, все эти вещества обязательно участвуют в адсорбционных процессах на границе раздела фаз [15], то есть могут помогать или мешать органофосфонатам.

Основные принципы экспериментального выбора антинакипина и его дозы для систем теплоснабжения

Основной задачей, которую надо решать при внедрении антинакипина, является определение минимальной, экономически целесообразной концентрации реагента, необходимой для предотвращения накипеобразования на конкретном объекте. К сожалению, на основе общих исследований предложить какой-либо способ для расчета этой концентрации на конкретном объекте в принципе невозможно. Это связано с тем, что в общих исследованиях мы вынуждены использовать чистую, деминерализованную воду, а в реальности природная вода всегда содержит много примесей, которые влияют

на работу антинакипинов и различных для разных объектов.

Известно, что в природной воде обычно содержатся самые разные органические вещества, например гуминовые, карбоновые, фульво-кислоты, не говоря уже о громадном перечне веществ, которые могут попасть в воду с промышленными стоками [3]. Само определение этих конкретных примесей в реально используемой нами природной воде является сложной и дорогостоящей специальной задачей.

Впервые в СССР влияние органических веществ на накипеобразование было показано Г.Е. Крушелем в 1955 году [16] при исследовании систем водяного охлаждения. В Англии при изучении веществ, содержащихся в промышленных стоках, было показано, что ряд веществ (метафосфат натрия, стеариновая, нуклеиновая, гуминовая кислоты) на 97–75 % уменьшают выпадение CaCO_3 из раствора [3].

В ВТИ исследовали ингибирование осаждения кристаллов CaSO_4 из раствора с помощью фульвокислот. К растворам CaSO_4 добавляли растворы этих кислот (торфяная вытяжка) с перманганатной окисляемостью 20, 40, 80 мгО/дм³. Получившиеся смеси выдерживали при комнатной температуре 10 ч. Все вводимые растворы уменьшали количество CaSO_4 , выпадающего в осадок. А при окисляемости 80 мгО/дм³ весь CaSO_4 оставался в растворе [17]. Определенное влияние на накипеобразование может оказывать и величина минерализации воды, а также присутствие в воде значительных количеств ионов магния [3].

Сведения, полученные ВТИ из собственного опыта внедрения антинакипинов в системах теплоснабжения, а также аналогичная информация, собранная специалистами института в других организациях (Аркон-Хим, ИРЕА и др.), показывают, что при одинаковых рН, температуре нагрева и карбонатном индексе воды необходимая концентрация определенного антинакипина при однотипном оборудовании, используемом для нагрева воды, может отличаться на 100 % и более [3]. Это результат влия-

Необходимая концентрация антинакипинов при различных значениях рН сетевой воды

Значение рН	Температура сетевой воды на выходе с ТЭЦ		
	110 °С	130 °С	150 °С
8,8–8,9	1,5	3,0	4,0
9,4	2,0	4,0	6,0

ния примесей, содержащихся в природной воде. Поэтому эффективное и надежное применение антинакипинов в ОСО и особенно в системах теплоснабжения может быть обеспечено только в случае экспериментального выбора антинакипина и его дозы для воды конкретного объекта с использованием методик, позволяющих максимально приблизить условия эксперимента к реальным условиям систем теплоснабжения.

Нужно отметить, что рассматриваемая проблема практически уже была решена ВТИ, специалисты которого в 2001 и 2004 годах разработали нормативные документы с описанием методов экспериментального определения оптимальной концентрации антинакипинов-органотрифосфонатов в системах теплоснабжения [12, 18]. В этих документах частично был использован опыт, накопленный Б.Н. Дрикером.

Основные принципы экспериментального выбора антинакипина и его дозы для систем теплоснабжения (обозначим это аббревиатурой ЭВАД) изложены ниже.

- Вода конкретного источника. Если вода используется через длительное время после того, как ее отобрали на объекте, то может понизиться величина рН. В этом случае повышение рН должно быть произведено с помощью продувки воды азотом или аргоном. Менее желательно, но можно также использовать NaOH.
- Влияние рН может быть значительным. Например, для ТЭЦ в Сибири при различных значениях рН сетевой воды ВТИ были получены следующие результаты (см. таблицу).

Это связано с тем, что при повышении рН (в данном диапазоне) увеличиваются накипеобразующие свойства воды, содержащей ионы

Ca и различные формы угольной кислоты (HCO_3^- и CO_3^{2-}) [3].

- Температура ЭВАД выбирается исходя из реальной температуры воды на выходе из теплоисточника. Так как реальные температуры воды летом и зимой различаются, то ЭВАД должен проводиться отдельно для определенной максимальной (зимней), минимальной (летней) и при необходимости средней (осенне-весенней) температуры. Таким образом, для теплоисточников с максимальной температурой зимой 130–150 °С и 70–80 °С летом могут применяться концентрации реагента: зимняя, летняя и осенне-весенняя. При внедрении нужно заранее обеспечивать необходимое увеличение концентрации реагента в подпиточной воде с учетом времени, необходимого для изменения его концентрации в сетевой воде. Метод расчета этого времени приведен в [3].

