

Министерство энергетики Республики Беларусь

Энергетическая Стратегия

№5 (53) сентябрь—октябрь 2016
научно-практический журнал



ЧЕЛОВЕК и БЕЗОПАСНОСТЬ

8-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ISSN 2310 - 6735



1—3 ноября 2016

Беларусь, Минск

пр. Победителей, 20/2, Футбольный манеж

Защита жизни и здоровья людей

Охрана жилища и имущества

Обеспечение безопасных условий
на производстве, отдыхе и в дороге

Организатор:



ЭКСПОФОРУМ
www.expoforum.by



www.belexpo.by
тел.: (+375 17) 286 78 54

тел.: (+375 17) 314 34 30, e-mail: rel@expoforum.by

ЭНЕРГОДОКУМЕНТ

НОРМАТИВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ ПО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Новости

НПА

ТНПА и ТД

Поиск документов

Новые документы

Обратная связь

ТНПА и ТД

Инструкции, концепции, проекты

Нормативы численности

ПЕРЕЧЕНЬ СТП ГПО "Белэнерг"

СТП. Сборники

Технические регламенты

Технические кодексы

Нормы и правила по объектам

Государственные стандарты

Нормы и правила по объектам

Санитарные нормы

СТП. Правила отбора

СТП. Методические указания

ENERGODOC.BY

УВАЖАЕМЫЕ ПОЛЬЗОВАТЕЛИ ЭИС «Энергодokument»!

Для удобства работы на сайте:

- **УСОВЕРШЕНСТВОВАНА СИСТЕМА
ПОИСКА ДОКУМЕНТОВ**

Теперь в разделе «Поиск документов» достаточно ввести слово или неточное название документа, а затем выбрать нужный документ из предложенных системой вариантов, имеющихся в банке данных ЭИС «Энергодokument»

- **ДОСТУПНА ФУНКЦИЯ
«ПЕЧАТЬ ДОКУМЕНТА»**

Пользователи, которые имеют доступ к просмотру текстов документов, при необходимости могут их распечатать. Кнопка «Печать документа» расположена в правом верхнем углу просматриваемого документа.

Подписывайтесь на наш журнал!



В редакции –
удобнее и дешевле

Подписка:

- во всех почтовых отделениях (подписной индекс 009382)
- в редакции по тел./факсу (+375 17) 286-08-28
- на сайте www.energystrategy.by



Минской
ТЭЦ-3

65 ЛЕТ

читайте на стр. 48

— **НОВАЯ рубрика!** —

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

В круговороте производственных проблем работники энергослужб предприятий зачастую не успевают отслеживать изменения законодательства в сфере энергетики. Кроме того, положения новых правил и стандартов не всегда понятны с первого прочтения, а исполнение требований НПА и ТНПА по разным причинам вызывает трудности. В этом номере журнал открывает рубрику «В блокнот главного энергетика», в которой специалисты энергонадзора помогут работникам энергослужб предприятий и просто заинтересованным лицам разобраться в сути действующих и вновь вводимых в действие правил и стандартов, прокомментируют требования органов Госэнергонадзора, помогут найти правильное решение наиболее актуальных проблем в области эксплуатации энергооборудования.

читайте на стр. 33

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
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, зав. лабораторией Института тепло-и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
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
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ (заместитель председателя)
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, почетный энергетик Республики Беларусь
Якубович П.В.	директор РУП «БЕЛТЭИ»

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси	4
Мировая энергетика. Прогнозы. Аналитика. Факты	7

ПРИОРИТЕТЫ

Горох А.М., заместитель начальника управления энергетики и газоснабжения – начальник отдела энергетики и газоснабжения главного производственно-технического управления Министерства энергетики Республики Беларусь Подготовка отрасли к ОЗП 2016/2017 года под контролем	11
---	----

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Баринов В.В., главный инженер проекта РУП «Белэнергосетьпроект» Схема выдачи мощности от БелАЭС как фактор обеспечения надежности электроснабжения	14
Попов Б.И., к.т.н., заведующий лабораторией системных исследований ядерно-энергетического комплекса ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны» НАН Беларуси Сравнительная оценка себестоимости электроэнергетики Белорусской АЭС	17
Молочко Ф.И., главный специалист отдела общей энергетики РУП «БЕЛТЭИ» Об эффективности локальных энергоисточников	22
Козик А.М., начальник службы распределительных электрических сетей РУП «Брестэнерго» Опыт подключения к системе электроснабжения по принципу «одно окно»	25
Драко М.А., м.т.н., заведующий электротехнической лабораторией отдела учета и качества электроэнергии РУП «Белэнергосетьпроект», Короткевич А.М., к.т.н., директор РУП «Белэнергосетьпроект», Иваненко А.П., главный инженер филиала «Геофизическая экспедиция» РУП «Научно-производственный центр по геологии» Выбор геометрических параметров заземляющих устройств подстанций и ВЛ 110 кВ и выше с учетом коррозионной активности грунта	27

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго», Житко О.Л., заместитель начальника энергоинспекции, Леонова Ю.Н., государственный инспектор Гомельского МРО Опыт подготовки к ОЗП в условиях сокращения сроков подготовительных работ	30
---	----

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Пачковский А.Ч., к.т.н., начальник производственно-технической группы филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» Основные НПА и ТНПА, регламентирующие вопросы охраны труда и электробезопасности	33
Напреев С.Н., заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго» Требования к нанесению опознавательной окраски трубопроводов тепловых сетей потребителей	34

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

О необходимости включения в основную систему уравнивания потенциалов покровного слоя изоляции трубопроводов тепловых пунктов, выполненного из токопроводящих материалов35

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

В Минске пройдет 8-я специализированная выставка «ЧЕЛОВЕК И БЕЗОПАСНОСТЬ»36

Дулинец Л.В., начальник отдела международного сотрудничества Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь

Ядерная энергетическая программа Республики Беларусь представлена на Генеральной конференции МАГАТЭ38

Белорусско-германское сотрудничество: от обсуждений к реализации...40
По итогам V Белорусско-германского энергетического форума

Инновации и энергоэффективность – движущие факторы роста и развития страны42
По итогам XXI Белорусского энергетического и экологического форума

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Фурсанов М.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электрических систем БНТУ

Экономически обоснованные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях45

СОБЫТИЕ

Новые перспективы Минской ТЭЦ-348
Интервью с заместителем директора Минской ТЭЦ-3 Л.С. Прибыльским по случаю 65-летия станции

ОХРАНА ТРУДА

Макаревич А.Н., начальник отдела охраны труда, пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго»

Производственный травматизм: проблемы и решения51

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Вершина Г.А., к.т.н., доцент, первый проректор БНТУ, Карницкий Н.Б., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой ТЭС ЭФ БНТУ, Буров А.Л., старший преподаватель кафедры, Качан С.А., к.т.н., доцент кафедры

Подготовка инженерных кадров для Белорусской АЭС: от теории к практике54

Белинская Е.В., психолог 1-й категории отдела психологического обеспечения персонала Учебного центра подготовки и повышения квалификации персонала РУП «Минскэнерго»

Конфликты в организации: виды, причины и пути разрешения57

ПРАВО

Новости законодательства61

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Национальный фонд ТНПА – энергетике64

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.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Редакторы	Никитина А.В. Моисеева Е.Н.
Компьютерный дизайн и верстка	Яценко О.А.
Корректор	Лемехова Д.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

В соответствии с приказом ВАК Республики Беларусь от 20 марта 2015 года № 81 научно-практический журнал Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия» включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований.

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
2934682@mail.ru
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 ГОУПП «Гродненская типография», 230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4
ЛП №02330/39 до 29.03.2019.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 21.10.2016 г., формат 60х90%, тираж 1530 экз., заказ № .

ТЭК БЕЛАРУСИ

Согласован проект Программы формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС

10 октября на совещании руководителей уполномоченных органов государств Евразийского экономического союза (ЕАЭС) согласован проект Программы формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Программой предусмотрено создание к июлю 2019 года условий для организации как централизованных торгов электроэнергией, так и торговли по свободным двусторонним договорам. В этих целях будут созданы электронные системы торговли электроэнергией по срочным контрактам и на сутки вперед, а также информационная система общего электроэнергетического рынка Союза.

Согласно Программе Евразийская экономическая комиссия совместно с государствами – членами ЕАЭС разрабатывает правила торговли электрической энергией, доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики, определения и распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи и ряд других актов, необходимых для регулирования рынка.

«Белэнерго» подписало соглашение о сотрудничестве с Siemens

28 сентября ГПО «Белэнерго» и компания Siemens подписали соглашение о сотрудничестве. Подписи под документом поставили генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов и вице-президент компании Siemens AG Вилли Майкснер.

Стороны намерены совместно проработать концептуальные и предварительные технические решения варианта использования газотурбинных энергетических установок производства Siemens для проекта «Строительство пиково-резервных энергоисточников в Беларуси». Среди приоритетных направлений сотрудничества – внедрение комплексных энергосберегающих решений для модернизации технологических процессов на объектах электроэнергетики.



В ходе встречи Министр энергетики В.Н. Потупчик поблагодарил представителей концерна Siemens AG за конструктивный подход к урегулированию вопросов сервисного обслуживания поставленного оборудования и отметил, что Беларусь всегда открыта сотрудничеству на взаимовы-

годных условиях, при этом предпочтение отдается энергоэффективным проектам с использованием современного оборудования компаний, хорошо зарекомендовавших себя на белорусском рынке.

На повестке дня – увеличение использования торфяного топлива цементными заводами

Первый заместитель Министра энергетики Л.В. Шенец, заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» В.В. Ковалев, руководители торфобрикетных заводов и другие заинтересованные лица приняли участие в совещании по вопросам использования торфяного топлива цементными заводами, которое состоялось 1 сентября в г.п. Красносельский Волковысского района.

Участники совещания отметили, что в 2015 году с участием Минэнерго был успешно реализован проект по переводу ОАО «Красносельскстройматериалы» на использование торфяного топлива взамен импортируемых энергоресурсов. Благодаря этому по итогам текущего года предприятие планирует увеличить использование торфяного топлива до 120 тыс. т в год, а в ближайшей перспективе – еще на 60 тыс. т.

Реализация проекта по внедрению технологии сжигания торфяной сушенки (топливного фрезерного торфа, прошедшего стадию сепарирования, дробления и сушки) позволит предприятию получить экономический эффект порядка \$ 2,5–3 млн за счет разницы в цене природного газа и торфяного топлива, что, в свою очередь, снизит себестоимость производимой заводом продукции.

В Правила пользования газом в быту будут внесены изменения

Министерством энергетики в соответствии с поручением Комиссии по чрезвычайным ситуациям при Совете Министров Республики Беларусь создана рабочая группа по внесению изменений в Правила пользования газом в быту в части установки в помещениях с газовым оборудованием (организованным отводом продуктов сгорания) сигнализаторов обнаружения угарного газа.

В рабочую группу включены представители Министерства энергетики, ГПО «Белтопгаз», других заинтересованных ведомств и организаций. Рабочая группа на данный момент рассматривает предложения по внесению изменений в Правила пользования газом в быту, в том числе и предложения по установке сигнализаторов обнаружения угарного газа. Данная тема является актуальной в связи с происшедшими групповыми случаями отравления угарным газом со смертельным исходом в городах Борисове и Слуцке и необходимостью обеспечения безопасности проживания населения.

После внесения изменений в Правила пользования газом в быту будут разработаны нормативные правовые акты и технические нормативные правовые акты по установке, размещению и эксплуатации сигнализаторов обнаружения угарного газа, а также будет рассмотрен вопрос финансирования их приобретения и установки.

Введен почасовой учет перетоков электроэнергии между энергосистемами Украины и Республики Беларусь

С 1 октября между Белорусской энергосистемой и энергосистемой Украины вводится почасовой учет перетоков электроэнергии в соответствии с Методикой почасового учета перетоков электроэнергии между энергосистемами Украины и Республики Беларусь и Соглашением о порядке согласования количества перемещаемой электроэнергии между Украиной и Республикой Беларусь, подписанным ГПО «Белэнерго» и ГП «НЭК «Укрэнерго».

Это является очередным шагом к введению почасового учета перетоков электроэнергии Белорусской энергосистемы с сопредельными энергосистемами.

Делегация Еврокомиссии посетила Белорусскую АЭС

19 сентября делегация Еврокомиссии во главе с заместителем руководителя Генерального директора по энергетике Герасимосом Томасом приняла участие в переговорах в Министерстве энергетики Республики Беларусь по вопросам проведения стресс-тестов Белорусской АЭС. 20 сентября представители Европейского Союза посетили строительную площадку Белорусской АЭС.



По итогам переговоров заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк сообщил журналистам, что помимо реализации ядерной программы в ходе визита удалось обсудить широкий спектр вопросов сотрудничества в энергетике и достичь в ходе переговоров договоренности о дальнейшем взаимодействии. Он отметил, что Беларусь проинформирует Еврокомиссию о результатах стресс-тестов на Белорусской АЭС и подчеркнул, что техническое задание на их проведение полностью соответствует европейским требованиям. Со своей стороны Герасимос Томас отметил очень открытый характер визита делегации в Республику Беларусь. «Нам показали все, что мы хотели увидеть», – резюмировал он итоги визита.

Местные виды топлива – важнейший ресурс энергетической безопасности страны

14 октября в рамках рабочей поездки в Гомельскую область Премьер-министр Республики Беларусь А.В. Кобяков посетил Речицкую мини-ТЭЦ на местных видах топлива. Во встрече приняли участие первый заместитель Министра

энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенец и другие официальные лица.

Л.В. Шенец проинформировал присутствующих об использовании местных видов топлива на объектах Минэнерго, генеральный директор РУП «Гомельэнерго» С.О. Бобович и директор филиала «Речицкие электрические сети» Д.Р. Гроховский – о результатах эксплуатации мини-ТЭЦ на местных видах топлива в Речице.



В ходе визита на мини-ТЭЦ глава правительства подчеркнул, что местные виды топлива являются важнейшим ресурсом экономической и энергетической безопасности страны. Этот ресурс должен быть в полной мере задействован с учетом экономической составляющей. А.В. Кобяков отметил, что Речицкая мини-ТЭЦ дает хороший эффект практически без привлечения природного газа, используя брикет и древесную щепу. Предприятие круглый год обеспечивает необходимыми объемами тепла и электрической энергии достаточно крупный район г. Речицы. «Положительный опыт данного предприятия достоин того, чтобы быть мультиплицированным в других регионах», – сказал Премьер-министр.

Электрическая мощность Речицкой мини-ТЭЦ составляет 4,2 МВт, тепловая – 19,6 МВт. В 2015 году за счет использования местных видов топлива на предприятии было сэкономлено в эквиваленте 10,2 млн м³ природного газа.

Отгрузка реактора для Белорусской АЭС планируется в конце октября

Отгрузку реактора для Белорусской АЭС планируется осуществить в конце октября, сообщает БЕЛТА со ссылкой на сайт компании «АЭМ-технологии».

В настоящее время успешно завершены гидравлические испытания реактора ВВЭР-1200 для блока Белорусской АЭС. Операция производилась на специальном стенде гидроиспытаний Волгодонского филиала «АЭМ-технологии» «Атоммаш». При этом в соответствии с технологией с помощью специально подготовленной воды в корпусе реактора создавалось максимальное давление 24,5 МПа. По итогам испытаний подтверждена прочность основного металла и сварных соединений изделия.

Следующим этапом станет контрольная сборка реактора, полностью повторяющая его рабочее положение на станции, а затем состоится отгрузка реактора для доставки на Белорусскую АЭС.

Состоялся семинар, посвященный 100-летию со дня рождения Г.Е. Поспелова

11 сентября исполнилось 100 лет со дня рождения выдающегося белорусского ученого-энергетика, доктора технических наук, профессора Григория Ефимовича Поспелова.



Накануне знаменательной даты на кафедре БНТУ «Электрические системы» вспоминали о достижениях наставника. Среди многочисленных выпускников кафедры – первый заместитель Министра энергетики Л.В. Шенец, заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк, многие специалисты Белорусской энергосистемы.

Выступая перед участниками семинара, Л.В. Шенец сказал: «То, как грамотно Григорий Ефимович объединил людей на кафедре и какие условия им создал, говорит о его профессионализме. Он мог не только заниматься наукой, но и понимать человеческие души. Те результаты, которых сегодня достигла энергосистема, стали возможными в том числе благодаря усилиям профессора и всей кафедры».