- Температура определяет и оборудование для ЭВАД. Если максимальная температура теплоносителя составляет 95 °С, то возможно проведение экспериментов в открытой посуде. Если температура достигает 115 °С и более, то необходим автоклав. Разработаны несколько типов автоклавов:

- автоклав конструкции ВТИ с наддувом инертным газом для полного предотвращения кипения. Автоклав ВТИ рассчитан на температуру до 250 °С. Он имеет термометр для контроля температуры и реле для поддержания ее постоянной величины. На автоклаве устанавливается теплоизоляция, подогрев осуществляется обычной электроплиткой. В этом автоклаве могут помещаться до 18 стаканчиков, в которых находится вода с раз-

личным содержанием антинакипина. Для оценки результатов применяется изучение проб под микроскопом с определением количества и размеров образовавшихся кристаллов. Детальное описание метода дано в СО 34.37.533-2001 [12]. Документ тиражируется ВТИ;

— более проста схема ЭВАД с помощью автоклава, помещаемого в масляную баню [3]. Автоклав снабжается манометром, находящимся выше уровня масла. Температура в автоклаве рассчитывается по величине давления и может дополнительно контролироваться по температуре масла. Время испытаний должно быть не менее 2 ч. В каждом опыте испытывается одна концентрация реагента. Эффективность антинакипного действия реагента (Э) рассчитывается по уравнению

$$\text{Э} = (\text{Ж}_{\text{п.о.}} / \text{Ж}_{\text{исх.}}) \cdot 100 \%,$$

где $\text{Ж}_{\text{исх.}}$ и $\text{Ж}_{\text{п.о.}}$ — жесткость об- щая воды: исходная (до начала опыта) и после опыта соответственно. Фосфонат считается достаточно эффективным при величине Э не менее 95 %;

— возможно применение небольших автоклавов, помещаемых в сушильный шкаф или муфель. Эффективность реагента определяется так же, как и в предыдущем пункте.

● Желательно при проведении ЭВАД учитывать также так называемые температурные разверки в трубах котлов. Как показали проведенные теплотехниками ВТИ и ОРГРЭС исследования, для крупных водогрейных котлов характерны большие температурные неравномерности; вода в отдельных трубах этих котлов имела значительно более высокую температуру, чем средняя в остальных трубах. В результате исследований ОРГРЭС было предложено при выборе водоподготовки исходить из максимальной температуры воды за котлом не 150 °С, а 175 °С [3]. Поэтому для крупных водогрейных котлов,

особенно ПТВМ с башенной компоновкой, целесообразно проводить ЭВАД при температурах воды, равных проектной температуре воды на выходе из котла плюс 20 °С.

● Желательно также знать состав отложений в трубах системы, так как выбор антинакипина нужно производить с учетом основных компонентов отложений (CaCO_3 или CaSO_4). В последнем случае (CaSO_4) применение ОЭДФ не рекомендуется. Желательно использовать реагент на базе НТФ.

Список литературы

1. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов: ПБ 10-574-03. — М.: ФГУП «Науч.-техн. центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации: СО 153-34.20.501-2003. — С.-Петербург, 2003.
3. Балабан-Ирменин, Ю.В. Применение антинакипинов в энергетике низких параметров: Новости теплоснабжения / Ю.В. Балабан-Ирменин, Г.Я. Рудакова, Л.М. Маркович. — М., 2011. — 208 с.
4. Рудомино, М.В. Фосфорорганические комплексоны / М.В. Рудомино, М.И. Кабачник, Т.Я. Медведь, Н.М. Дятлова // Успехи химии. — 1968. — Т. 37. — С. 1161–1215.
5. Рудомино, М.В. Фосфорорганические комплексоны / М.В. Рудомино, М.И. Кабачник, Н.М. Дятлова // Успехи химии. — 1974. — Т. 43. — С. 1554–1574.
6. Боднар, Ю.Ф. Применение фосфорорганических соединений для борьбы с накипеобразованием в оборотных системах охлаждения / Ю.Ф. Боднар [и др.] // Теплоэнергетика. — 1976. — № 1. — С. 70–73.
7. Михалев, А.С. Предотвращение отложений в оборотной системе охлаждения Кировоградской обогатительной фабрики / А.С. Михалев, Б.Н. Дрикер, В.Н. Мазаник // Цветные металлы. — 1977. — № 3. — С. 83–85.
8. Руководящие указания по стабилизационной обработке охлаждающей воды в оборотных системах охлаждения с градирами оксиэтилендифосфоновой кислотой / Ю.Ф. Боднар, Р.К. Гронский. — М.: СПО «Союзтехэнерго», 1981.

9. Дрикер, В.Н. Предотвращение минеральных отложений и коррозии металла в системах водного хозяйства с использованием фосфорсодержащих комплексонов: автореф. дис. ... на соискание ученой степени д-ра. техн. наук / В.Н. Дрикер. — М.: МХТИ, 1991.

10. Машанов, А.В. Обработка воды в системе теплоснабжения фосфонатами / А.В. Машанов [и др.] // Энергетик. — 1990. — № 4. — С. 14–15.

11. Федосеев, Б.С. Обобщение опыта применения фосфоновых соединений для обработки подпиточной воды в тепловых сетях / Б.С. Федосеев, Ю.В. Балабан-Ирменин // Энергетик. — 1994. — № 5. — С. 17–18.

12. Методические указания по определению марки и оптимальной концентрации антинакипина для обработки подпиточной и сетевой воды систем теплоснабжения: СО 34.37.533-2001. — М.: ВТИ, 2001.

13. Балабан-Ирменин, Ю.В. Применение термодинамических критериев для оценки накипеобразующей способности воды в сетевых подогревателях / Ю.В. Балабан-Ирменин, С.Е. Бессолицин, А.М. Рубашов // Теплоэнергетика. — 1996. — № 8. — С. 67–71.

14. Балабан-Ирменин, Ю.В. О некоторых особенностях внедрения антинакипинов в системах теплоснабжения / Ю.В. Балабан-Ирменин, А.М. Рубашов // Промышленная энергетика. — 1998. — № 12. — С. 43–47.

15. Коченовский, А.Н. Адсорбция органических веществ из воды / А.Н. Коченовский, Т.А. Клименко, Т.М. Левченко, И.Г. Рода. — Л.: Химия, 1990. — 256 с.