Профессор Г.Е. Поспелов проработал на кафедре «Электрические системы» 50 лет, в том числе 27 лет – в качестве заведующего кафедрой. Ушел из жизни в 2014 году.

ПОЗДРАВЛЯЕМ!

Энергетикам объявлена Благодарность Премьер-министра Республики Беларусь

За активное участие в подготовке Концепции формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ЕАЭС) и Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС распоряжением Премьер-министра Республики Беларусь объявлена Благодарность руководителям и специалистам Министерства энергетики: заместителю Министра **В.А. Закревскому**, начальнику управления перспективного развития и внешнего инвестиционного сотрудничества **А.М. Зоричу**, заместителю начальника управления экономического анализа и прогнозирования **К.Б. Аношенко**; руководителям структурных подразделений аппарата управления ГПО «Белэнерго» – начальнику управления правового обеспечения **Е.В. Янговской** и начальнику управления по оптовой торговле и передаче электрической энергии и мощности **Н.В. Багровец**.

К.И. Путило избран в Совет Республики Национального собрания

В ходе выборов, состоявшихся 13 сентября в Могилевской области, тайным голосованием избраны восемь новых сенаторов, которые будут представлять Могилевскую область в Совете Республики Национального собрания Республики Беларусь. Среди них – генеральный директор РУП «Могилевэнерго» **Константин Иванович Путило**. Напомним, что в этом году за значительные результаты в профессиональной деятельности К.И. Путило была присуждена специальная премия «Человек года».

Работники РУП «Могилевэнерго» награждены государственными наградами

Указом Президента Республики Беларусь от 5 сентября 2016 года № 331 за профессионализм и самоотверженность, проявленные в чрезвычайной ситуации при ликвидации последствий стихии, возникших при прохождении циклона «Даниэлла», орденом «За личное мужество» награжден мастер Могилевских электросетей **В.М. Герасимович**. Медали «За

отличие в предупреждении и ликвидации чрезвычайных ситуаций» удостоены работники Бобруйских электросетей – электромонтер **В.Н. Безмен**, старший мастер **Д.П. Жариков**, тракторист **В.М. Петреня**.

Команда энергетиков Республики Беларусь стала серебряным призером XIII Международных соревнований профессионального мастерства СНГ

23 сентября в Казахстане завершились Международные соревнования бригад по ремонту и обслуживанию оборудования подстанций 110 кВ и выше. В соревнованиях принимали участие 5 команд – из России, Беларуси, Грузии, Казахстана, Узбекистана. Делегации Кыргызской Республики, Республики Таджикистан и Украины на XIII Международных соревнованиях профессионального мастерства выступили в качестве наблюдателей.

Победителем соревнований стала команда Республики Казахстан, представленная энергетиками филиала «Акмолинские МЭС» АО «KEGOC».

Команда филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго», представлявшая на соревнованиях Республику Беларусь, заняла второе место, разделив его с командой Российской Федерации (ПАО «МРСК Волги»).



Команда филиала «Столбцовские электрические сети» РУП «Минскэнерго»

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА. ФАКТЫ

ОПЕК решила снизить добычу нефти

Организация стран – экспортеров нефти (ОПЕК) на неформальной встрече в ходе Международного энергетического форума, состоявшегося 26–28 сентября в Алжире, приняла решение снизить добычу нефти.

Это только первый шаг: соглашение должно быть утверждено в конце ноября на официальной встрече картеля в г. Вене. Там же будут обсуждаться предложения о том, как снижение добычи распределится среди участников. Утвердив соглашение, ОПЕК предложит другим странам присоединиться к нему.

Картель договорился уменьшить производство нефти всего на 0,7–2,2 %, но и такое снижение – первое за последние восемь лет. Поэтому на рынок сообщение о сокращении добычи нефти странами ОПЕК произвело ошеломляющий эффект. Решение ОПЕК должно обрадовать добытчиков сланцевой нефти в США: сохранение цен на нынешнем уровне и их возможный рост позволят американцам увеличить производство.

Эксперты считают, что надежды на исполнение договоренности, весьма возможно, поддержат цены на нефть, по крайней мере, в краткосрочной перспективе, отмечают в Goldman Sachs. При этом аналитики инвестибанка добавляют, что неопределенность в ближайшие месяцы останется высокой.

Факторы влияния на нефтяной рынок

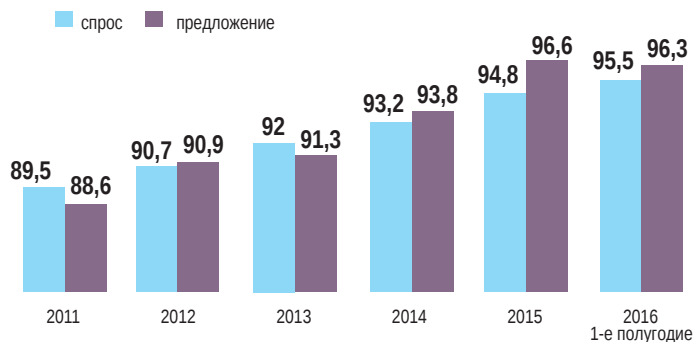
Международное энергетическое агентство (МЭА) отмечает сокращение капиталовложений в нефтедобычу, которое длится уже два года. В 2015 году глобальные инвестиции в энергетику сократились на 8 %, в 2016 году по прогнозам МЭА они сократятся еще на 24 %, и вполне возможно, что тенденция продолжится и в 2017 году. Между тем исполнительный директор МЭА Фатих Бироль отметил, что трехлетнего снижения еще никогда не было.

Международное энергетическое агентство (МЭА) предупредило, что это может привести в ближайшие годы к значительной нехватке нефти на рынке. Но опасения МЭА могут и не реализоваться. В годы перед падением нефтяного рынка компании по всему миру вложили миллиарды долларов в многочисленные проекты, которые казались окупаемыми при ценах выше \$ 100 за баррель. И эти проекты вскоре начнут давать нефть.

По оценкам JBC Energy, изучившей 99 проектов, которые должны быть запущены в 2015–2017 годах, глобальные мощности вырастут на 5,2 млн барр. в день благодаря проектам в Мексиканском заливе, Канаде, России и др. В какой-то степени этим будет компенсировано снижением добычи на более старых месторождениях. Тем не менее, по оценкам JBC, в краткосрочной перспективе предложение может вырасти на 2,7 млн барр. в день. В результате запасы нефти продолжают расти, а избыток предложения в первом полугодии 2017 года может оказаться даже больше, чем в на-

чале этого года, когда цены опустились ниже \$ 30 за баррель, отмечает FT.

Восстановлению баланса могут помешать и сиюминутные факторы. Нигерия и Ливия, где добыча в этом году сильно сократилась, готовятся вскоре вернуть на рынок свыше 800 тыс. барр. в день, сообщает Bloomberg. Это увеличит избыток нефти в мире более чем втрое. Сейчас МЭА оценивает его в 370 тыс. барр. в день.



Спрос и предложение нефти в мире

В погоне за солнцем и ветром

За последние 10 лет использование энергии ветра и солнца в мире выросло на рекордные 23 и 50 % соответственно, вместе с тем новые источники энергии используют не так часто, отмечается в новом докладе Всемирного энергетического совета. Отчет основывается на исследовании 32 стран, в которых находится 90 % всех ветровых и солнечных источников энергии в мире.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ), включая гидроэнергетику, сегодня занимают более 30 % мировой установленной энергетической мощности, однако их доля в мировом электроснабжении до сих пор составляет только 4 %.

Инвестиции в развитие ВИЭ обогнали вложения даже в традиционные виды энергетики. В частности, в 2015 году в этот сектор энергетики были вложены рекордные \$ 286 млрд. Из этой суммы 76 % пришлось на ветроустановки и солнечные электростанции.

В России цена 1 кВт·ч солнечной энергии в 20 раз выше, чем в Дубае. В первую очередь в этом виноваты географи-



ческие факторы. Большая часть территории страны до Урала находится в зоне, где продолжительность солнечного сияния составляет менее 1700 ч в год. В Европе же, например, на широте Мадрида этот показатель достигает 2900 ч, а в Дубае солнце светит более 5000 ч в год.

Тем не менее эксперты считают, что Россия сможет получать до 80–100 % энергии от возобновляемых источников уже к концу XXI века. Для решения этой задачи нужно разрабатывать отечественные технологии, обеспечить выделение прямых субсидий и развивать ВИЭ для труднодоступных мест, куда тянуть классические ЛЭП слишком дорого.

Азербайджан и Казахстан планируют провести новый нефтепровод

Азербайджан и Казахстан планируют провести новый нефтепровод Ескене–Курык–Баку протяженностью 739 км. Казахстан обладает огромными доказанными запасами углеводородов, которые составляют 5,5 млрд т нефти и 3 трлн м³ газа. Это позволяет производить 33,6 млрд м³ газа и 80 млн т нефти ежегодно, однако у страны, за исключением трубопровода Баку–Тбилиси–Джейхан (БТД), нет гарантированно независимого, надежного и безопасного маршрута экспорта нефти. Возможности трубопроводов Тенгиз–Новороссийск, Атырау–Самара, Атасу–Алашанькоу и маршрут Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) недостаточны для того, чтобы обеспечить растущий экспортный потенциал.

Учитывая пропускную способность этих маршрутов и объемы экспорта, которых планируется достичь, официальная Астана сконцентрировала свое внимание на Казахстанской Каспийской системе транспортировки (ККСТ). Согласно ей планируется строительство нефтепровода Ескене–Курык–Баку протяженностью 739 км.



Технико-экономическое обоснование нефтепровода Ескене–Курык предусматривает строительство нефтеперекачивающей станции на месторождении «Тенгиз», магистрального нефтепровода Тенгиз–Опорный–Узень–Актау, нефтяного терминала и нового порта в Курыке, а также реконструкцию и расширение порта Актау. Строительство этого трубопровода даст Казахстану возможность экспортировать свою нефть в порты Грузии и Турции.

На начальном этапе мощность нового трубопровода составит 23–25 млн т нефти в год с возможностью расширения в будущем до 56 млн т. ККСТ должна обеспечить экспорт казахстанской нефти в основном с месторождения Кашаган (вторая и третья фаза) через Каспийское море по трубопроводу Баку–Тбилиси–Джейхан, остальным нефтетранспортным системам Азербайджана и других транзитных стран на международные рынки.

В Бельгии вновь аварийно отключены реакторы на АЭС

В сентябре в Бельгии был аварийно отключен ядерный реактор № 2 АЭС «Тианж». Дополнительных подробностей о характере аварии и возможных последствиях не сообщается. Оператор отметил, что жизни и здоровью населения пока ничего не угрожает. Инцидент произошел через два дня после того, как из-за аварии был остановлен реактор № 1 на той же АЭС.

Последнее время атомная энергетика (фактически две станции – АЭС «Дуль» с четырьмя энергоблоками на севере страны и АЭС «Тианж» с тремя энергоблоками – на юге) становится для Бельгии источником многочисленных проблем.

Период эксплуатации четырех из семи энергоблоков указанных АЭС уже подошел к концу, и в 2009 году Бельгия должна была начать процедуру их вывода из эксплуатации, однако из-за нехватки финансирования в условиях мирового финансового кризиса, а главное – в связи с отсутствием альтернативных мощностей для генерации электроэнергии, которые могли бы заменить АЭС, процедура решением парламента Бельгии была отложена на 10 лет.

Уран подождет до лучших времен

Мировой рынок урана в очередной раз находится в сложном положении и сможет восстановиться не ранее 2020 года, считают эксперты.

Девять крупнейших мировых компаний обеспечивают 81 % добычи урана в мире. Чтобы поддержать цены, лидеры сокращают производство. Так, канадская горнорудная компания Cameco (второй производитель урана в мире) в апреле сократила производство на нескольких месторождениях в Канаде и США. Это позволит на 2 % снизить мировое предложение урана. Третий в мире производитель урана, французская Areva, также приостанавливает производство на низкорентабельных проектах. И Cameco, и Areva отказались от экспансии. А мировой лидер «Казатомпром» заявлял, что будет сокращать поставки урана, чтобы поддержать цены. Урановый холдинг «Росатома» – «Атомредметзолото» также снижает производство сырья для АЭС.



Динамика стоимости урана

Цены на уран падают пять лет подряд (см. график) из-за аварии на японской АЭС «Фукусима-1» в марте 2011 года. После инцидента Япония остановила работу всех АЭС, Германия решила со временем отказаться от атомной энергии, Франция заявила о намерении снизить долю атомной энергии.

Первый реактор в Японии заработал только в 2015 году. Но ситуация с перезапуском остальных остается сложной. Из 42 пригодных к эксплуатации реакторов в стране функци-

онируют всего два, и отношение общественности к атомной энергетике остается крайне негативным.

На начало июня в мире было 437 пригодных к эксплуатации реакторов суммарной мощностью 381 ГВт. Надежды производителей урана связаны в первую очередь с Китаем, правительство которого рассчитывает, что к 2020 году в стране будет 58 ГВт работающих реакторов и еще 30 ГВт строящихся. Рост атомных мощностей также ожидается в Индии, Южной Корее, ОАЭ, Иране, Турции, а также в странах Африки. По прогнозу Ux Consulting к 2020 году число реакторов в мире вырастет до 461, к 2030-му – до 533, а атомные мощности – до 410 ГВт и 518 ГВт соответственно.

Растет спрос на газ по маршруту «Северного потока – 2»

В сентябре эксперты ПАО «Газпром» зафиксировали повышенный спрос на российский газ в странах, расположенных по маршруту газопровода «Северный поток – 2». Так, рост поставок газа в Германию с 1 по 15 сентября составил 27,9 % по отношению к первой половине сентября 2015 года, в Австрию – 39,7 %.

Тенденция повышенного спроса на российский газ в Европе проявилась уже в июне. В первом полугодии 2016 года в дальнее зарубежье поставлено на 14,2 % (или на 10,6 млрд м³) газа больше, чем за аналогичный период 2015 года. В частности, экспорт в Германию увеличился на 1,5 млрд м³, в Польшу – на 1,3 млрд м³, во Францию – на 1,4 млрд м³.

Уже тогда Германия активизировала усилия по созданию политических условий в Евросоюзе для реализации «Северного потока – 2». Главным препятствием на пути строительства газопровода остается Варшава. Польский антимонопольный регулятор UOKiK уже несколько раз откладывал рассмотрение ходатайства о выдаче разрешения на создание совместного предприятия Nord Stream 2 AG для реализации проекта.

Соглашение акционеров по проекту «Северный поток – 2», подразумевающему расширение «Северного потока», было подписано в начале сентября прошлого года «Газпромом», E.ON, Shell, BASF/Wintershall, OMV и Engie. Две новые нитки общей годовой мощностью 55 млрд м³, как и уже действующие, пройдут от российского побережья по дну Балтийского моря до Германии. Ввод трубопровода в эксплуатацию запланирован на четвертый квартал 2019 года.

Канадские химики разработали дешевую цинк-ионную батарею

Группа ученых из канадского университета Ватерлоо сконструировала цинк-ионную батарею, себестоимость которой в два раза меньше, чем литий-ионной. По словам руководителя проекта, профессора Линды Назар, разработка ориентирована на применение в электросетях для аккумуляции энергии, генерируемой солнечными и ветровыми электростанциями.

По мнению ученых, новая разработка найдет свое применение на рынке автомобилей и портативной электроники, поскольку их главная задача – уменьшение габаритов и веса элементов питания. В инновационном устройстве применяются негорючие, нетоксичные материалы электродов – наноструктурированный оксид ванадия для катода и металлический цинк – для анода. В качестве электролита используется pH-нейтральный водный раствор соли.

В дополнение к основным преимуществам новый элемент питания обладает высокими обратимостью, скоростью и емкостью. Он обеспечивает сохранение 80 % первоначальной емкости после 1000 циклов перезарядки.

Разработана самая точная в мире система прогнозов солнечной активности

Ученые из Национального центра атмосферных исследований (NCAR) в Колорадо разработали инновационную систему прогнозов солнечной активности Sun4Cast. Подробный прогноз с интервалом в 15 минут формируется благодаря различным схемам компьютерного моделирования атмосферных явлений, изучению качества воздуха, расположения и типа облаков, влажности и т.д. Кроме того, при прогнозировании солнечной активности используются технологии искусственного интеллекта.