16. Крушель, Г.Е. Образование и предотвращение отложений в системах водяного охлаждения / Г.Е. Крушель. — М.-Л.: Госэнергоиздат, 1955. — 233 с.

17. Ходырев, Б.С. О регенерации на- катионитовых фильтров концентратом испарителей, работающих на пресной воде поверхностных водоисточников / Б.С. Ходырев [и др.] // Энергетик. — 1991. — № 10. — С. 14–15.

18. Методические рекомендации по применению антинакипинов и ингибиторов коррозии: СО 34.37.536-2004. — М.: ВТИ, 2005. — 56 с.

**Энергосбережение
и водоподготовка, 2013, № 2 (82)**

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ И SMART GRID

Развитие малой генерации – необходимое условие для полноценного функционирования интеллектуальных энергосистем. В условиях значительных колебаний цен на энергоносители, повышения обеспокоенности относительно возможного истощения ископаемых ресурсов и осознания проблемы выбросов парниковых газов международное сообщество рассматривает повышение эффективности использования энергии как основную задачу на ближайшие годы.

О. НОВОСЕЛОВА, директор по направлению «Экология и энергоэффективность» Агентства по прогнозированию балансов в электроэнергетике (Россия)

Европейский опыт и российские реалии

Согласно оценкам Европейской комиссии (2008 год) в период с 2007 по 2020 год Евросоюз может сэкономить до 20 % от общего объема потребляемой энергии.

Для множества развитых стран (США, стран ЕС, в том числе Великобритании, Дании и др.) распределенная генерация уже давно перешла из разряда новых явлений в число приоритетных направлений функционирования энергетической отрасли. Развитие распределенной энергетики в этих странах во многом обусловлено наличием

соответствующей нормативной и терминологической базы (рис. 1).

В некоторых странах, например в Великобритании, в настоящее время проводятся исследования в области распределенного производства электроэнергии. В отчете о состоянии энергетики, подготовленном правительством страны, акцентируется внимание на проблемах, связанных с изменением климата и надежностью поставок энергетических ресурсов. Ключевым фактором решения этих проблем является понимание, в какой степени распределенное производство электроэнергии может до-

полнить или стать потенциальной альтернативой системе централизованного производства электроэнергии.

Электроэнергетический комплекс Российской Федерации, как и других стран мира, исторически формировался как централизованная система, в основу которой был положен принцип концентрации производства электроэнергии на относительно небольшом количестве крупных тепловых (конденсационных), гидравлических и атомных электростанций с передачей ее по высоковольтным сетям на далекие расстояния.

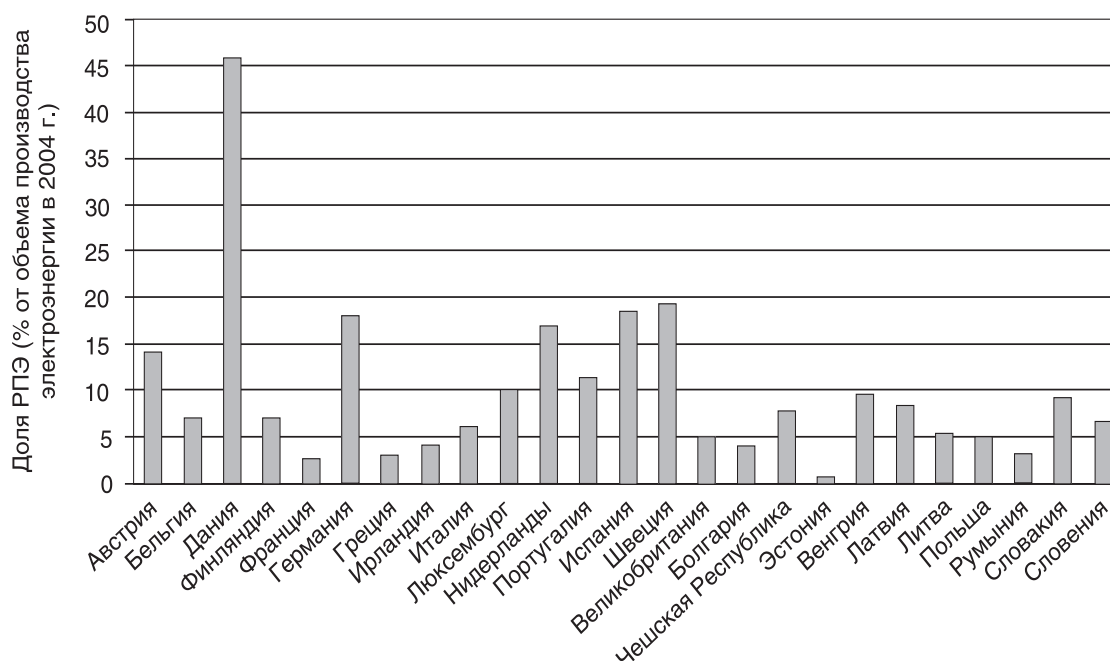


Рис. 1. Доля распределенного производства в общем объеме производства электроэнергии в 25 странах ЕС

Такой способ организации электроснабжения дал возможность в сжатые сроки провести электрификацию страны, то есть создал основу для ее ускоренного промышленного развития, обеспечил достаточно надежное и экономичное энергоснабжение потребителей. В экономическом плане развитие крупных генерирующих источников позволило воспользоваться преимуществами экономии затрат при увеличении масштабов производства.

Но сейчас ситуация меняется. Начал серьезно развиваться рынок малой и возобновляемой энергетики. Несмотря на все законодательные проблемы и административные барьеры, этот процесс пошел, и его уже нельзя не замечать. В 2011 году установленная мощность электростанций России составила 223,6 ГВт, а мощность объектов малой распределенной генерации – 3,2 ГВт (в зоне централизованного энергоснабжения электроэнергетического сектора), или 1,4 % от суммарной установленной мощности.

Сегодня основу электроэнергетического комплекса России составляют крупные коммунально-энергетические системы, разветвленная сетевая инфраструктура, централизованное диспетчерское управление. При этом теплоэнергоснабжение осуществляется в основном от котельных, частично от крупных ТЭЦ, которые были построены для энергоснабжения больших городов и крупных предприятий.

В большинстве средних и малых населенных пунктов России тепло-

снабжение обеспечивают котельные без когенерации. Общее количество отопительных котельных достигает 74 тыс., из них 76 % – мелкие, имеющие мощность до 3 Гкал/ч. Малая распределенная генерация используется в основном для обеспечения автономного электроснабжения удаленных территорий.

Платформа для развития

В настоящее время Россия стоит в самом начале пути осмысления перспективной модели энергоснабжения. Пока в стране предпринимаются недостаточно системные действия по выработке государственной политики, подготовке нормативной правовой базы и поиску необходимых бюджетных механизмов и средств для поддержки НИОКР и пилотных проектов в области малой распределенной энергетики. Тем не менее тенденцию развития распределенной генерации обязательно необходимо учитывать при формировании электросетевой инфраструктуры, чтобы адаптационная способность, топология и системы управления сети были адекватны перспективной структуре электроэнергетического комплекса и позволяли поэтапно перейти к Smart Grid.

С целью структурной перестройки российской энергетики Правительством РФ принято решение о создании Технологической платформы «Малая распределенная энергетика» (ТП «МРЭ»), координатором

которой является ЗАО «Агентство по прогнозированию балансов в электроэнергетике», сокоординаторами – ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС», НП «Российское торфяное и биоэнергетическое общество». В настоящее время к ТП «МРЭ» присоединилось 165 организаций. Результатом деятельности платформы должен стать переход от жестко централизованной системы с крупными источниками генерации к разнообразию типов и форм в соответствии с особенностями конкретных потребителей и конкретных локальных условий развития.

К основным технологиям, попадающим в сферу интересов Технологической платформы, относятся газотурбинные, парогазовые и газопоршневые установки, микротурбины, установки с циркулирующим кипящим слоем, установки газификации угля и других органических материалов, а также водородная энергетика, топливные элементы, тепловые насосы, свободнопоршневые двигатели, комбинированные установки и др.

Одна из задач работы Технологической платформы – создание терминологической базы. В частности, в 2012 году был разработан проект терминологического определения МРЭ: «Малая распределенная энергетика – генерирующие объекты мощностью от 1 до 50 МВт, расположенные в непосредственной близости от потребителя с возможностью использования систем накопления энергии и технологий Smart Grid». К распределенной энергетике относятся объекты, использующие технологии когенерационной выработки энергии и возобновляемые источники энергии.

Стоит отметить, что в международной практике существует и другое понимание термина. Так, Всемирный союз распределенной энергетики (WADE) определяет децентрализованную энергетику как «производство электроэнергии на месте или вблизи места потребления независимо от размера, технологии или топлива – как вне сети, так и параллельно с сетью». Международное энергетическое агентство также не включает в