По мнению разработчиков, их прогнозы превосходят по точности все существующие на сегодняшний день аналоги более чем на 50 %. Sun4Cast позволит эффективнее регулировать нагрузку энергосистем, в которых задействованы солнечные станции, обеспечивая их стабильность и экономическую эффективность.

Система позволяет делать прогнозы на трое суток (72 ч), что, по мнению ученых, даст возможность, используя данные о солнечной активности, сформировать нагрузку на сеть, отрегулировать участие солнечных электростанций в общем энергоснабжении. В Центре атмосферных исследований ожидают, что использование Sun4Cast позволит энергогенерирующим компаниям США сэкономить до \$ 455 млн к 2040 году.

На АЭС «Фукусима-1» произошла утечка радиоактивной воды

Японские специалисты обнаружили утечку воды с высоким содержанием радиоактивных веществ из наземного резервуара на территории аварийной АЭС «Фукусима-1». Об этом 7 октября сообщила компания – оператор станции Tokyo Electric Power (TEPCO). По ее данным объем вытекшей жидкости составил 32 л, а содержание бета-излучающих веществ в ней находится на уровне 590 тыс. беккерелей на литр при норме 150 беккерелей на литр для воды, которую можно сбрасывать в море. Отмечается, что сотрудники TEPCO перекачали часть радиоактивной жидкости из одного резервуара в другой, чтобы ликвидировать утечку.



Из-за постоянно возрастающего объема загрязненной воды, которая образуется в результате охлаждения реакторов, специалисты ТЕРСО часто не успевают провести своевременный ремонт или полную замену старых цистерн. Это становится основной причиной утечек. Общий объем хранящейся в специальных наземных контейнерах и ожидающей очистки радиоактивной воды составляет более 200 тыс. т.

В настоящее время на «Фукусиме-1» проводятся работы по заморозке почвы для предотвращения утечек радиоактивной жидкости и заражения грунтовых вод. Они должны завершиться до конца этого года.

Новая атомная станция будет построена на юго-западе Англии

Новая атомная станция Hinkley Point C будет построена на юго-западе Англии. Ход проекту по возведению одной из самых дорогостоящих атомных станций в мире дала премьер-министр Великобритании Тереза Мэй. Общая стоимость проекта оценивается в 18 млрд фунтов, или \$ 24 млрд. Hinkley Point C станет первой АЭС, построенной в Европе после аварии на «Фукусиме».

Британский кабинет министров согласился на реализацию проекта с определенными условиями. Во-первых, АЭС не сможет поменять собственника, если кабинет министров будет против. Во-вторых, правительство получило так называемую «золотую акцию» и в последующих проектах по строительству подобных станций. Это даст ему право накладывать вето на те проекты, которые могут навредить национальной безопасности страны.

В реализации проекта заинтересованы Франция (энергетическая компания EDF будет строить два энергоблока) и Китай (китайской компании CGN принадлежит треть акций будущей станции).

Специалисты назвали решение реализовать проект Hinkley Point C «новым запуском проекта ядерной Европы».

Появился способ ускорить зарядку электромобилей

Новое решение старой проблемы предложила швейцарская компания Huber+Suhner. В компании, которая является разработчиком и производителем компонентов и комплексных решений в области электрической и оптической связи, убеждены, что ускорить зарядку электромобилей поможет система охлаждаемых кабелей.

Работает это следующим образом: вдоль медной сердцевины циркулирует антифриз, заходя даже в «вилку».



Такой гибкий кабель-шланг позволяет подавать ток в 350 А для легковушек и в 630 А для грузовиков при мощности зарядного устройства порядка 350 кВт. Такое охлаждение дает возможность использовать провод с разумным сечением. При этом время зарядки сокращается до 6 мин для заправки 80 % емкости. До сих пор наиболее быстрой считалась зарядка в течение 20 мин, для чего требовалась подача тока порядка 120 А и мощность около 50 кВт. Правда, долговременные последствия такой зарядки для аккумуляторной батареи еще не просчитаны.

По мнению разработчиков, сокращение времени зарядки в три раза поможет увеличить спрос на электрические транспортные средства. Ведь длительное время, необходимое для зарядки, пока остается сильным аргументом против приобретения электромобиля.

Россия и Турция подписали межправительственное соглашение о строительстве газопровода «Турецкий поток»

Россия и Турция подписали межправительственное соглашение о строительстве газопровода «Турецкий поток» через Черное море до европейской части Турции. Документ был подписан в Стамбуле министрами энергетики двух стран в присутствии национальных лидеров – Владимира Путина и Реджепа Тайипа Эрдогана.



Соглашение предусматривает строительство двух ниток магистрального газопровода по дну Черного моря. Мощность каждой будет превышать 15 млрд м³ газа. Сооружение обеих ниток должно быть завершено к декабрю 2019 года.

Первая нитка предназначена для поставок российского газа турецким потребителям, вторая – европейским, ее продолжит проект ITGI Poseidon – через Грецию и Ионическое море на юг Италии.

Работа по проекту «Турецкий поток» возобновилась на фоне потепления отношений Москвы и Анкары в августе 2016 года после визита турецкого лидера в Санкт-Петербург. По итогам встречи с российским президентом он заявил о разморозке сотрудничества по энергетическим проектам – строительству АЭС «Аккую» и газопровода в Европу. При этом Анкара предложила Москве профинансировать прокладку сухопутной части трубопровода «Турецкий поток» в равных долях.

Подготовлено по материалам международных энергетических агентств, информационных порталов и печатных СМИ

ПОДГОТОВКА ОТРАСЛИ К ОЗП 2016/2017 ГОДА ПОД КОНТРОЛЕМ

В соответствии с постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18 мая 2016 года № 387 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2016/2017 года» и приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 6 июня 2016 года № 156 «О подготовке организаций, входящих в систему Министерства энергетики, к работе в осенне-зимний период 2016/2017 года» в отрасли реализован ряд организационно-технических мероприятий, направленных на обеспечение устойчивого и надежного топливо- и энергоснабжения потребителей республики.



А.М. ГОРОХ,
заместитель начальника
управления энергетики и
газоснабжения – начальник
отдела энергетики и
газоснабжения главного
производственно-
технического управления
Министерства энергетики
Республики Беларусь

В целях подготовки к ОЗП 2016/2017 года организациями, входящими в систему Министерства энергетики, изданы соответствующие приказы, разработаны мероприятия, реализация которых находится на особом контроле. В Минэнерго созданы рабочие группы для проверки готовности объектов потребителей и Белорусской энергосистемы к началу отопительного периода. Начиная с июля ежемесячно в Министерстве энергетики проводятся заседания штаба по координации работ по подготовке к ОЗП 2016/2017.

Указанные выше мероприятия позволили организациям, входящим в систему Министерства энергетики, в намеченные сроки обеспечить успешное выполнение комплекса мер по подготовке электростанций, тепло- и электрогенерирующих установок и оборудования, газовых, тепловых и электрических сетей к работе в период максимальных нагрузок по энерго- и газопотреблению, разработать варианты топливоснабжения и режимов энергоснабжения потребителей в ОЗП 2016/2017 в условиях возможного снижения поставок энер-

гоносителей, а также в случаях возникновения аварийных ситуаций и резкого похолодания.

По состоянию на 1 октября организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», в соответствии с утвержденными графиками выполнены капитальные ремонты 19 энергетических котлов (83 % от годового плана), 11 турбин (69 %), 5 водогрейных котлов (100 %) и 2 паровых котлов (100 %). Согласно графикам ремонтов электротехнического оборудования на 2016 год произведены капитальные ремонты 18 генераторов (86 % от годового плана), 6 силовых трансформаторов (75 %), 20 высоковольтных выключателей напряжением 220–330 кВ (69 %), а также комплексный ремонт на 107 подстанциях 35–110 кВ (68 %).

В настоящее время энергоснабжающими организациями выполнены установленные постановлением Правительства задания по реконструкции и капитальному ремонту тепловых сетей (118,38 км при задании 106,84 км, или 110,8 % годового плана).

По состоянию на 1 октября текущего года завершен капитальный ремонт

линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ протяженностью 18 448,63 км, что составило 70,1 % от планового задания на год (см. таблицу 2).

В рамках подготовки к ОЗП 2016/2017 года разработан и выполняется ряд мероприятий, направленных на повышение надежности работы линий электропередачи напряжением 10(6)–750 кВ.

По состоянию на 1 октября энергоснабжающими организациями Минэнерго выполнена работа по расчистке просек, а также совместно с организациями Минлесхоза проведена вырубка опасных деревьев и насаждений в полосах леса,

Таблица 1. Информация о ходе регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии и теплоисточников в разрезе областей республики по состоянию на 1 октября

Область	Паспорта готовности			
	Потребители		Теплоисточники	
	зарегистрировавшие паспорта готовности	процент от общего количества потребителей	зарегистрировавшие паспорта готовности	процент от общего количества потребителей
Брестская	4 826	99,9	2 534	99,8
Витебская	3 262	99,9	1 619	100
Гомельская	4 921	100	2 111	100
Гродненская	4 129	100	2 117	100
Минская	4 447	99,8	2 368	99,9
Могилевская	3 736	100	1 766	100
г. Минск	2 772	99,6	486	99,8
Итого	28 093	99,89	13 001	99,9

Таблица 2. Информация о ходе выполнения плана капитальных ремонтов ВЛ 0,4–750 кВ по состоянию на 1 октября

Наименование организации		План на 2016 год, км	Фактическое выполнение, км	% выполнения от годового плана
РУП «Брестэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	2 880,00	2 235,00	77,6
	ВЛ 35–750 кВ	526,30	447,80	85,1
	ВЛ 10(0,4)–750 кВ	3 406,30	2 682,80	78,8
РУП «Витебскэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	4 518,69	2 916,66	64,5
	ВЛ 35–750 кВ	487,61	261,79	53,7
	ВЛ 10(0,4)–750 кВ	5 006,30	3 178,45	63,5
РУП «Гомельэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	3 676,80	2 910,70	79,2
	ВЛ 35–750 кВ	677,30	549,10	81,1
	ВЛ 10(0,4)–750 кВ	4 354,10	3 459,80	79,5
РУП «Гродноэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	3 387,64	2 321,63	68,5
	ВЛ 35–750 кВ	633,20	314,30	49,6
	ВЛ 10(0,4)–750 кВ	4 020,84	2 635,93	65,6
РУП «Минскэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	4 298,60	2 913,10	67,8
	ВЛ 35–750 кВ	685,64	425,00	62,0
	ВЛ 10(0,4) – 750 кВ	4 984,24	3 338,10	67,0
РУП «Могилевэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	4 016,05	2 770,59	69,0
	ВЛ 35–750 кВ	547,87	382,96	69,9
	ВЛ 10(0,4)–750 кВ	4 563,93	3 153,55	69,1
ГПО «Белэнерго»	ВЛ 0,4–10 кВ	22 777,79	16 067,68	70,5
	ВЛ 35–750 кВ	3 557,92	2 380,96	66,9
	ВЛ 10(0,4) – 750 кВ	26 335,71	18 448,63	70,1

прилегающих к просекам ВЛ 10(6)–330 кВ протяженностью 14 118,23 км (113,6 % от установленного годового задания – 12 429,02 км).

В целях повышения устойчивости функционирования линий электропередачи по состоянию на 1 октября текущего года с применением защищенных (покрытых) проводов реконструировано 533,7 км (106 % от плана на 2016 год) воздушных линий электропередачи напряжением 10(6) кВ, проходящих по лесным массивам.

Организациями, входящими в состав ГПО «Белтопгаз», по состоянию на 1 октября получено 249 паспортов готовности теплоисточников и 184 паспорта готовности потребителей тепловой энергии, что соответствует 100 % готовности организаций к работе в осенне-зимний период 2016/2017 года.

Газоснабжающими организациями реконструированы и отремонтированы 51 котел (100 % от плана), 32 артскважины (114,3 %), 34 теплообменника (103,0 %), 36 силовых трансформаторов (100,0 %), 6,3 км линий электропередачи (101,6 %), 59 тепловых камер (120,4 %), 4 км тепловых сетей (100 %).

Специалистами газоснабжающих

организаций проведено комплексное приборное обследование 7317,89 км подземных газопроводов (100,1 %), выполнена замена оборудования 346 газорегуляторных пунктов и установок, находящихся в эксплуатации свыше 20 лет (100,3 %), более 118,8 тыс. единиц морально устаревшего бытового газового оборудования (за счет собственников); проведена оценка технического состояния 653,69 км подземных газопроводов со сроком службы 40 и более лет (103,9 %).

Для обеспечения бесперебойного снабжения населения и потребителей республики топливом ГПО «Белтопгаз» заключило с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» контракты на 2015–2017 годы, которыми, в частности, предусмотрены поставки газоснабжающим организациям в текущем году 19,3 млрд м³ природного газа.

Создан необходимый запас топочного мазута, который в настоящее время составляет 354,74 тыс. т, или 101,4 % от установленного на 1 октября задания – 350 тыс. т.

По состоянию на 1 октября добыто 1569,7 тыс. т торфа, что составляет 99,2 % к годовому заданию, произведено

538,1 тыс. т топливных брикетов – 120,1 % к плану на соответствующий период.

На 2016 год с коммунальными топливоснабжающими организациями облисполкомов и Мингорисполкома заключены договоры на поставку 339,8 тыс. т торфяных топливных брикетов, из которых за 9 месяцев текущего года указанными организациями уже выдано 163,4 тыс. т.

В целом по республике до 1 октября подлежат регистрации в органах Госэнергонадзора 28 123 паспорта готовности к работе в осенне-зимний период 2016/2017 года потребителей тепловой энергии и 13 009 паспортов готовности ведомственных теплоисточников. По состоянию на 1 октября органами Госэнергонадзора зарегистрировано 28 093

паспорта готовности потребителей тепловой энергии (99,89 %) и 13 001 паспорт готовности ведомственных теплоисточников (99,9 %). Для сравнения, за аналогичный период прошлого года процент зарегистрированных паспортов готовности потребителей и теплоисточников составлял 99,74 % и 99,73 % соответственно. Информация о ходе регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии и теплоисточников в разрезе областей республики представлена в таблице 1.

Таким образом, в настоящее время подготовка организаций Министерства энергетики к предстоящему ОЗП 2016/2017 года завершается, большая часть намеченных мероприятий выполнена, оставшиеся будут реализованы в запланированные сроки. Все технологическое оборудование, обеспечивающее энергоснабжение потребителей республики в ОЗП 2016/2017 года, полностью подготовлено в срок до 1 октября, а созданного запаса топлива будет достаточно для обеспечения бесперебойного энерго- и газоснабжения потребителей при прохождении зимнего максимума потребления энергии.



Насосы Eta – безграничные ВОЗМОЖНОСТИ

УНП 191759977

Насосы семейства Eta производства концерна KSB (Германия) являются «классикой» насосной техники уже несколько десятилетий. Они чрезвычайно широко применяются в инженерных системах зданий и сооружений, в системах водоснабжения, пожаротушения, охлаждения и кондиционирования, для перекачивания горячей и холодной воды, конденсата, питьевой и технической воды, масел, рассолов и детергентов ...

Новое поколение насосов семейства Eta - воплощение самых современных инновационных технологий и эталонная эксплуатационная надежность.

Открытие в Беларуси дочернего предприятия концерна KSB позволило значительно уменьшить стоимость немецкого оборудования для белорусского потребителя и сократить сроки его поставки.



Etanorm® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 660
H [м] до 160



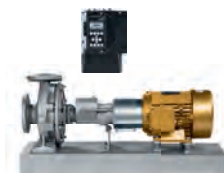
Etaline® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 700
H [м] до 95



Etabloc® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 612
H [м] до 102



Etanorm SYT® PumpDrive

Технические параметры
Q [м³/ч] до 1900
H [м] до 102

► Наши технологии. Ваш успех.

Насосы • Арматура • Сервис

ИООО «КСБ БЕЛ»: 220089, Минск, 3-я ул. Щорса 9 – 607.

Т/Ф +375 17 336-42-56; +375 17 336-42-57; +375 17 336-42-58



СХЕМА ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ БЕЛАЭС КАК ФАКТОР ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Строительство Белорусской АЭС в Республике Беларусь поставило на повестку дня необходимость создания схемы выдачи мощности атомной станции, призванной обеспечить функционирование станции в различных режимах работы высоковольтной сети. Реализация проекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой» была начата в марте 2014 года. Проектом предусмотрена реализация 23 пусковых комплексов (ПК).