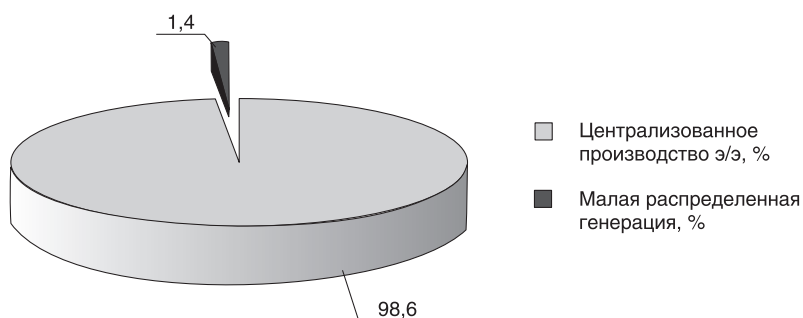


Рис. 2. Доля распределенной энергетики в производстве электроэнергии в России

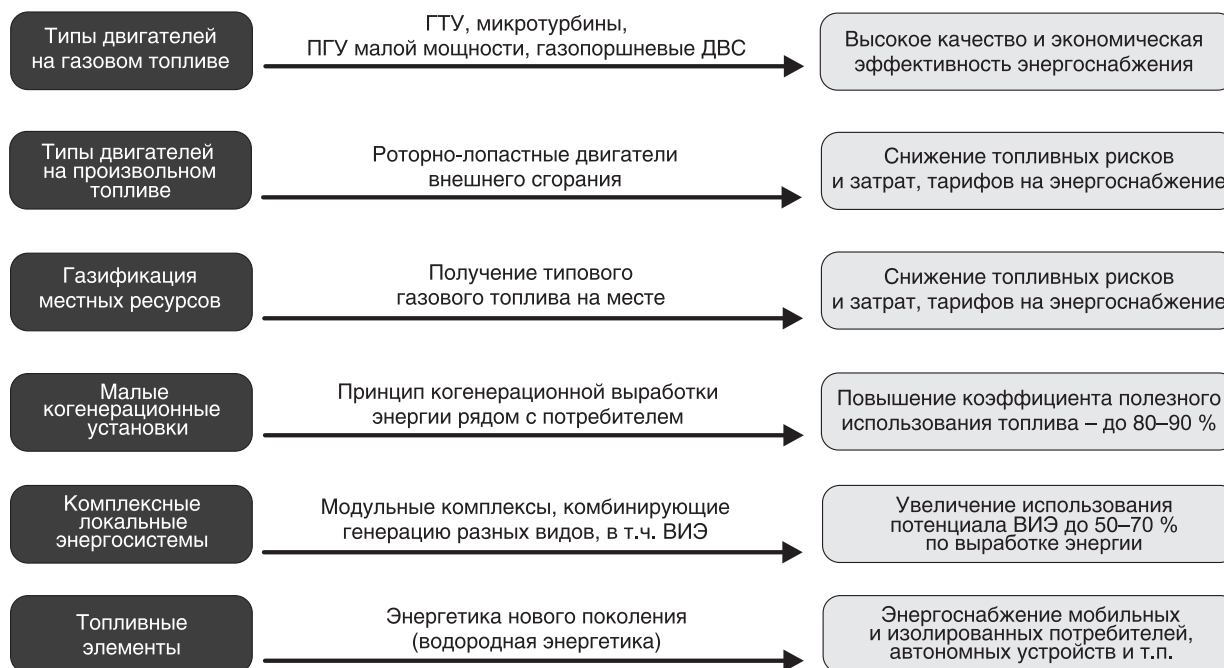


Рис. 3. Основные технологические направления распределенной энергетики

определение МРЭ ограничения по установленной мощности.

Прогнозы на будущее

Надо отметить, что доля распределенной энергетики в производстве электроэнергии в России чрезвычайно мала по сравнению с развитыми странами (рис. 2). Предполагается следующий сценарий развития малой распределенной генерации.

На первом этапе будет происходить уход отдельных потребителей на распределенное энергоснабжение, МРЭ будет развиваться автономно от Единой энергосистемы России. На втором этапе начнется постепенная интеграция малой генерации и ЕЭС. Это станет возможно благодаря тому, что распределенные генераторы начнут объединяться в виртуальные электростанции с помощью технологий Smart Grid – «умных» сетей. Когда развитие МРЭ превысит определенные пороговые значения, то есть будет производить примерно 30–40 % от общей выработки электроэнергии, без «умных» электро-

сетей станет невозможно обходиться. Только эта технология позволит интегрировать крупные объемы МРЭ (прежде всего ВИЭ) и достичь максимального системного экономического и технического эффекта от их использования. Кроме того, Smart Grid обеспечат гибкое управление процессами потребления электроэнергии и непосредственное участие потребителей в оказании услуг уже самой централизованной системе электроснабжения.

Учитывая огромное взаимовлияние «умных» сетей и МРЭ, значительная часть пилотных проектов в сфере Smart Grid предполагает отработку интеграции малой распределенной энергетики – прежде всего ВИЭ.

Надо понимать, что полноценная реализация функционала интеллектуальных сетей невозможна без существенного уровня развития малой распределенной энергетики – прежде всего технологий когенерации и возобновляемых источников энергии (рис. 3).

Существующие технологии позволяют уже сегодня приступить к созданию интеллектуальных энергетических систем XXI века.

Главное препятствие для широкомасштабного перехода к интеллектуальной электроэнергетике в настоящее время – отсутствие экономической и коммерческой эффективности. Однако с ростом цен на традиционные топливные ресурсы, удешевлением новых технологий, ужесточением требований к охране окружающей среды ситуация будет меняться.

В перспективе технология «умных» сетей позволит наиболее эффективно использовать распределенные ресурсы малой генерации, местных видов топлива и возобновляемой энергии, что даст возможность снизить стоимость энергоснабжения. Потребители смогут самостоятельно выбирать уровень надежности своего электроснабжения и оплачивать электроэнергию по ценам реального времени, гибко реагируя на рост/снижение цен в пиковые/непиковые часы. В результате вырастет надежность и гибкость энергоснабжения потребителей, а также эффективность функционирования рынка электроэнергии в целом.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА СТРАН ВЫШЕГРАДСКОЙ ГРУППЫ

Сотрудничество стран Вышеградской группы – V_4 (Польша, Чехия, Словакия и Венгрия) имеет глубокие исторические корни. В 1335 и 1339 годах недалеко от Будапешта в Вышеградском замке состоялись встречи королей Польши, Богемии (Чехии) и Венгрии, где им удалось договориться о тесном политическом и экономическом сотрудничестве. С момента окончания Второй мировой войны эти три страны входили в состав Совета Экономической Взаимопомощи (СЭВ). После распада СЭВ связи между государствами не прерывались, так как сохранился объединяющий их экономический фактор – общая энергетическая инфраструктура.



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

Официально Вышеградская группа создана 15 февраля 1991 года. На тот момент президенты Лех Валенса (Польша) и Вацлав Гавел (Чехословакия), а также премьер-министр Йожеф Анталл (Венгрия) основали Вышеградскую тройку, которая после раздела Чехословакии стала четверкой. В 2004 году все члены Вышеградской группы вошли в состав Европейского союза. Создание региональной группировки дало возможность ее участникам адаптироваться к современным глобальным вызовам.

В силу особенностей геополитического и геоэкономического положения страны Вышеградской четверки могут предложить свои варианты решения энергетических проблем. Сотрудничество стран V_4 в этой сфере развивается по следующим направлениям:

- рационализация энергобаланса стран четверки;
- участие в создании интегрированного энергорынка ЕС;
- гарантия транзита энергоносителей с востока на запад;
- диверсификация источников сырья и маршрутов доставки энергоносителей.

В данном контексте необходимо обратить внимание на ряд особенностей, характеризующих региональное сотрудничество Вышеградской четверки. Первая состоит в том, что ставка сделана на атомную энергетику (см. таблицу) и ее дальнейшее развитие, что вступает в противоречие с установками остальных членов ЕС. Из четырех стран толь-

ко Польша не имеет АЭС, но и она заявила о намерении таковые построить в перспективе. Такая политика влечет за собой продолжение сотрудничества трех стран (Чехии, Словакии, Венгрии) с Россией, так как АЭС, расположенные на их территории, построены по российским проектам.

Вторая особенность – возобновляемая энергетика не получила достаточного развития в странах четверки. Так, например, в Чехии электроэнергия, вырабатываемая с использованием ВИЭ, к 2030 году может покрыть лишь 15 % потребности. Такое положение дел связано с целым рядом причин, в частности отсутствием достаточного финансирования и бюрократизацией процесса выдачи разрешений на строительство и эксплуатацию источников возобновляемой энергетики.

Третья особенность – затрудненность реальной диверсификации энергоресурсов для стран V_4 . Ни одна из них, кроме Польши, не имеет выхода к морю, и потому в ближайшей перспективе сохранится зависимость этих стран от основного поставщика энергоресурсов – России.

А теперь кратко остановимся на узловых моментах, характеризующих энергетическую политику отдельных стран Вышеградской группы.

Энергетическая политика Чехии

Для энергетики Чехии характерно нарастание доли импортных энер-

горесурсов (нефти, газа и ядерного топлива). Так, в 2005 году этот показатель составил 42 %, и планируется, что в 2020 году его величина достигнет 55 %, а в 2030-м – 65 %.

По прогнозам после 2015 года Чехия превратится в импортера электроэнергии, а к 2020 году дефицит электроэнергии в стране может достичь 70 млрд кВт·ч. В этой ситуации республика видит только один выход – повышение доли АЭС в выработке электроэнергии. В контексте развития чешской атомной энергетики правительство наметило реализацию следующих мероприятий:

- проведение модернизации шести существующих энергоблоков;
- строительство трех новых ядерных энергоблоков (один на АЭС «Дукованы» и два на АЭС «Темелин»);
- сооружение третьей АЭС в Северной Моравии, против чего уже сейчас усиленно возражает Австрия.

Следует отметить, что Чехия свой внутренний энергетический рынок

(в отличие от Венгрии) закрыла для инвесторов из России.

Основным условием развития энергетического сектора страна считает диверсификацию источников и поставщиков энергоресурсов. В этом направлении проведена соответствующая работа.

Во-первых, с 1997 года осуществляются поставки норвежского газа на основе 20-летнего контракта с компанией Statoil (2 млрд м³ в год). Страна ежегодно закупает до 10 млрд м³ газа: $\frac{3}{4}$ этого объема составляет российский и $\frac{1}{4}$ – норвежский.

Во-вторых, осуществлено строительство нефтепровода ИКЛ (Ингольштадт – Кралупи – Литвинов), по которому нефть доставляется в страну с территории Германии, что обеспечило подключение Чехии к Трансальпийской трубопроводной сети с выходом на средиземноморский рынок нефти. Проектная мощность ИКЛ рассчитана на прокачку 10 млн т нефти в год, что полностью удовлетворяет потребности чешской нефтеперерабатывающей промышленности (2,5 млн т в год). В настоящее время страна импортирует до 8 млн т нефти в год, из них $\frac{1}{3}$ составляют источники, альтернативные российским.

В-третьих, усилиями стран Центральной и Восточной Европы (ЦВЕ) в рабочее состояние (после югославской войны) приведен нефтепровод «Адриа» (Adria), соединивший нефтепровод «Дружба» с хорватским побережьем. Таким образом, Чехия приобрела третий, резервный, коридор получения нефти из стран Северной Африки и Ближнего Востока.

В-четвертых, страна диверсифицировала импорт твэлов, заключив в 1996 году контракт на поставку ядерного топлива для новой АЭС с американской компанией Westinghouse.



АЭС «Темелин», Чехия

Правда, в конце 2012 года появились сообщения, что компания была вынуждена уйти с рынка ядерного топлива Чехии «ввиду неспособности выполнить требования по качеству».

Энергетическая политика Словакии

В энергетическом плане Словакия, как ни одна другая страна Вышеградской четверки, характеризуется полной зависимостью от российских энергоресурсов. За счет поставок из России удовлетворяется около 98 % ее потребностей в нефти и газе и 100 % – в ядерном топливе для АЭС.

В попытке решить проблему зависимости от одного поставщика энергоресурсов правительство в октябре 2008 года приняло Долгосрочную Стратегию обеспечения энергетической безопасности Словакии. В Стратегии акцентируется внимание на диверсификации маршрутов транспортировки и стран – поставщиков энергоносителей. В частности, рассматриваются следующие меры:

- диверсификация нефтеимпорта с использованием нефтепровода

«Адриа», соединяющего Словакию через Венгрию с хорватским нефтетерминалом, а также использование маршрута Одесса – Броды – Дружба для транспортировки каспийской нефти из Казахстана и Азербайджана. Следует отметить, что в настоящее время и до окончания контракта в 2015 году поставки нефти в Словакию из России ежегодно составляют 6 млн т;

- проработка вопроса получения нефти с территории Австрии, Германии, Италии;
- возможное участие Словакии в международных газовых проектах, таких как Nabucco, «Южный поток». В 2011 году страна закупила у ОАО «Газпром» 5,9 млрд м³ природного газа, тем самым практически полностью удовлетворив свои потребности в этом энергоресурсе;
- участие в строительстве терминала по приему СПГ на хорватском острове Крк в Адриатическом море. К этому проекту проявляет интерес и Венгрия.

Что планирует Словакия в ближайшей перспективе? Немногое, да и эти планы упираются в недостаток

Характеристика АЭС стран Вышеградской группы

Страна	Количество АЭС	Количество энергоблоков	Доля АЭС в энергобалансе, %	Средняя выработка электроэнергии, млрд кВт·ч/ год	Суммарная мощность АЭС, ГВт	Планы на перспективу: доля АЭС в энергобалансе, %
Чехия	2	6	30	26	3,74	2025 – 50 2060 – 80
Словакия	2	6	54	18	2,64	–
Венгрия	1	4	32	11	17	2030 – 60

финансирования. Во-первых, страна предполагает к 2015 году создать газовое сообщение с Венгрией; во-вторых, к 2025 году осуществить строительство газопровода от польского участка газопровода Ямал – Европа.