Разработка проекта

Проект «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой» — самая масштабная разработка РУП «Белэнерго-сетьпроект». В работе над схемой были задействованы лучшие специалисты института. Ими учитывались все возможные режимы работы энергосистемы (ремонтные, аварийные, ремонтно-аварийные и др.), для которых проводились расчеты статической и динамической устойчивости работы АЭС. В общей сложности было просчитано около двух десятков вариантов.

Работа над последней версией проектно-сметной документации проекта была завершена в апреле 2012 года. Схема выдачи мощности рассматривалась белорусскими и российскими специалистами, была внимательно изучена экспертами МАГАТЭ и получила в результате высокую оценку. Реализация проекта началась в марте 2014 года.

Согласно Указу Президента Республики Беларусь № 156 от 10 апреля 2014 года заказчиком проекта выступает РУП «Гродноэнерго». В закрытых торгах на право реализации инвестпроекта под ключ участвовали четыре китайские корпорации. Победителем торгов и, соответственно, генеральным подрядчиком стала Северокитайская электроэнергетическая проектная компания при Китайской электроэнергетической инженерно-консультационной корпорации (NCPE). При этом контрактом предусмотрено, что доля участия в реализации проекта белорусских строительно-монтажных ор-

ганизаций, а также оборудования и материалов, закупленных на территории Беларуси, должна составить не менее 45 % от стоимости проекта.

Что касается финансирования, то согласно межгосударственному соглашению между КНР и Республикой Беларусь 95 % стоимости проекта инвестируется за счет связанной льготной кредитной линии китайского Эксимбанка.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 4 апреля 2014 года № 314 строительство электросетевых объектов схемы выдачи мощности Белорусской АЭС было включено в перечень инвестиционных проектов, оборудование и запасные части для которых при ввозе на территорию республики освобождаются от таможенных пошлин и налога на добавленную стоимость.

Задачи и решения

Схема выдачи мощности Белорусской АЭС предусматривает поэтапное возведение 23 пусковых комплексов (ПК), 19 из которых предназначены для выдачи мощности первого энергоблока атомной станции в Белорусскую энергосистему, 4 — мощности второго энергоблока — в Гродненскую и Минскую энергосистемы.

Бесперебойную выдачу мощности АЭС будут обеспечивать 7 высоковольтных линий, отходящих от станции:

- АЭС—Сморгонь;
- АЭС—Поставы-1;
- АЭС—Поставы-2;
- АЭС—Минск—Северная;
- АЭС—Молодечно;



В.В. БАРИНОВ,
главный инженер проекта
РУП «Белэнерго-сетьпроект»

- АЭС—Столбцы;
- АЭС—Россь.

Проектом предусмотрено, что если одна из этих линий электропередачи будет находиться в ремонте, а другая — в состоянии аварийного отключения, то оставшиеся ВЛ сумеют обеспечить надежную выдачу мощности станции.

Надо отметить, что перед проектировщиками стояли две взаимоисключающие задачи: создать систему выдачи мощности с минимальным бюджетом и сохранить при этом требуемую надежность работы схемы выдачи мощности и Белорусской энергосистемы в целом. В связи с этим было принято решение максимально использовать существующие электросетевые объекты. Это касалось как линий электропередачи, так и подстанций.

Согласно проекту общая протяженность новых воздушных линий электропередачи 330 кВ (включая внутрисистемные), проходящих по территории Гродненской, Минской и Витебской областей, должна составить 1032 км. Предусмотрены также реконструкция 670 км существующих линий электропередачи 330 кВ и множества пересекаемых ВЛ меньшего напряжения, а также стро-



ительство новой подстанции «Поставы» на семь присоединений 330 кВ. Кроме того, в рамках схемы выдачи мощности будут реконструироваться три существующие понижающие подстанции – ПС 330 кВ «Россь», «Столбцы», «Сморгонь» (с установкой второго АТ-125 МВА), а также ОРУ 330 кВ Минской ТЭЦ-4. На ОРУ 330 кВ каждого из этих энергообъектов будет добавлено по ячейке для присоединения дополнительной линии со стороны атомной станции.

В рамках схемы выдачи мощности АЭС планируется также создать быстродействующие оптоволоконные каналы связи, служащие для передачи команд релейной защиты, противоаварийной автоматики, команд связи и т.д. Для решения этой задачи на новых линиях электропередачи подвеска грозотроса будет производиться с использованием встроенного в него оптоволокна (ОКГТ), на реконструируемых грозотрос будет также заменен на ОКГТ. Это позволит закольцевать значительную часть энергосистемы страны, что существенно повысит надежность ее функционирования.

Объединенная энергетическая система Беларуси связана с энергосистемами соседних государств линиями

электропередачи на напряжении 220, 330 и 750 кВ. Так, с энергосистемой России Белорусская энергосистема связана четырьмя ЛЭП, Украины – двумя, Литвы – пятью, Польши – одной ЛЭП. При создании схемы выдачи мощности Белорусской АЭС предполагается сохранить прежнее количество межгосударственных связей 330 кВ с Литвой и обеспечить возможность ведения различных режимов работы Белорусской энергосистемы со смежными (российской, литовской и польской) энергосистемами. В связи с этим координационный план строительства объектов выдачи мощности согласован с Литвой и Россией и учитывает все плановые отключения не только в Беларуси, но и в соседних странах.

Реализация проекта

Возведение объектов схемы выдачи мощности с АЭС идет строго по графику. К настоящему моменту уже завершено строительство первого, второго, третьего, четвертого, шестого и седьмого ПК проекта. Ближаются к завершению строительно-монтажные работы на 10–13-м ПК. Форсированными темпами идет работа на самом большом

и ответственном пусковом комплексе – восьмом ПК, в который входят новая, самая большая в республике ПС 330 кВ «Поставы» и ряд линий электропередачи 330 кВ, отходящих от этой подстанции (в том числе две ВЛ 330 кВ на БелАЭС), и ВЛ 330 кВ АЭС – ПС 330 кВ «Минск-Северная»).

При сооружении объектов выдачи мощности впервые в Беларуси будут использованы повышенные (до 65 м) опоры, разработанные РУП «Белэнерго-сетьпроект». Новые опоры дадут возможность прокладывать линии электропередачи над участками лесных массивов длиной 2 км и более. Их основное преимущество – максимально возможное сохранение лесов при строительстве ЛЭП за счет уменьшения ширины просеки в 3,5–4 раза. Кроме того, линиям на повышенных опорах не опасны снежные циклоны, так как отсутствует риск их повреждения при падении деревьев на провода в лесах любой категории. Первые повышенные металлические решетчатые опоры будут установлены на 20-километровом участке ВЛ 330 кВ (8 ПК) которая свяжет Белорусскую атомную станцию и подстанцию 330 кВ «Минск-Северная». Строительство этой линии должно быть завершено в ноябре текущего года.

Реконструкция ПС 330 кВ «Минск-Северная» начата в начале 2016 года и тесно связана с реализацией инвестиционного проекта выдачи мощности АЭС в энергосистему. В настоящее время на подстанции полным ходом идут демонтажно-монтажные работы (заказчик – РУП «Минскэнерго», генподрядчик – компания NCPE, строительно-монтажная организация – ОАО «Электроцентрмонтаж») по реконструкции ячейки 330 кВ в сторону Минской ТЭЦ-4 с установкой нового 1-го АТ 200 МВА и полным ее переоборудованием в рамках 1-й очереди реконструкции подстанции. Параллельно в рамках строительства 15-го ПК схемы выдачи мощности производится реконструкция существующей ВЛ 330 кВ Минская ТЭЦ-4 – ПС 330 кВ «Минск-Северная» для организации на ней оптоволоконного канала связи (ВОЛС). Планируется, что после одновременного завершения этих работ ВЛ 330 кВ (с ВОЛС) ТЭЦ-4–Минск-Северная пойдет по проектной схеме в новую ячейку 330 кВ данной подстанции, которая включится в работу 31 марта 2017 года (так же как и семь новых, полностью переоборудованных

ячеек ОРУ 110 кВ) в параллель с существующей частью ПС.

Затем начнутся работы по сооружению на ОРУ 330 кВ ПС «Минск-Северная» новой ячейки для линии электропередачи Белорусской атомной электростанции на элегазовом первичном оборудовании и вторичном оборудовании с использованием микропроцессорных устройств (аналогичных оборудованию со стороны КРУЭ на самой станции). В связи с отставанием реконструкции ПС 330 кВ «Минск-Северная» сложилась такая ситуация, что строительство этой ячейки будет завершено на несколько месяцев позже, чем необходимо для подключения к подстанции ВЛ, идущей с БелАЭС. В целях безусловного выполнения Координационного плана реализации схемы выдачи мощности Белорусской АЭС РУП «Минскэнерго» принято единственно правильное решение: завести ВЛ 330 кВ от БелАЭС в существующую ячейку «Минск-Северная-Молодечно» по временной схеме с использованием одного существующего элегазового выключателя В-330 кВ, организацией ВЧ-каналов связи с использованием существующего оборудования ВЧ-обработки, установкой минимально необходимого существующего оборудования РЗА и ПА из резерва РУП «Минскэнерго», а также с использованием (для организации ВЧ-ускорения защит) комплектов ETL-600, закупленных в рамках реализации 8-го ПК схемы выдачи мощности, что позволит обеспечить необходимую надежность работы этой ЛЭП по временной схеме.

После завершения сооружения соответствующей новой ячейки на ПС 330 кВ «Минск-Северная» (в составе реконструкции этой ПС) и оптоволоконного канала связи между БелАЭС и ПС 330 кВ «Минск-Северная» (в рамках схемы выдачи мощности) проектная схема соединения БелАЭС по ВЛ 330 кВ с ПС «Минск-Северная» будет реализована в полном объеме.

Окончательное создание схемы выдачи мощности от БелАЭС в Белорусскую энергосистему планируется завершить к моменту пуска первого энергоблока, при этом будут максимально использованы все возможности, чтобы в период проведения строительно-монтажных работ и связанных с этим отключений надежность электроснабжения по существующим линиям электропередачи не пострадала.

Особенности

Одна из трудностей, которые пришлось преодолевать в ходе реализации проекта, — различие между нормами и правилами, применяемыми в Республике Беларусь и в Китае. Вместе с тем согласно контракту китайские организации, участвующие в строительстве схемы выдачи мощности БелАЭС, обязаны строго соблюдать все требования действующих белорусских технических норм и правил. Консенсус на базе требований белорусских ТНПА удается находить благодаря множественным дополнительным согласованиям, а также авторскому надзору за строительством. К сожалению, на это уходит значительное количество времени и сил.

Предельно внимательного изучения требует оборудование китайского производства, используемое в ходе строительства схемы выдачи мощности АЭС. Оно должно не только полностью удовлетворять техническим требованиям,

принятым в Беларуси, но и адаптироваться к оборудованию, действующему в Белорусской энергосистеме. Решение этой задачи также требует значительных усилий.

Одна из главных сложностей при реализации любого международного проекта — языковой барьер, ведь от качества перевода технической и нормативной документации зависит многое, поэтому вся проектная документация согласовывалась белорусской и китайской сторонами на двух языках.

Надо отметить, что все возникающие при реализации проекта проблемы решаются оперативно. Несмотря на то, что постоянно приходится преодолевать те или иные сложности, проект такого уровня является для белорусских специалистов источником профессионального роста, значение которого трудно переоценить.



СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СЕБЕСТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

Строительство первой Белорусской атомной электростанции в полном разгаре. Тем не менее вопрос о целесообразности развития ядерной энергетики в Республике Беларусь с экономической точки зрения остается актуальным, в том числе для широкой общественности. Автор статьи проводит сравнительный анализ такого значимого экономического показателя работы АЭС и электростанций, работающих на природном газе, как себестоимость отпущенной электроэнергии.

Результаты расчетных исследований, выполненных Объединенным институтом энергетических и ядерных исследований – Сосны («ОИЭЯИ – Сосны») Национальной академии наук Беларуси с использованием международно признанного программного инструментария и исходных данных, характеризующих энергосистему республики, показали целесообразность развития ядерной энергетики в Беларуси (см., например, [1]).

Себестоимость электроэнергии является одной из основных экономических характеристик эффективности работы объекта электрогенерации. В данной статье проводится сравнительный анализ этого показателя для вновь сооружаемых конденсационных электростанций, парогазовых установок и Белорусской АЭС.

Будем рассчитывать себестоимость по следующим укрупненным статьям годовых расходов [2, раздел 10], выраженных в \$ млн:

- на топливо I_t ;
- амортизационные отчисления $I_{ам}$, представляющие собой в соответствии с [2, раздел 10] отчисления на реновацию;
- на заработную плату $I_{зп}$;
- на ремонты $I_{рем}$;
- прочие расходы $I_{пр}$;
- на обращение с радиоактивными отходами $I_{РАО}$ для атомной электростанции.

Суммарные расходы на производство электроэнергии найдем тогда суммированием всех составляющих:

$$I_{\Sigma} = I_t + I_{ам} + I_{зп} + I_{рем} + I_{пр} + I_{РАО}. \quad (1)$$

Себестоимость отпущенной электроэнергии в центах США/кВт·ч определим как отношение суммарных затрат за год к объему отпуска электроэнергии за тот же период времени:

$$C_{\Sigma} = \frac{I_{\Sigma} \cdot 100}{\Theta_r \cdot (1 - \alpha_{с.н.})}, \quad (2)$$

где Θ_r – годовая выработка электроэнергии, \$ млн кВт·ч; $\alpha_{с.н.}$ – доля расхода электроэнергии на собственные нужды.

Годовую выработку электроэнергии электроисточником определим через его электрическую мощность W , выраженную в МВт, и коэффициент использования установленной мощности $K_{иум}$:



Б.И. ПОПОВ,
к.т.н., заведующий
лабораторией системных
исследований ядерно-
энергетического комплекса
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»
НАН Беларуси

$$\Theta_r = W \cdot 10^{-3} \cdot 8760 \cdot K_{иум}. \quad (3)$$

Затраты на топливо в \$ млн рассчитаем без учета потерь транспортировки ввиду их малой величины (0,5–1,0 % даже для твердого топлива [5]):

$$I_t = B \cdot \zeta_t \cdot 10^{-6}, \quad (4)$$

где B – годовой расход топлива, т у.т./год; ζ_t – цена топлива для потребителя, \$/т у.т.

Годовой расход топлива в млн т у.т. рассчитаем через выработку электроэнергии и коэффициент полезного действия брутто η электростанции:

$$B = \Theta_r \cdot 0,123/\eta. \quad (5)$$

Амортизационные отчисления на реновацию $I_{ам}$ связаны с первоначальной балансовой стоимостью соответствующей нормой $k_{ам}$ [2, раздел 10]. Балансовую стоимость приравняем к полным капитальным затратам K на сооружение электроисточника. Тогда амортизационные отчисления рассчитаем по формуле

$$I_{ам} = k_{ам} \cdot K. \quad (6)$$

Капитальные затраты определяются по мощности электростанции и удельным затратам на 1 кВт установленной мощности:

$$K = k_{\text{зд}} \cdot W. \quad (7)$$

Поскольку капитальные затраты имеют сложную структуру, рассчитаем среднюю норму амортизации $k_{\text{ам}}$ с учетом этой структуры [3]:

$$k_{\text{ам}} = \alpha_{\text{зд}} \cdot k_{\text{зд}} + \alpha_{\text{гт}} \cdot k_{\text{гт}} + \alpha_{\text{пт}} \cdot k_{\text{пт}} + \alpha_{\text{пу}} \cdot k_{\text{пу}}, \quad (8)$$

где $\alpha_{\text{зд}}$ и $k_{\text{зд}}$ — доля капитальных затрат и соответствующая норма амортизации для зданий и сооружений станции; $\alpha_{\text{гт}}$ и $k_{\text{гт}}$ — доля капитальных затрат и норма амортизации для части станции, включающей газовую турбину; $\alpha_{\text{пт}}$ и $k_{\text{пт}}$ — доля капитальных затрат и норма амортизации для части станции, включающей паровую турбину; $\alpha_{\text{пу}}$ и $k_{\text{пу}}$ — доля капитальных затрат и норма амортизации для передаточных устройств станции. В $\alpha_{\text{гт}}$ и $\alpha_{\text{пт}}$ неявно учитывается и наличие электрогенератора станции.

Годовые расходы на заработную плату персонала $I_{\text{зп}}$ рассчитаем по средней заработной плате $s_{\text{зп}}$ работника, выраженной в \$/мес., и штатному коэффициенту $k_{\text{шт}}$ с учетом коэффициента отчислений на социальное страхование $\alpha_{\text{соц}}$:

$$I_{\text{зп}} = s_{\text{зп}} \cdot W \cdot k_{\text{шт}} \cdot (1 + \alpha_{\text{соц}}) \cdot 12 \cdot 10^{-6}. \quad (9)$$

Годовые расходы на ремонт $I_{\text{рем}}$ также связаны с полными капитальными затратами K на сооружение электроисточника соответствующим коэффициентом $k_{\text{рем}}$ [3, раздел 10]:

$$I_{\text{рем}} = k_{\text{рем}} \cdot K. \quad (10)$$

Прочие расходы выражаются через суммарные затраты на амортизацию и заработную плату с помощью коэффициента $k_{\text{пр}}$ [3, раздел 10]:

$$I_{\text{пр}} = k_{\text{пр}} \cdot (I_{\text{ам}} + I_{\text{зп}}). \quad (11)$$

При расчете себестоимости электроэнергии, отпускаемой атомной электростанцией, необходимо учесть затраты, связанные с обращением с радиоактивными отходами (РАО) в процессе изготовления ядерного топлива, эксплуатационными РАО, образовавшимися в ходе работы станции, и затраты по обращению с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ). Будем рассматривать открытый топливный цикл, в котором ядерное топливо после однократного использования подлежит захоронению с предварительным промежуточным хранением и по существу представляет собой радиоактивные отходы.

Для обращения с РАО должен быть накоплен соответствующий фонд $\Phi_{\text{РАО}}$, величину которого определим через накопленную АЭС массу тяжелого металла $M_{\text{тм}}$ в выгруженных из реактора тепловыделяющих сборках (ТВС) за весь срок службы станции и стоимость обращения с РАО — $C_{\text{РАО}}$. В $C_{\text{РАО}}$ включим стоимость обращения с РАО в процессе изготовления ядерного топлива и эксплуатационными РАО, а также затраты по обращению с ОЯТ:

$$\Phi_{\text{РАО}} = M_{\text{тм}} \cdot C_{\text{РАО}}. \quad (12)$$

Массу тяжелого металла определим через его массу в одной ТВС $m_{\text{тм}}$ и количество ТВС, выгруженных из реактора за весь срок службы станции, $N_{\text{ТВС}}$:

$$M_{\text{тм}} = m_{\text{тм}} \cdot N_{\text{ТВС}}. \quad (13)$$

Полное количество отработавших ТВС найдем через число перегружаемых ТВС в год и срок службы станции:

$$N_{\text{ТВС}} = n_{\text{ТВС}} \cdot L_{\text{АЭС}}. \quad (14)$$

Ежегодные отчисления в фонд обращения с РАО, которые и будут составлять расходы на обращение с радиоактивными отходами $I_{\text{РАО}}$, распределим равномерно по сроку службы станции:

$$I_{\text{РАО}} = \Phi_{\text{РАО}} / L_{\text{АЭС}}. \quad (15)$$

Исходные данные

Рассмотрим три типа электроисточников, которые могут быть использованы для покрытия базовой нагрузки энергосистемы:

- крупная конденсационная электростанция такой же мощности, что и блок Белорусской АЭС;
- трехблочная электростанция на базе парогазовой установки типичной для Республики Беларусь электрической мощности (округленной для удобства сравнения). Три блока обеспечивают ту же мощность, что и блок Белорусской АЭС;
- блок Белорусской атомной электростанции.

Исходные данные для расчетов приведены в таблице 1.

Удельные капитальные затраты и структура капитальных затрат на строительство АЭС соответствуют данным генерального контракта на строительство АЭС в Республике Беларусь. Величины удельных капитальных затрат на строительство КЭС и ПГУ являются собственными оценками автора настоящей работы, основанными на примерных соотношениях капитальных затрат различного типа электроисточников [4, с. 9, табл. 9]. Структура капитальных затрат на сооружение КЭС и ПГУ приняты в соответствии с [3].

Нормы амортизационных затрат взяты в основном из Инструкции о порядке начисления амортизации основных средств и нематериальных активов, утвержденной постановлением Министерства экономики Республики Беларусь, Министерства финансов Республики Беларусь, Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 27 февраля 2009 года № 37/18/6, с изменениями и дополнениями по состоянию на 10 июля 2009 года. Исключение сделано для турбины АЭС, срок службы которой по проектным данным составляет 50 лет и норма амортизации принята равной величине, обратной сроку службы. Упомянутая инструкция допускает такое исключение в том случае, если срок службы оборудования по проектным данным более чем на 1 год отличается от нормативного.

Следует отметить, что возможные неточности в определении удельных капитальных затрат на строительство КЭС и ПГУ и норм амортизации несущественно скажутся на величине себестоимости, поскольку доля составляющей себестоимости, определяемой величиной капзатрат, не превышает для этих источников 10–12 %, как это показано ниже.

Срок службы АЭС принят равным сроку службы турбины АЭС, хотя ресурс реактора, предусмотренный проектом, составляет 60 лет. КПД КЭС и ПГУ имеют общепринятые значения, для АЭС этот показатель соответствует проектным данным.

Таблица 1. Исходные данные

Характеристика	Обозначение	Единицы измерения	КЭС	ПГУ	АЭС
Мощность блока (эл.)	$W_{\text{бл}}$	МВт	1200	400	1200
Количество блоков	$n_{\text{бл}}$	шт.	1	3	1
Мощность ЭС (эл.)	W	МВт	1200	1200	1200
Удельные капитальные затраты	$k_{\text{уд}}$	\$/кВт	800	1000	4000
Структура капитальных затрат:					
– здания и сооружения	$\alpha_{\text{зд}}$		0,303	0,303	0,420
– силовое оборудование (включая генератор):			0,318	0,318	0,394
– газовая турбина	$\alpha_{\text{гт}}$			0,212	
– паровая турбина	$\alpha_{\text{пт}}$		0,318	0,106	0,394
– передаточные устройства	$\alpha_{\text{пу}}$		0,379	0,379	0,186
Срок службы	L	лет	30	30	50
КПД (брутто)	η		0,4	0,55	0,35
Коэффициент использования установленной мощности	$K_{\text{иум}}$		0,8	0,8	0,8
Доля расхода э/э на собственные нужды	$\alpha_{\text{с.н.}}$	%	0,028	0,028	0,07
Штатный коэффициент	$k_{\text{шт}}$	чел./МВт	1	1	2
Нормы амортизационных отчислений (на реновацию):	$k_{\text{ам}}$	%	2,68	3,46	1,86
– здания и сооружения	$k_{\text{зд}}$	%	1,0	1,0	1,0
– силовое оборудование (включая генератор):					
– газовая турбина	$k_{\text{гт}}$	%	–	7,0	–
– паровая турбина	$k_{\text{пт}}$	%	3,3	3,3	2,0
– передаточные устройства	$k_{\text{пу}}$	%	3,5	3,5	3,5
Средняя заработная плата	$s_{\text{зп}}$	\$/мес.	500	500	800
Коэффициент социальных отчислений	$\alpha_{\text{соц}}$		0,35	0,35	0,35
Коэффициент отчислений на ремонты	$k_{\text{рем}}$	%	3	5	3
Коэффициент прочих отчислений	$k_{\text{пр}}$	%	26	40	26
Цена топлива	$\underline{C}_t$	\$/тыс. м³	200	200	
Цена топлива	$\underline{C}_t$	\$/т у.т.	174	174	12,7
Масса т.м. в ТВС реактора АЭС-2006	$M_{\text{тм}}$	т			0,47
Количество перегружаемых ТВС	$n_{\text{твс}}$	шт./год			42
Стоимость обращения с РАО		\$/кг т.м.			1500

Источники рассматриваются работающими в базовом режиме с одинаковыми коэффициентами использования установленной мощности.

Доля расхода электроэнергии на собственные нужды и штатные коэффициенты приняты по данным [2], величина средней заработной платы является собственной оценкой автора настоящей работы и, как показано ниже, также не имеет существенного влияния на себестоимость.

Коэффициенты отчислений на ремонты приняты по данным [2]. Коэффициенты прочих отчислений рассчитаны линейной интерполяцией также по данным работы [5].

Цена природного газа в соответствии с постановлением Министерства экономики от 24 декабря 2014 года № 94 в редакции постановления Министерства экономики от 16 апреля 2015 года № 28 принята равной 2 192 519 бел. руб./тыс. м³ (п. 6; здесь и далее в неденоминированных рублях), что по курсу, установленному тем же постановлением (10 950 бел. руб./\$), составляет около 200 \$/тыс. м³.

Цену ядерного топлива определим по данным работы [5] для стационарного режима работы реактора. Поскольку стоимость обращения с РАО в соответствии с вышеприве-

денным алгоритмом расчета себестоимости учитывается специальной статьей, используем номинальную стоимость тепловыделяющей сборки, равную в соответствии с таблицей 2 [5] \$ 1115,27 тыс. За год по проектным данным расходуются 42 тепловыделяющие сборки. Цену ядерного топлива рассчитаем тогда по формуле

$$\frac{n_{\text{твс}} \cdot 1115,27 \cdot 1000}{(W \cdot 8760/\eta) \cdot 0,123} = \frac{42 \cdot 1115,27 \cdot 1000}{(1200 \cdot 8760/0,35) \cdot 0,123} = 12,7 \text{ $/т у.т.,}$$

где в числителе – стоимость годового расхода топлива, в знаменателе – выработка тепловой энергии в течение года работы АЭС на номинальной мощности, переведенная в т у.т.

Результаты расчетов

Результаты расчетов себестоимости электроэнергии, отпущенной сравниваемыми электроисточниками, приведены в таблице 2.

Львиную долю себестоимости электроэнергии, производимой станциями, работающими на природном газе

Таблица 2. Результаты расчетов себестоимости электроэнергии

Характеристика	Обозначение	Единицы измерения	КЭС	ПГУ	АЭС
Количество отработавших ТВС	N_{TBC}	шт.	—	—	2100
Накопленная масса т.м.	M_{TM}	т	—	—	987
Фонд обращения с РАО	$\Phi_{РАО}$	млн \$	—	—	1481
Издержки полные	I_z	млн \$/год	577,0	447,2	338,5
в том числе:					
– расходы на топливо	I_T	млн \$/год	450,0	327,2	37,5
– расходы на амортизацию	$I_{ам}$	млн \$/год	48,2	37,4	80,8
– расходы на з/п	$I_{з.п}$	млн \$/год	9,7	9,7	31,1
– расходы на ремонты	$I_{рем}$	млн \$/год	54,0	54,0	130,4
– расходы прочие	$I_{пр}$	млн \$/год	15,1	18,8	29,1
– отчисления на обращение с РАО	$I_{РАО}$	млн \$/год	—	—	29,6
Себестоимость	C_z	цент/кВт·ч	7,06 (100 %)	5,47 (100 %)	4,33 (100 %)
в том числе по составляющим:					
– расходы на топливо	CC_T	цент/кВт·ч	5,50 (77,9 %)	4,00 (73,1 %)	0,48 (11,1 %)
– расходы на амортизацию	$CC_{ам}$	цент/кВт·ч	0,59 (8,4 %)	0,46 (8,4 %)	1,03 (23,8 %)
– расходы на з/п	$CC_{зп}$	цент/кВт·ч	0,12 (1,7 %)	0,12 (2,2 %)	0,40 (9,2 %)
– расходы на ремонты	$CC_{рем}$	цент/кВт·ч	0,66 (9,4 %)	0,66 (12,1 %)	1,67 (38,6 %)
– расходы прочие	$CC_{пр}$	цент/кВт·ч	0,18 (2,6 %)	0,23 (4,2 %)	0,37 (8,5 %)
– отчисления на обращение с РАО	$CC_{РАО}$	цент/кВт·ч	—	—	0,38 (8,8 %)

(от 73 до 78 %), берет на себя топливная составляющая. Для АЭС, напротив, топливная составляющая и составляющая обращения с РАО (поскольку последняя также неявно связана с количеством использованного ядерного топлива) невелики и составляют в сумме около 20 %. В то же время в силу высоких капитальных затрат для АЭС велики амортизационная и ремонтная составляющие – в сумме более 62 %.

Наглядно себестоимость производства электроэнергии сравниваемых электроисточников и ее составляющие показаны на рис. 1.

Как видно из результатов расчетов, себестоимость электроэнергии, отпущенной атомной электростанцией, минимальна по сравнению с генерируемой другими рассматриваемыми энергоисточниками: почти на 40 % меньше, чем для КЭС, и на 21 % – чем для ПГУ. Причиной являются значительно меньшие расходы, связанные с топливом, что позволяет с избытком компенсировать значительно большие затраты по всем остальным статьям расходов. Для АЭС сумма годовых расходов на топливо и обращение с РАО составляет \$ 67,1 млн, в то время как статья расходов на топливо для КЭС достигает \$ 450,0 млн, а для ПГУ – \$ 327,2 млн.

Учитывая неопределенность исходных данных, интересно проверить чувствительность полученных результатов к наиболее важным параметрам расчета. В таблице 3 показаны коэффициенты чувствительности себестоимости к изменению параметров в диапазоне $\pm 10\%$. При варьировании какого-либо параметра остальные оставались на базовом уровне таблицы 1.

Как видно из таблицы 3, себестоимость электроэнергии, производимой с использованием природного газа, наиболее чувствительна к цене топлива: при 10-процентном увеличении (уменьшении) цены себестоимость увеличивается

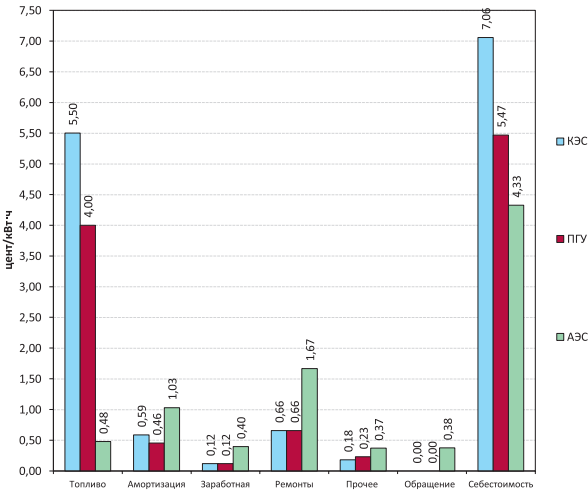


Рис. 1. Себестоимость производства электроэнергии

(уменьшается) на 7,8 %. Пользуясь вышеприведенным алгоритмом, можно определить предельные цены на газ (при сохранении остальных параметров из таблицы 1), ниже которых КЭС и ПГУ выигрывают у АЭС по себестоимости. Для КЭС эта цена равна примерно 99 \$/тыс. м³ (86 \$/т у.т.), для ПГУ – 140 \$/тыс. м³ (122 \$/т у.т.).

Величина себестоимости электроэнергии, производимой АЭС, наиболее чувствительна к коэффициенту использования установленной мощности: при его снижении на 10 % себестоимость также увеличивается практически на столько же, при увеличении коэффициента на 10 % – уменьшается примерно на 8 %. Вот почему так важно эксплуатировать АЭС в режиме с максимально возможным проектным коэффициентом использования установленной мощности.