Энергетическая политика Венгрии

Энергетическая политика Венгрии в сфере энергоэффективности, энергетической безопасности и развития ВИЭ базируется на целом ряде законов, в частности таких как:

- Национальная энергетическая политика;
- Национальная энергетическая стратегия;
- Стратегия развития возобновляемой энергетики;
- Национальный план действий по повышению энергоэффективности.

В таком основополагающем документе, как Национальная энергетическая стратегия, на период до 2030 года сформулированы следующие цели по реализации энергетической безопасности страны:

- увеличение роли атомной энергетики в энергобалансе, что еще раз свидетельствует об однозначности энергетического выбора страны. Намечено строительство двух новых энергоблоков мощностью 1200 МВт каждый на АЭС «Пакш», которые планируется ввести в эксплуатацию к 2030 году. Ныне действующие энергоблоки предполагается вывести из

эксплуатации, так как они построены в 1983–1987 годах.

Правительство страны полагает, что развитие атомной энергетики даст возможность поддерживать энергетическую независимость Венгрии на долгосрочную перспективу и позволит стабильно обеспечивать национальную экономику дешевой электроэнергией;

- развитие энергетической инфраструктуры как в целом в стране, так и в отдельных регионах. Уже с 1997 года Венгрия по австро-венгерскому газопроводу Baumgarten – Győr мощностью 4,2 млрд м³ получает природный газ от компаний Ruhrgas и Gaz de France. Планируется задействовать также мощности нефтепровода Ингольштадт – Кралупи – Адриа.

В отличие от других стран Вышеградской группы Венгрия участвует в двух взаимоисключающих проектах: Nabucco и «Южный поток». Ежегодное потребление газа в стране составляет 13–14 млрд м³, из них 8–9 млрд м³ – это поставки из России (около 80 %). Собственная добыча составляет около 3 млрд м³. Отличительная особенность венгерской энергетики – сооружение новых ТЭС, работающих на природном газе. Сейчас на три крупнейшие ТЭС (Матра, Дунаменти, Чепель) приходится около 23 % вырабатываемой электроэнергии. А суммарная выработка электроэнергии на всех ТЭС (в качестве топлива используется газ и уголь) составляет 48 % от общей. Это обусловлено наличием собственного каменного угля и тем,

что через территорию Венгрии проходят магистральные газопроводы;

- повышение интенсивности развития возобновляемой энергетики. Планируется, что к 2020 году с использованием ВИЭ в стране будет вырабатываться около 13 % электроэнергии.

Стратегическая цель энергетической политики Венгрии – повышение энергетической безопасности и снижение зависимости от России путем диверсификации поставок, что не противоречит общей энергетической политике Вышеградской четверки.

Диверсификацию импорта энергоносителей Венгрия осуществляет по нескольким направлениям. Во-первых, используется уже упомянутый австро-венгерский газопровод. Во-вторых, ведутся переговоры с Оманом и Катаром о поставках сжиженного газа в Хорватию, где планируется построить терминал по его приемке и откуда предполагается осуществлять дальнейшую его транспортировку по трубопроводу «Адриа» в Венгрию, Австрию и Италию. В-третьих, республика участвует в проекте Nabucco. В-четвертых, в целях диверсификации импорта тепловыделяющих элементов для АЭС ведутся переговоры с британской фирмой BFNL.

Энергетическая политика Польши

Энергетическая политика Польши обусловлена двумя факторами: сильной зависимостью от импорта нефти и газа, а также привязкой к местному каменному углю и произведенной на его основе электроэнергии. Эти факторы учитываются и в принятой в 2009 году энергетической стратегии, которая в качестве основной задачи энергетической политики, как и остальные страны Вышеградской четверки, выдвигает диверсификацию поставок и стран – поставщиков энергоносителей.

Какие шаги предпринимаются Польшей в этом направлении? Во-первых, начато строительство газового терминала в г. Свиноуйсьце, а после его ввода в эксплуатацию в 2014 году планируется начать импорт сжиженного природного газа



АЭС «Богунце», Словакия

из Катар. Польшей намечено и расширение подземных хранилищ природного газа с перспективой его хранения в объеме около 20 % годового потребления.

Во-вторых, прорабатываются такие варианты диверсификации импорта газа, как подключение к норвежским источникам (Балтийский газопровод), продление межсистемных линий газопроводов из соседних Германии и Словакии, а также присоединение к проекту Nabucco.

В-третьих, изучаются аспекты вовлечения в топливно-энергетический баланс страны сланцевого газа. МЭА довольно высоко оценивает запасы сланцевого газа в Польше – 5,3 трлн м³. Промышленную добычу его планируется начать в 2014 году.

В-четвертых, Польша решила строить свои атомные станции – две АЭС с двумя энергоблоками на каждой. Мощность каждой из АЭС должна составить 3000 МВт. Предполагается, что первая из двух атомных станций должна быть введена в строй в 2020, вторая – в 2025 году.

В-пятых, уделяется внимание и развитию возобновляемой энергетики. Энергетическая политика Польши предусматривает, что к 2016 году доля энергии, вырабатываемой из ВИЭ, достигнет 16 % от общего энергопотребления, а к 2030 году – 20 %.

Итоги и перспективы сотрудничества Вышеградской четверки

Каковы же итоги более чем 20-летнего сотрудничества Вышеградской группы в области энергетической безопасности? Они есть и довольно значительные.

- Вышеградская четверка создала свое энергообъединение «Централ» суммарной мощностью 60 млн кВт (на базе энергосистемы «Мир»).
- Создана обратная связь в виде газопроводов через Чехию и Австрию с газовыми сетями Западной Европы (в частности, эксплуатируются уже упомянутые газопроводы Ингольштадт – Крапупи – Адриа, Ингольштадт – Крапупи – Литвинов).
- С 2010 года начато строительство меридиональных (север-юг) газопроводов. Идет работа по соединению газовых сетей Венгрии и Словакии, намечено соединение сетей Словакии и Польши, которое планируется завершить к 2018 году. Газовые сети Венгрии и Хорватии, Польши и Чехии соединены в 2011 году.
- Продолжается строительство СПГ-терминалов в Свиноуйсьце (Польша) и на хорватском острове Крк в Адриатическом море в совокупности с сооружением

газопроводов меридионального направления (север-юг), что позволит странам ЦВЕ укрепить свою энергетическую безопасность. Мощность первой очереди польского СПГ-терминала составит 5 млрд м³, хорватского – 10 млрд м³ природного газа в год.

В декабре 2012 года в Будапеште состоялось совещание стран Вышеградской четверки по проблемам энергетики. Было выделено несколько ключевых моментов сотрудничества на ближайшую перспективу:

- акцентировано внимание на том, что основой сотрудничества Вышеградской группы в сфере энергетики и в дальнейшем останется сотрудничество в области энергетической безопасности;
- отмечено, что в перспективе, несмотря на предпринимаемые шаги, следует ожидать продолжения роста зависимости стран V₄ от импорта основных энергоносителей;
- решение проблемы снижения зависимости от импорта энергоносителей стран-участницам видится в увеличении добычи и использовании в энергетике каменного угля, запасами которого, в разной степени, обладает каждая из стран Вышеградской четверки.

НОВЫЕ ТНПА



Технический кодекс установившейся практики

TKP 459-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»

Официальное издание



Технический кодекс установившейся практики

TKP 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»

Официальное издание



Технический кодекс установившейся практики

TKP 427-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок»

Официальное издание

ЗАКАЗАТЬ документы можно:

- в редакции по тел./факсу: (+ 375 17) 286-08-28 (опт);
- на сайте www.energystrategy.by (опт);
- у региональных представителей в РБ (розница)



ПРЕДЛАГАЕТ ОЗНАКОМИТЬСЯ С НОВЫМИ ИЗДАНИЯМИ ПО ЭНЕРГЕТИКЕ



- **Габриель, Инго. Реконструкция зданий по стандартам энергоэффективного дома: [перевод с немецкого] / Инго Габриель, Хайнц Ладенер. – Санкт-Петербург: БХВ-Петербург, 2012. – 470 с. (1\315439 69 Г12)*.**

Издание представляет собой сборник практических советов по перепланировке, капитальному ремонту и энергетической реконструкции

различных типов зданий с учетом современных немецких стандартов, считающихся образцовыми, для пассивных домов и домов с низким потреблением энергии.

Рассмотрены вопросы теплоизоляции стен и крыш, осушения подвалов и их защиты от промерзания, герметизации и гидропароизоляции, установки энергосберегающих окон, модернизации отопительной системы и системы электроснабжения, оборудования помещений современными системами вентиляции и др. Описан порядок монтажа и эксплуатации солнечных коллекторов, тепловых насосов и фотогальванических установок. Основной упор делается на экологически чистые материалы, проверенные конструкции и технологии.



- **Международный опыт повышения энергоэффективности зданий: сборник материалов / Международное общественное объединение «Экопроект Партнерство»; [составитель: Андреев Наталья Александровна]. – Минск: Альтиора – Живые краски, 2012. – 78 с.: ил. (1\329288 699 М43).**

Представлены материалы по вопросам повышения энергоэффективности существующих зданий, проектирования и строительства с учетом высоких энергетических стандартов, экономии энергоресурсов в зданиях. Издание предназначено для архитекторов, инженеров, строителей, потребителей, представителей органов местной власти, общественных организаций, учебных заведений и др.

*В скобках указаны шифры хранения изданий в библиотеке.

Данные материалы будут способствовать формированию комплексного подхода к энергоэффективности зданий, расширению профессиональных возможностей в области энергосбережения.

- **Ресурсосберегающие технологии в строительстве / [Э.М. Калицкий и др.]. – Минск: РИПО, 2012. – 146 [1] с.: ил. (1\331533 69 Р44).**

Издание посвящено актуальной проблеме ресурсосбережения в строительстве. Рассмотрены такие ключевые его составляющие, как создание ресурсосберегающих видов строительных материалов, изделий и внедрение соответствующих технологий строительства, экономная эксплуатация зданий и сооружений.

Рассчитано на широкий круг читателей, интересующихся проблемами экологии, устойчивого развития и «зеленых» производств. Также оно адресовано преподавателям и учащимся строительных и энергетических специальностей учреждений образования, слушателям курсов повышения квалификации и переподготовки кадров.



- **Энергоэффективное строительство в Республике Беларусь: современные технологии энергосбережения: сборник докладов V Международной конференции, г. Минск, 28 февраля 2013 года. – Минск: Медиа-группа «Арт Престиж», [2013]. – 125 с.: ил., табл. (Бр 98378).**

В издании представлены доклады участников V Международной конференции «Энергоэффективное строительство в Республике Беларусь», в которых рассматриваются современные технологии энергосбережения, проблемы энергосбережения в строительстве и энергетике, инновационные технологии в системах водоснабжения и водоотведения, вопросы теплоизоляции и вентиляции, опыт стран СНГ (Украины, Российской Федерации, Республики Беларусь) в области экономии энергоносителей, проектирования пассивных домов и др.



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: rlst@rlst.org.by, www.rlst.org.by