Таблица 3. Коэффициенты чувствительности себестоимости производства электроэнергии

Варьируемый параметр	Величина вариации, %	Коэффициент чувствительности, % ($\delta k/k \cdot 100$)		
		КЭС	ПГУ	АЭС
Коэффициент использования установленной мощности	-10 +10	2,4 -2,0	3,0 -2,4	9,9 -8,1
Цена топлива	-10 +10	-7,8 +7,8	-7,3 +7,3	-1,1 +1,0
Коэффициент амортизации	-10 +10	-1,1 +1,0	-1,2 +1,1	-3,0 +3,0
Заработная плата	-10 +10	-0,2 +0,2	-0,3 +0,3	-1,2 +1,2
Коэффициент отчислений на ремонты	-10 +10	-0,9 +0,9	-1,2 +1,2	-3,9 +3,8
Коэффициент прочих отчислений	-10 +10	-0,3 +0,3	-0,4 +0,4	-0,9 +0,9

Противники строительства в Беларуси атомной электростанции часто ссылаются на то, что необходимость расчетов по кредиту, выделенному на реализацию данного проекта, делает его нецелесообразным. Действительно, сумма выплаты по условиям кредитного соглашения с учетом выплаты процентов превысит \$ 11 млрд. Если выплаты по кредиту отнести на продукцию АЭС и учесть соответствующую составляющую, то себестоимость вырабатываемой станцией электроэнергии составит, по оценкам авторов, от 16 центов/кВт·ч в начале 15-летнего периода выплаты кредита до 11 центов/кВт·ч в конце периода выплаты, после чего резко снизится до величины около 4,3 цента/кВт·ч, указанной в таблице 2.

Однако, поскольку АЭС является государственным, а не частным предприятием, целесообразнее отнести выплаты по кредиту на продукцию всей энергосистемы. Если принять прогнозируемые объемы производства электроэнергии в соответствии с Концепцией энергобезопасности [6], то составляющая тарифа для выплаты кредита с учетом процентов составит по оценкам авторов около 2,4 цента/кВт·ч в начале и 1,2 цента/кВт·ч – в конце периода выплаты кредита. При определенном тарифе на системную электроэнергию такое решение позволит сохранить положительную рентабельность всех рассмотренных в данной работе энергоисточников даже в 15-летний период выплаты кредита. При тех значениях себестоимости, которые приведены в таблице 2, минимальная величина такого тарифа в начальный период выплаты кредита составит около 9,5 центов/кВт·ч.

Выводы

Проведен расчет себестоимости электроэнергии, отпущенной электростанциями трех типов одинаковой электрической мощности (1200 МВт): одноблочной конденсационной; на базе парогазовой установки 400 МВт в составе трех блоков; одного блока Белорусской АЭС.

Себестоимость отпущенной электроэнергии Белорусской АЭС минимальна по сравнению с аналогичными показателями рассмотренных электростанций: почти на 40 % меньше, чем себестоимость электроэнергии, генерируемой конденсационной электростанцией, и на 21 % – электростанцией на базе ПГУ. Причиной являются значительно меньшие расходы, связанные с топливом, что позволяет с избытком компенсировать значительно большие затраты по всем остальным статьям расходов.

Для станций, работающих на природном газе, основная доля себестоимости (73–78 %) приходится на топливную составляющую из-за высокой стоимости природного газа.

Для АЭС в силу высоких капитальных затрат велики амортизационная и ремонтная составляющие, в сумме превышающие 62 % от полной себестоимости.

Для станций, использующих природный газ, себестоимость электроэнергии наиболее чувствительна к цене топлива: при увеличении (уменьшении) цены на 10 % себестоимость увеличивается (уменьшается) примерно на 8 %.

Для АЭС величина себестоимости отпускаемой электроэнергии наиболее чувствительна к коэффициенту использования установленной мощности. При увеличении коэффициента на 10 % себестоимость уменьшается примерно на 8 %. Отсюда следует, что АЭС целесообразно эксплуатировать в режиме с максимально возможным коэффициентом использования установленной мощности.

Средства для выплаты по кредиту на сооружение АЭС целесообразно получать за счет соответствующего увеличения тарифа на электроэнергию. Такое решение позволит сохранить положительную рентабельность всех рассмотренных в данной работе электростанций, в том числе в 15-летний период выплаты кредита. При принятых в настоящей работе исходных данных минимальная величина тарифа на системную электроэнергию составит в начальный период выплаты кредита около 9,5 центов/кВт·ч.

Список литературы

- 1. Якушев, А. Оптимизация ввода ядерной энергетики в топливно-энергетический комплекс Беларуси / А. Якушев, Б. Попов // Энергетика и ТЭК. – 2009. – № 9. – С. 14–22.
- 2. Теплоэнергетика и теплотехника. Книга 1. Общие вопросы: справочник; под общей ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. – 4-е изд. – М.: Изд. Дом МЭИ, 2007. – 528 с.
- 3. Падалко, Л.П. Экономика и управление в энергетике / Л.П. Падалко. – Минск: Вышэйшая школа, 1987. – 240 с.
- 4. Цанев, С.В. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций / С.В. Цанев, В.Д. Дуров, А.Н. Ремезов. – М.: Изд. дом МЭИ, 2009. – 579 с.
- 5. Попов, Б.И. Цена ядерного топлива как фактор конкурентоспособности Белорусской АЭС / Б.И. Попов // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 5(47). – С. 50–53.
- 6. Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. Утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23 декабря 2015 г. № 1084.

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЛОКАЛЬНЫХ ЭНЕРГОИСТОЧНИКОВ

Отдельными хозяйствующими субъектами Республики Беларусь осуществляется интенсивное строительство локальных энергоисточников, которые не входят в состав энергосистемы. Их установленная электрическая мощность на конец 2015 года составляла 761 МВт, а в прогнозируемом периоде до 2020 года может достигнуть 1820 МВт, в том числе 850 МВт – на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что учтено в Отраслевой программе развития электроэнергетики на 2016–2020 годы [1].

Для оценки эффективности развития такого направления в энергетике республики специалистами РУП «БЕЛТЭИ» на стадии разработки Отраслевой программы был выполнен анализ фактической эффективности уже эксплуатируемых локальных источников.



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

Любой хозяйствующий субъект, создавая собственный локальный источник, определяет его эффективность с позиции собственных интересов, сопоставляя затраты на энергообеспечение при покупке электрической и тепловой энергии от энергосистемы по ее тарифам и при наличии собственного локального источника. При этом влияние локального источника на сопутствующие затраты, возникающие при их подключении к Белорусской энергосистеме, не учитывается. В связи с этим оценка эффективности уже созданных локальных источников для их владельцев была осуществлена без учета сопутствующих затрат энергосистемы. Расчет выполнен на основании затрат с учетом (при) фактически достигнутой среднегодовой себестоимости, объемов производства тепловой и электрической энергии, объемов продажи электроэнергии в энергосистему по тарифам продажи и затрат на закупку аналогичных объемов в энергосистеме по среднегодовым тарифам за этот период. По результатам расчетов осуществлена оценка срока окупаемости фактически затраченных инвестиций на создание таких источников.

Оценка срока окупаемости локальных источников энергии

Для выполнения соответствующих расчетов Минэнерго были запрошены фактические отчетные данные о работе локальных источников основных владельцев за 2012 и 2013 годы. Несмотря на то, что на данной стадии показатели несколько устарели, они дают представление об общей тенденции, актуальной как сегодня, так и в будущем.

В перечень запрашиваемой исходной информации вошли следующие показатели:

- наименование объектов;
- срок ввода, год;
- установленная электрическая (МВт) и тепловая (Гкал/ч) мощности;

- суммарные средства, затраченные на создание объекта, включая сопутствующую инфраструктуру (\$);
- требуемый резерв электрической мощности от энергосистемы (МВт);
- отпуск электрической (млн кВт·ч) и тепловой энергии (Гкал);
- среднегодовая себестоимость отпущенной электрической (цент/кВт·ч) и тепловой энергии (\$/Гкал);
- среднегодовой удельный расход топлива на отпуск электрической (г у.т./кВт·ч) и тепловой энергии (кг у.т./Гкал);
- вид и среднегодовая цена используемого топлива (\$/т у.т.);
- планируемый в 2020 году отпуск электрической (млн кВт) и тепловой энергии (Гкал).

Всего на базе фактически достигнутых показателей по действующим локальным источникам проведены расчеты эффективности для 94 объектов, принадлежащих предприятиям и организациям жилищно-коммунального хозяйства, промышленности, строительства и архитектуры, транспорта, сельского хозяйства, концернам «Белнефтехим», «Беллегпром», «Беллесбумпром», «Белгоспищепром», Белорусской железной дороге, облисполкомам и Минскому горисполкому.

Сущность методического подхода к определению эффективности локальных источников для их владельцев состоит в том, чтобы сравнить фактические затраты при наличии локального источника с теми затратами, которые могли бы быть, если бы владелец приобретал электрическую и тепловую энергию в энергосистеме по средневзвешенным тарифам за этот период (на электроэнергию – 13,75 центов/кВт·ч, на тепловую энергию – 46,72 \$/Гкал при курсе 8881 руб. за доллар США), продажу излишков электроэнергии от локальных источников в энергосистему по 6,1 цента/кВт·ч и на основании достигнутого эффекта осуществить оценку срока окупаемости капиталовложений, затраченных владельцем на создание собственного локального источника.

Экономия затрат для владельца локального источника, приведенная к \$, может быть определена как

$$\Delta Z = \mathcal{E}_c \cdot (T_3 - S_3) \cdot 10 + Q \cdot (T_T - S_T) \cdot 10^{-3} + \mathcal{E}_{пр} \cdot (T_{пр} - S_3) \cdot 10, \text{ тыс. \$}, \quad (1)$$

где $\mathcal{E}_c, \mathcal{E}_{пр}$ – соответственно суммарный объем отпуска электроэнергии от собственного источника для собственных нужд и объем продажи избытков электроэнергии в энергосистему, млн кВт·ч; T_3, T_T – соответственно тарифы на покупку электрической и тепловой энергии от энергосистемы, цент/кВт·ч и \$/Гкал; S_3, S_T – себестоимость производства электрической и тепловой энергии на локальном источнике, цент/кВт·ч и \$/Гкал; Q – объем потребления тепловой энергии владельцем, Гкал; $T_{пр}$ – тариф на продажу электроэнергии от локальных источников в энергосистему с учетом стимулирующих коэффициентов при их работе на ВИЭ, цент/кВт·ч.

В настоящее время при определении себестоимости электрической и тепловой энергии, произведенной локальными источниками, распределение суммарных затрат по объекту между видами энергии (тепловой и электрической), а также отнесение других составляющих затрат (текущее обслуживание, общезаводские расходы, ремонтные затраты и др.) на энергоносители либо продукцию основного вида деятельности осуществляется по собственной методике каждым владельцем. В результате искажается реальная эффективность использования энергоносителей по их видам.

Между тем эффективность продажи электроэнергии в энергосистему должна определяться не на основании показателей ее себестоимости, рассчитанных по собственной методике, а в сопоставимом виде, то есть при условии, что себестоимость тепловой энергии на локальном источнике будет равна тарифу на тепловую энергию, отпускаемую энергосистемой. В противном случае экономия от продажи электроэнергии будет искажена в ту либо другую сторону различиями в затратах на тепловую энергию.

С учетом сказанного приведенная к сопоставимому виду себестоимость электроэнергии должна определяться согласно следующей зависимости:

$$S_{эпр} = \frac{S_3 \cdot (\mathcal{E}_c + \mathcal{E}_{пр}) + Q \cdot (S_T - T_T)}{\mathcal{E}_c + \mathcal{E}_{пр}} = S_3 + \frac{Q \cdot (S_T - T_T)}{\mathcal{E}}, \text{ цент/кВт·ч} \quad (2),$$

где $\mathcal{E}$ – суммарный объем производства электроэнергии локальным источником, млн кВт·ч.

В случае если $S_{эпр} > T_{пр}$, продавать электроэнергию в энергосистему не имеет смысла, так как такая составляющая относится к категории ущерба.

Тем не менее продажа генерируемой локальными источниками электроэнергии в энергосистему по цене ниже средней себестоимости осуществляется в отдельные периоды – тогда, когда локальный источник вырабатывает электроэнергии больше, чем в данный момент необходимо владельцу (в нерабочие смены, выходные дни), а остановка генерирующего оборудования нецелесообразна, так как влечет затраты на пуски-остановы, ремонты, повышенный расход топлива при работе оборудования в неоптимальных режимах и др.

При определении эффективности существующих локальных источников на основании фактически достигнутых

показателей предварительно по всем объектам выполнен расчет приведенной к сопоставимому виду себестоимости электроэнергии.

Годовая экономия затрат для владельцев локальных источников, создаваемых для производства электроэнергии на базе ВИЭ (вода, ветер, солнце, биогаз), определяется как

$$\Delta Z_B = \mathcal{E}_B \cdot (T_{пр.в} - S_B) \cdot 10, \text{ тыс. \$}, \quad (3),$$

где $\mathcal{E}_B$ – объем продажи электроэнергии от данного источника в энергосистему, млн кВт·ч; $T_{пр.в}$ – тариф на продажу электроэнергии от данного источника в энергосистему с учетом стимулирующих коэффициентов, цент/кВт·ч; S_B – себестоимость производства электроэнергии на данном источнике, цент/кВт·ч.

На основании полученных величин ΔZ и ΔZ_B определяется срок окупаемости инвестиций в создание локального источника.

Для локальных источников простой срок окупаемости инвестиций рассчитывается как

$$t_{пр} = \frac{K}{\Delta Z}, \text{ лет} \quad (4)$$

а дисконтированный – на основании выражения

$$t_{\partial} = K - \sum_{t=0}^{t_{\partial}} \frac{\Delta Z_t}{(1 + \alpha_{\partial})^t}, \text{ лет}, \quad (5)$$

где K – требуемые инвестиции на создание локального источника, тыс. \$; ΔZ_t – экономия затрат в году t , тыс. \$; α_{∂} – коэффициент дисконтирования затрат, в данных расчетах принимается $\alpha_{\partial} = 0,1$; t – порядковый номер расчетного года; t_{∂} – дисконтированный срок окупаемости, определяется продолжительностью периода, когда сумма полученной дисконтированной экономии затрат будет равна затраченным инвестициям на создание локального источника.

Аналогичным образом определяются сроки окупаемости локальных источников на базе возобновляемых энергоносителей, только в зависимостях (4) и (5) вместо ΔZ используется ΔZ_B .

Проблемы использования локальных источников

Эффективность локальных источников обеспечивается в основном за счет выработки электроэнергии преимущественно по теплофикационному циклу. Кроме того, в себестоимость генерируемой ими энергии не входят затраты на содержание магистральных электрических и тепловых сетей, потери энергии на ее транспорт, затраты на содержание резерва, составляющая перекрестного субсидирования и другие составляющие себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой от энергосистемы.

К недостаткам использования локальных источников следует отнести то, что при относительно небольшой мощности и отсутствии связи с энергосистемой возникают трудности по обеспечению требуемого качества электроэнергии, что может негативно повлиять на некоторые технологические процессы и системы автоматического управления отдельными процессами. Кроме того, владельцам локальных источников приходится создавать и содержать резерв мощности на случай возникновения аварийных ситуаций либо вывода части генерирующего оборудования в ремонт.

Важным обстоятельством для владельцев локальных источников является и то, что изолированность этих источников от энергосистемы не позволяет осуществлять продажу в энергосистему излишков электроэнергии, а также возникают проблемы в регулировании режимов работы локальных источников применительно к режимам собственного потребления электрической и тепловой энергии.

С учетом названных недостатков практически все владельцы локальных источников требуют подключить свои энергообъекты в режим параллельной работы с энергосистемой. В свою очередь, энергоснабжающая организация (РУП-облэнерго), выдавая технические условия на присоединение локального источника к электрическим сетям, учитывает только необходимые технические мероприятия, обеспечивающие требуемую надежность параллельной работы. При этом из-за отсутствия соответствующей нормативной базы РУП-облэнерго не может (не имеет права) учитывать влияние создаваемого локального источника на технико-экономические показатели работы энергосистемы. Таким образом, возникают сопутствующие затраты, которые на стадии согласования выражены неявно, но впоследствии автоматически переносятся на себестоимость производства электрической и тепловой энергии в энергосистеме и, как следствие, на других потребителей электрической и тепловой энергии, генерируемой в энергосистеме.

Эффективность локальных энергоисточников

Расчет показателей эффективности осуществлялся на основании представленной исходной информации, достоверность которой не всегда объективна и требует последующих уточнений.

Всего на базе фактически достигнутых показателей по действующим локальным источникам проведены расчеты эффективности для 94 объектов. Наиболее благоприятная ситуация по окупаемости сложилась на объектах концерна «Белнефтехим», Минстройархитектуры и Минпрома, что достигается за счет относительно высокой загрузки установленной мощности (4300–7000 ч) и относительно низких удельных капвложений (240–1950 \$/кВт).

Из 94 объектов является окупаемым для владельцев, даже без учета сопутствующих затрат в энергосистеме, только

31 локальный источник, не окупаются по дисконтированному эффекту – 63. С учетом возможных погрешностей исходной информации и методики расчетов выявленная в ходе исследования тенденция настораживает.

Основной причиной некупаемости является низкая загрузка (у большинства локальных источников число часов использования установленной мощности находится в диапазоне 1000–4000 ч) и высокие удельные капвложения (2300–20 000 \$/кВт). По этим причинам некупаемыми являются 10 из 11 малых ГЭС (загрузка 1000–2500 ч, удельные капвложения 3200–11 071 \$/кВт), все три ветроэлектростанции, загрузка установленной мощности которых составляет всего 430–1430 ч, три биогазовых комплекса (загрузка 2647–4040 ч, удельные капвложения 4330–24 500 \$/кВт). К тому же электроэнергия, генерируемая биогазовыми комплексами, имеет высокую себестоимость (17,0–17,8 цента/кВт·ч). Низкая эффективность солнечной установки на ОАО «Гродненская табачная фабрика» обусловлена малым числом часов использования установленной мощности в году (1000 ч).

Общие выводы

1. Следует обратить внимание владельцев существующих локальных энергоисточников или желающих создавать новые собственные источники на то, что негативная тенденция некупаемости большого количества локальных источников (по фактическим показателям) для их владельцев обусловлена завышенной оценкой возможности загрузки проектируемой установленной мощности и требуемых капвложений с учетом сопутствующих затрат на инфраструктуру, необходимую для создания такого объекта.

2. На основании анализа эффективности действующих локальных источников для их владельцев окупаемость объектов обеспечивается при установленной мощности свыше 10 МВт, использовании установленной мощности свыше 5500 ч в году и удельных капвложениях до 1500 \$/кВт.

3. По большинству объектов мощностью 0,5–4 МВт с использованием установленной мощности менее 4000 ч в году при удельных капвложениях свыше 1500 \$/кВт окупаемость не обеспечивается.

4. Среднегодовая приведенная себестоимость производства электроэнергии

на большинстве локальных источников выше тарифа на ее продажу в энергосистему, что ограничивает экономическую целесообразность реализации такого направления деятельности для владельцев таких объектов.

5. Подавляющее большинство энергоисточников, использующих ВИЭ (вода, ветер, солнце, биогаз), не окупаются даже с учетом стимулирующих коэффициентов к тарифам.

6. Из результатов анализа эффективности действующих локальных источников с учетом реально достигнутых показателей следует вывод, что это направление развития генерирующих источников в Республике Беларусь не всегда эффективно даже без учета их влияния на возникающие сопутствующие затраты в энергосистеме и, как следствие, на макроэкономические показатели страны.

7. Для предотвращения возможного ущерба как для владельцев локальных источников, так и для экономики республики в целом требуется на стадии обоснования инвестиций более тщательно проводить оценку возможности использования проектируемых мощностей и расчет необходимых инвестиций на их реализацию (при этом желательно ориентироваться на пессимистичный прогноз), а расчеты эффективности осуществлять с учетом «Методики оценки целесообразности строительства локальных энергоисточников с учетом экономического эффекта для республики», разработанной в РУП «БЕЛТЭИ» [2].

Список литературы

1. Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016–2020 годы. Утверждено Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 31.03.2016 № 8.
2. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. Минск, 2016. Утверждены Департаментом по энергоэффективности Госстандарта Республики Беларусь 19.09.2016; согласованы Минэнерго и Национальной Академией наук Республики Беларусь.

ОПЫТ ПОДКЛЮЧЕНИЯ К СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПО ПРИНЦИПУ «ОДНО ОКНО»

Показатель «подключение к системе электроснабжения» впервые был включен в отчет Всемирного банка «Ведение бизнеса» в 2012 году. Тогда Республика Беларусь занимала 175-е место в рейтинге стран по этому показателю. По результатам отчета ВБ «Ведение бизнеса – 2016» Беларусь значительно улучшила свои позиции, заняв 89-е место в списке из 189 стран. В настоящее время энергоснабжающие организации ведут активную работу по повышению эффективности этого направления деятельности.

РУП «Брестэнерго», как и другие областные энергоснабжающие организации ГПО «Белэнерго», постоянно совершенствует свою деятельность, направленную на упрощение процедуры технологического присоединения электроустановок к системе электроснабжения. За последние годы в Брестской энергосистеме был реализован ряд мероприятий, предусматривающих меры по минимизации количества процедур и сокращению времени их выполнения.

В августе 2014 года в целях создания в республике благоприятных условий для осуществления предпринимательской деятельности был принят Указ Президента Республики Беларусь № 397 «О технологическом присоединении электроустановок», ставший очередным шагом к повышению рейтинга страны в отчете ВБ «Ведение бизнеса» по показателю «подключение к системе электроснабжения». Данным документом устанавливалось, что технологическое присоединение электроустановок юридических лиц, индивидуальных предпринимателей к электрическим сетям энергоснабжающих организаций должно осуществляться по принципу «одно окно». Надо отметить, что новый порядок комплексного технологического присоединения электроустановок юридических лиц, введенный Указом, стал лишь альтернативой установленному ранее. В целях реализации положений новых нормативных документов, регламентирующих эту сферу деятельности, в РУП «Белэнерго» были организованы технические семинары для работников каждого филиала «Электрические сети»,

в ходе которых разъяснялся порядок оказания комплексных услуг. Большая работа по разъяснению положений Указа была проведена специалистами ГПО «Белэнерго».

Выбор способа подключения к электрическим сетям субъектами хозяйствования осуществляется исходя из двух основных критериев – стоимости и времени оказания услуги. В 2015 году создать реальную конкуренцию на рынке по одному из этих параметров было сложно, выгодными для обращающихся были только единичные случаи. В связи с этим специалистами электросетей Брестской энергосистемы в прошлом году было оказано только 12 услуг по технологическому присоединению, соответствующих требованиям Указа Президента Республики Беларусь № 397.

В текущем году перед работниками предприятия была поставлена задача: обеспечить повышение количества заключенных договоров на оказание услуг по комплексному присоединению юридических лиц не менее чем до 10 % от выданных технических условий, попадающих под нормы Указа № 397. Для выполнения данного показателя был издан приказ по РУП «Брестэнерго», утвердивший план действий, нацеленных на практическую реализацию Указа № 397. В рамках осуществления этого плана была проведена дополнительная работа по рекламированию услуг технологического присоединения и обучению персонала, непосредственно контактирующего с заявителями.

Для достижения лучшего результата работникам РУП «Брестэнерго» прихо-



А.М. КОЗИК,
начальник службы
распределительных
электрических сетей
РУП «Брестэнерго»

дится постоянно разъяснять заявителям преимущества, которые они могут получить в случае обращения к энергоснабжающей организации для оказания комплексной услуги присоединения. В частности, такими преимуществами являются следующие:

- однократное обращение за оказанием услуги;
- оперативные сроки проведения работ;
- качественное выполнение работ специализированной организацией;
- передача построенных сетей электроснабжения на баланс электрических сетей и отсутствие затрат по их эксплуатации в дальнейшем.

Безусловно, положительным фактором явилось то, что тарифы, применяемые при определении стоимости услуги и установленные еще в 2014 году, до сих пор не изменились. Таким образом, по ценовому критерию конкурировать стало легче.

В результате усилий работников филиалов «Электрические сети», персонала, принимающего заявления на выдачу ТУ и подготавливающего ТУ, а также кураторов данного направления за восемь месяцев текущего года предприятием оказано 46 комплексных услуг

по технологическому присоединению юридических лиц, заключено 75 договоров на технологическое присоединение, что составляет 31 % от выданных технических условий, подпадающих под действие Указа.

Необходимо отметить, что осуществление технологического присоединения электроустановок по принципу «одно окно» осложняется кадровой проблемой.

Количество персонала, эксплуатирующего электрические сети и обеспечивающего надежное электроснабжение, определено нормативами численности исходя из объемов обслуживаемых сетей и оборудования. Данные нормативы не предусматривают выполнение работ по оказанию комплексных услуг по технологическому присоединению электроустановок потребителей, поэтому эти услуги до сих пор осуществлялись без увеличения численности персонала. Между тем в результате оптимизации



Бигборд, рекламирующий подключение к электроснабжению по принципу «одно окно»

численности персонала предприятия фактический штат работающих в филиалах «Электрические сети» составляет 88 % от норматива. В этих условиях дальнейшее наращивание объема оказания комплексных услуг по технологическому присоединению явля-

ется проблематичным. В связи с этим на предприятии рассматриваются два варианта решения проблемы: увеличение численности персонала филиалов либо создание специализированных структур для осуществления процедуры.

ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ, регламентирующих процедуру по подключению объектов к системе электроснабжения

1. Указ Президента Республики Беларусь от 6 августа 2014 г. № 397 «О технологическом присоединении электроустановок».
2. Постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 28.11.2014 № 84 «Об установлении фиксированных значений ставок платы за выполнение работ по технологическому присоединению электроустановок к электрическим сетям».
3. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31.10.2014 № 1031 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 6 августа 2014 г. N 397» (вместе с «Положением о порядке заключения договора на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям», «Положением о порядке формирования платы за технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям»).
4. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 «Об утверждении Правил электроснабжения».
5. Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 29 января 2016 г. № 4 «Об установлении форм документов».
6. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 г. № 156 «Об утверждении единого перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, внесении дополнения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 14 февраля 2009 г. № 193 и признании утратившими силу некоторых постановлений Совета Министров Республики Беларусь».
7. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 08.10.2008 № 1476 «Об утверждении положения о порядке проведения государственной экспертизы градостроительных проектов, обоснований инвестирования в строительство, архитектурных, строительных проектов, выделяемых в них этапов работ, очередей строительства, пусковых комплексов и смет (сметной документации) и положения о порядке разработки,

согласования и утверждения градостроительных проектов, проектной документации».

8. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 20 февраля 2007 г. № 223 «О некоторых мерах, по совершенствованию архитектурной и строительной деятельности».
9. Положение о порядке изъятия и предоставления земельных участков в г. Минске и областных центрах юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям для строительства капитальных строений (зданий, сооружений), утвержденное Указом Президента Республики Беларусь от 27 декабря 2007 г. № 667 «Об изъятии и предоставлении земельных участков».

10. Технический кодекс установившейся практики ТКП «Нормы продолжительности проектирования электрических подстанций и линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ».
11. Технический кодекс установившейся практики ТКП 45-1.02-295-2014 «Строительство. Проектная документация. Состав и содержание».
12. Технический кодекс установившейся практики ТКП 172-2009 (02191) «Обустройство мест производства работ при строительстве, реконструкции, ремонте и содержании автомобильных дорог и улиц населенных пунктов».
13. Технический кодекс установившейся практики ТКП 45-1.03-212-2010 (02250) «Нормы продолжительности строительства инженерных сетей и сооружений».
14. Перечень объектов, для строительства которых не требуется получение разрешения на производство строительно-монтажных работ, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19.10.2006 № 1387 «Об утверждении перечня документов, представляемых заказчиком, застройщиком в орган государственного строительного надзора для получения разрешения на производство строительно-монтажных работ, и перечня объектов, для строительства которых не требуется получение разрешения на производство строительно-монтажных работ».

ВЫБОР ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПОДСТАНЦИЙ И ВЛ 110 КВ И ВЫШЕ С УЧЕТОМ КОРРОЗИЙНОЙ АКТИВНОСТИ ГРУНТА

Заземляющие устройства (ЗУ) энергообъектов подвергаются совместному воздействию грунтовой (почвенной) коррозии, вызываемой окислительно-восстановительными реакциями, и токов короткого и двойного замыкания на землю, что приводит к разрушению заземляющих проводников в местах входа в грунт и непосредственно под поверхностью грунта, горизонтальных заземлителей, нижних концов вертикальных электродов [1]. В статье рассматриваются некоторые технические решения, позволяющие существенно снизить риск нарушений электроснабжения, обусловленных почвенным корродированием металла.

Дефекты ЗУ значительно снижают электробезопасность обслуживающего персонала и при воздействии коммутационных или внешних перенапряжений могут приводить к значительному народнохозяйственному ущербу, выражающемуся в недоотпуске электроэнергии потребителям вследствие отключения ответственных электроустановок, вызванного их повреждениями или ненормальными режимами работы. Одной из важнейших характеристик грунта, влияющих на активность процесса почвенного корродирования металла, является его электропроводность. В настоящее время разработаны подходы, позволяющие осуществлять выбор геометрических параметров заземляющих устройств подстанций (ПС) и воздушных линий электропередачи (ВЛ) в зависи-

мости от удельного электрического сопротивления грунта с учетом фактора корродирования.

Основные требования к заземляющим устройствам

Согласно [2] заземлители ВЛ, как вертикальные, так и лучевые, должны выполняться из круглой стали диаметром 12 мм, что в условиях Республики Беларусь обеспечивает им срок службы 50 и более лет. Для выявления тенденции корродирования и более точного прогнозирования срока службы заземлителей рекомендуется производить измерения удельного сопротивления грунта [1].

Применительно к проектируемым ПС согласно [3] заземляющие проводники выбираются исходя из требований, предъявленных к их механической проч-



М.А. ДРАКО,
м.т.н., заведующий
электротехнической
лабораторией отдела учета
и качества электроэнергии
РУП «Белэнергосетьпроект»



А.М. КОРОТКЕВИЧ,
к.т.н., директор
РУП «Белэнергосетьпроект»



А.П. ИВАНЕНКО,
главный инженер филиала
«Геофизическая экспедиция»
РУП «Научно-производственный
центр по геологии»

Таблица 1. Зависимость коррозионной активности грунта от его удельного сопротивления

Коррозионная активность грунта	Удельное сопротивление грунта, Ом·м
Весьма высокая	до 5
Высокая	5–10
Повышенная	10–20
Средняя	20–100
Низкая	100

Таблица 2. Значения электрического сопротивления осадочных горных пород четвертичного возраста по результатам полевых геофизических исследований, Ом-м

Горная порода	По данным геофизических исследований в скважинах (водонасыщенные породы)			По результатам вертикального электрического зондирования (ВЭЗ)			
				водонасыщенные		сухие	
	от	до	сред.	от	до	от	до
Песок	80	350	180	90	280	300	10000
Супесь	40	100	80	40	250	180	550
Суглинок	30	40	35	30	40	50	150
Глина	15	30	20	10	30	15	30
Песок глинистый	70	120	90	70	150	300	800

Таблица 3. Сечение стальных вертикальных заземлителей в зависимости от агрессивности грунтов

Коррозионная активность грунта по отношению к стали	Рекомендуемый диаметр заземлителей	Допустимые к применению заземлители
Стальные вертикальные заземлители		
Весьма высокая	сталь круглая (СК) Ø 16 мм	–
Высокая	СК Ø 16 мм	–
Повышенная, средняя	для мягких грунтов – СК Ø 12 мм	сталь угловая (СУ) 63×63×6 мм
Низкая	для грунтов средней твердости – СК Ø 16 мм	для мягких грунтов – СУ 50×50×5 мм, для грунтов средней твердости – СУ 63×63×6 мм
Стальные горизонтальные заземлители и заземляющие проводники		
Весьма высокая	СК Ø 16 мм	стальная полоса (СП) 20×10, 30×10, 40×10 мм
Высокая	СК Ø 14 мм	СП 20×8, 30×8, 40×8 мм
Повышенная, средняя	СК Ø 12 мм	СП 20×6, 30×6, 40×6 мм
Низкая	СК Ø 10–12 мм	СП 20×4, 30×4, 40×4 мм

ности, коррозионной и термической стойкости, а сечение вертикальных электродов ЗУ – в зависимости от их механической прочности и коррозионной стойкости.

В качестве основного фактора коррозионного воздействия на металлические элементы заземляющего устройства ПС [3] выделяет удельное электрическое сопротивление грунта, в котором они расположены. В таблице 1 приведена коррозионная активность грунта в зависимости от его удельного сопротивления.

Удельное электрическое сопротивление осадочных пород определяется степенью их водонасыщения (положение уровня грунтовых вод), глинистостью и минерализацией грунтовых вод. Значение удельного электрического сопротивления менее 5 Ом-м характерно только для водонасыщенных пород при минерализации грунтовых вод более 10 г/дм³. Наиболее типичная минерализация грунтовых вод Беларуси составляет 1,0 г/дм³. Значения, превышающие данную величину, обусловлены, как правило, техногенным загрязнением.

В таблице 2 представлены наиболее характерные значения элек-

трического сопротивления осадочных горных пород по результатам полевых геофизических исследований, проведенных специалистами филиала «Геофизическая экспедиция» и РУП «Белэнергосетьпроект».

Если минимально допустимый диаметр сечения элементов ЗУ определяется не термической стойкостью, а только механической прочностью, то его величина в зависимости от агрессивности грунта принимается по таблице 3. При этом применение форм заземлителей, не указанных в данной таблице, по условию коррозии не допускается.

Применительно к ВЛ согласно [2] в агрессивных грунтах для защиты заземлителей опор ВЛ от почвенной коррозии и удлинения срока службы заземляющего устройства рекомендуется применение стали увеличенного диаметра (до 16 мм), а в отдельных случаях – оцинкованной или омедненной стали, в зависимости от агрессивности грунта. Необходимый диаметр по условиям коррозии определяется расчетом.

В отдельных случаях [2] допускает следующие пути обеспечения защиты от коррозии:

- выполнение гидроизоляции заземлителя по длине 20 см в обе стороны от границы грунта посредством обмотки заземлителя хлопчатобумажной лентой, пропитанной горячим битумом;
 - засыпка дна траншеи однородным грунтом слоем толщиной 10–15 см с последующей укладкой на него заземлителя и покрытие его тем же однородным грунтом слоем толщиной 10–15 см.
- Что касается площади поражения коррозией, то здесь выделяются локальные, местные и общие разрушения, которые носят язвенный характер. Применительно к энергетическим объектам количественная оценка степени коррозионного износа производится выборочно по участкам контролируемого элемента ЗУ путем измерения характерных размеров элемента, зависящих от вида коррозии, после удаления с его поверхности коррозионных продуктов. При сплошной поверхностной коррозии характерными размерами являются линейные размеры поперечного сечения проводника (диаметр, толщина, ширина), измеряемые штангенциркулем, при местной язвенной коррозии – глубина отдельных язв, а также площадь язв на контролируемом участке.

Для определения коррозионного состояния ЗУ осмотр его элементов производится со вскрытием грунта с периодичностью не реже одного раза в 12 лет. Причем элемент ЗУ должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения [4].

Анализ конструктивных дефектов ЗУ, вызванных грунтовой коррозией

Приведем некоторые характерные конструктивные дефекты ЗУ, обусловленные корродированием, выявленные при реконструкции одной из ПС 110 кВ Белорусской энергосистемы.

В результате наружного осмотра ЗУ, проведенного со вскрытием грунта, выяснено, что заземляющие спуски, смонтированные на оборудовании подстанции, выполнены из стали круглой (СК) диаметром 12 и 14 мм и стальной полосы (СП) размерами 17×3 мм, 22×3 мм, 30×8 мм и в большинстве случаев не имеют защитного покрытия. Коррозионные потери площади поперечного сечения заземляющих спусков не превышают 3–5 %, однако в переходной зоне (уровень земли) наблюдаются разрушения заземляющих спусков (рис. 1, 2), а также сварных соединений в узле присоединения заземляющих спусков к заземляющему устройству подстанции (рис. 3, 4). Элементы заземлителя ПС выполнены из СК диа-



Рис. 2. Разрушение в переходной зоне заземляющего спуска рельса силового трансформатора



Рис. 3. Разрушение сварного соединения на шинном разъединителе ТСН-1

метром 12, 14, 20 мм и СП размерами 25×5 мм, 30×8 мм, а сплошная коррозия элементов ЗУ составляет не более 15 % площади сечения.

Согласно проведенным измерениям удельное электрическое сопротивление грунта в месте расположения ПС 110 кВ составило 320 Ом·м, что свидетельствует о низкой коррозионной активности по отношению к стали. Вместе с тем данные, полученные в ходе геологических изысканий, показали, что площадка рассматриваемой ПС расположена на слое водонасыщенного пылеватого песка средней прочности, на глубине 1,8–2,4 м выявлены грунтовые воды. В связи с этим было принято решение при заземлении нового электрооборудования применить оцинкованные вертикальные заземлители.



Рис. 4. Разрушение сварного соединения в узле присоединения заземляющего спуска к ЗУ на шинной опоре 110 кВ

Вывод

Определенное экспериментальными методами значение удельного электрического сопротивления грунта в местах расположения проектируемых ПС и ВЛ 110 кВ и выше совместно с данными инженерно-геологических изысканий позволяет в полной мере учесть фактор почвенной коррозии ЗУ электроустановок при выборе геометрических параметров заземляющих устройств и, соответственно, повысить надежность электроснабжения потребителей, а также безопасность эксплуатирующего персонала.

Список литературы

1. Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок : РД 153-34.0-20.525-00.
2. Методические указания по проектированию и выполнению заземляющих устройств опор ВЛ напряжением 35–750 кВ. Приложение В. Типовой альбом заземляющих устройств опор ВЛ: СТП 09110.20.189-12. – Минск. – 2012. – 56 с.
3. Методические указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ : СТП 09110.47.103-07.
4. Методические указания по выполнению заземления на электрических станциях и подстанциях напряжением 35–750 кВ : СТП 09110.47.203-07.
5. Охрана окружающей среды и природопользование. Недра. Правила проведения электроразведочных работ : ТКП 17.04-40-2012.



Рис. 1. Разрушение заземляющего спуска в переходной зоне на секционном разъединителе ПС 110 кВ

ОПЫТ ПОДГОТОВКИ К ОЗП В УСЛОВИЯХ СОКРАЩЕНИЯ СРОКОВ ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

В течение последних трех лет решением Гомельского облисполкома сроки подготовки к отопительному сезону потребителей и теплоисточников региона ограничены 1 сентября, что не противоречит требованиям ТКП 388 «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии». В соответствии с данным решением филиалом «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» разработаны и реализованы мероприятия, направленные на обеспечение подготовки объектов хозяйствования к отопительному сезону 2016/2017 года в условиях сокращения сроков проведения ремонтно-профилактических и подготовительных работ без снижения их качества.

Факторы успешной подготовки к ОЗП

Главным фактором успешной подготовки к ОЗП потребителей и теплоисточников является грамотно организованная совместная работа Энергонадзора и органов исполнительной власти, направленная на обеспечение устойчивого энергоснабжения в осенне-зимний период.

Согласно решению Гомельского облисполкома уровень готовности к осенне-зимнему периоду потребителей в регионе должен был составить к 10 августа 60 %, теплоисточников – 50 %; к 17 августа – 80 % и 75 %; к 24 августа – 90 % и 85 % соответственно. К 1 сентября этот показатель должен был достичь 100 %. С учетом приведенных выше контрольных сроков в мае филиалом «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» были разработаны и утверждены в городских и районных исполкомах графики регистрации паспортов готовности к ОЗП. При разработке графиков более ранние сроки устанавливались для потребителей так называемой прочей группы, имеющих незначительные тепловые нагрузки и упрощенные системы теплоснабжения (как правило, это объекты малого бизнеса, малочисленные организации и производства), более поздние – для объектов социальной сферы, жилого фонда и коммунальных организаций. Такой подход позволил обеспечить выполнение установленных показателей, так как число прочих по-

требителей в разы превышает количество потребителей социального и коммунального назначения.

Динамика готовности потребителей тепловой энергии и теплоисточников в контрольные сроки, определенные решением Гомельского облисполкома, отражена в таблице 1.

Для рационального распределения трудовых и финансовых ресурсов инспекторы филиала оказывали потребителям консультативно-методическую помощь в составлении планов мероприятий по подготовке систем энергоснабжения к отопительному сезону. В межотопительный период текущего года такая помощь была оказана 626 потребителям на общую сумму 12 180,6 денонмированных белорусских рублей.

Дополнительно были организованы практические занятия для персонала потребителей по разъяснению отдельных вопросов, связанных с работой оборудования тепловых пунктов и подготовкой его к отопительному сезону. Практически в каждой из 21 районной инспекции филиала в течение июля–августа еженедельно проводились такие обучающие семинары, что положительно сказалось на уровне подготовки потребителей.

В Гомельской области по состоянию на 1 июня были поднадзорны 4921 потребитель тепловой энергии и 2111 теплоисточников. При среднесписочной численности персонала инспекторов-теплотехников 38 человек, средняя



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



О.Л. ЖИТКО,
заместитель начальника
энергоинспекции



Ю.Н. ЛЕОНОВА,
государственный инспектор
Гомельского МРО

Таблица 1. Динамика готовности потребителей тепловой энергии и теплоисточников Гомельской области к ОЗП 2016/2017 года

Контрольный срок	Потребители (по графику, %)	Потребители (факт, %)	% (факт/план)	Теплоисточники (по графику, %)	Теплоисточники (факт, %)	% (факт/план)
10.08	60	51,8	86	50	42,4	85
17.08	80	71,1	89	75	65,1	87
24.08	90	84,6	94	85	81,3	96
01.09	100	99,6	99	100	99,5	99

загрузка на 1 инспектора составляла около 130 потребителей и около 56 теплоисточников, что вполне позволяет специалистам энергонадзора качественно проконтролировать ход подготовительных работ.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18 мая 2016 года № 387 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2016/2017 года» определены следующие основные критерии готовности потребителей и теплоисточников к работе в условиях ОЗП:

- отсутствие поврежденных кабельных линий 6/10 кВ;

- соответствие схем электроснабжения электроприемников первой и особой группы 1 категории требуемой категоричности;

- наличие (в соответствии с техническими условиями) и работоспособность автономных источников энергии;

- проведение электрофизических измерений согласно графику;

- проведение регламентно-профилактических работ в тепловых сетях и системах теплоснабжения объектов (гидравлические испытания, гидропневматические промывки, ревизии запорной арматуры);

- наличие (согласно проекту) и работоспособность систем учета и автоматического регулирования тепловой энергии;

- наличие обменного фонда систем автоматического регулирования тепловой энергии;

- поверка и установка после нее приборов учета тепловой энергии;

- удовлетворительная тепловая изоляция поверхностей оборудования тепловых пунктов и трубопроводов тепловых сетей;

- наличие и аттестация административно-технического и оперативно-ремонтного персонала согласно графику.

Данные критерии были отражены в информационных письмах-предписаниях, направленных Энергонадзором потребителям в мае текущего года, в которых также были установлены даты регистрации паспортов готовности.

Административная ответственность руководителей

Конечно, без координации совместных усилий Энергонадзора и органов исполнительной власти невозможно обеспечить качественную подготовку потребителей и теплоисточников к осенне-зимнему периоду. Составленные Энергонадзором графики были утверждены председателями, заместителями председателей рай(гор)исполкомов, курирующими вопросы подготовки к ОЗП, получив тем самым статус решений исполнительной власти, что позволило административным комиссиям при рай(гор)исполкомах привлекать к административной ответственности руководителей предприятий, организаций, не зарегистрировавших паспорт готовности к ОЗП в установленные графиками сроки, по статье 23.1 ПИКоАП. Так, в межотопительный период административными комиссиями рай- и горисполкомов к ответственности было привлечено 18 руководителей. Согласно статье 20.10 ПИКоАП органы Энергонадзора также имеют право привлекать руководителей организаций к административной ответственности, но только после 1 октября, то есть после окончания срока регистрации паспортов готовности, установленного ТКП 388.

Работа комиссий по координации предпринятых подготовительных работ была возобновлена в мае. На заседаниях этих комиссий рассматривались и оперативно решались проблемы, препятствующие своевременной подготовке энергооборудования потребителей, причем инициаторами обсуждения проблемных вопросов, как правило, становились начальники районных инспекций и межрайонных отделений филиала «Энергонадзор», которые входят в состав этих органов.

Распоряжениями председателей рай(гор)исполкомов из числа работников администраций были назначены ответственные лица, отвечающие за подготовку к ОЗП определенной части потребителей. В их обязанности входит

также промежуточная проверка хода подготовки с выездом на объекты потребителей до начала работы приемочных комиссий.

По инициативе Энергонадзора ряду ответственных работников потребителей и инспекторов Энергонадзора были изменены сроки очередных трудовых отпусков.

В случае, когда подготовка потребителей и энергоисточников к ОЗП по направлениям, контролируемым Энергонадзором, идет неудовлетворительно, руководителю организации, не обеспечившей качество подготовки, выдается предписание согласно п. 8 Положения о государственном энергетическом надзоре в Республики Беларусь, утвержденного Постановлением Совета Министров Республики Беларусь № 26 от 10 января 1998 года. В предписании устанавливаются требования об устранении выявленных нарушений в вопросах готовности к ОЗП применительно ко всем объектам данного потребителя, после чего назначается повторная проверка. Руководитель организации также предупреждается об административной ответственности по статье 23.1 ПИКоАП Республики Беларусь за невыполнение в установленные сроки требований инспектора.

Так, были назначены повторные проверки около 300 потребителей и организаций-владельцев теплоисточников. В соответствии с положением об оказании платных услуг филиалом повторные проверки оплачивались потребителями согласно заключенным договорам.

В период проверки готовности потребителей и теплоисточников к ОЗП филиалом было заключено 215 договоров на участие в повторных проверках на сумму 4050,3 деноминированных белорусских рублей.

Типичные нарушения

Характерные нарушения, выявляемые инспекторами Энергонадзора, как правило, делятся на два типа:

- нарушения в предъявляемой документации;

– нарушения технического состояния оборудования по критериям устойчивой работы в отопительный период.

Наиболее типичными недостатками ведения документации являются некачественное оформление актов испытаний оборудования и тепловых сетей; несвоевременный пересмотр актов границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон при изменении названия организации, принципиальных схем, руководств по эксплуатации тепловых пунктов; отсутствие температурного графика работы сети к началу работы приемочных комиссий и др.

Среди нарушений технического состояния оборудования чаще всего встречаются отсутствие приборов учета после поверки, не очищенные от стороннего мусора узлы ввода тепловой сети, отсутствие или недостаточное количество минерального масла в карманах термометров, установка манометров с несоответствующим пределом измерения, дефекты тепловой изоляции, отсутствие опознавательной окраски и маркировки направления открытия/закрытия запорной арматуры.

Как видно, характер нарушений позволяет устранять их по мере возникновения не только в межотопительный период, но и в течение всего календарного года, при условии качественного выполнения обслуживающим персоналом своих должностных обязанностей и обеспечения должного контроля за техническим состоянием систем энергоснабжения должностными лицами потребителей тепловой энергии.

Оправданность сокращения сроков подготовительного периода

Сокращение сроков подготовки к ОЗП на первый взгляд должно было негативно сказаться на качестве подготовительных работ. Между тем согласно действующим ТНПА потребители должны круглогодично обеспечивать безопасную, надежную и эффективную (экономичную) работу систем энергоснабжения, что предполагает системный подход к проведению ремонтных или профилактических работ. Согласно требованиям ТНПА ремонт и профилактика оборудования систем электроснабжения проводятся в соответствии с графиком планово-предупредительных ремонтов или текущего обслуживания независимо от времени года. Профилактические

или ремонтные работы в магистральных и распределительных (внутриквартальных) тепловых сетях, на энергетическом оборудовании центральных тепловых пунктов и систем горячего водоснабжения в межотопительный период проводятся не реже одного раза в 14 календарных дней.

Таким образом, потребителям в период подготовки к ОЗП остается подготовить только системы отопления и приточно-отопительной вентиляции (в большинстве случаев отсоединенные от системы теплоснабжения из-за отсутствия необходимости ее использования), которые согласно климатическим условиям Беларуси отключаются на 180–185 дней.

Если принять во внимание, что для подготовки указанных систем к работе в условиях низких температур потребителям дается несколько месяцев, то даже сокращенного подготовительного периода вполне достаточно для обеспечения устойчивой работы оборудования в осенне-зимний период.

Не последнюю роль в решении вопроса досрочной подготовки сыграла и своевременно выпущенная Инструкция о порядке действий представителей органов государственного энергетического надзора при участии в работе комиссий по проверке готовности потребителей и теплоисточников к работе в осенне-зимний период, утвержденная первым заместителем Министра энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенцом 14 июля 2016 года. Инструкцией четко определены функции инспектора при участии в работе приемочных комиссий, предъявляемые к потребителю требования, состав обязательной документации, представляемой потребителем.

Обобщая изложенное выше, можно констатировать, что в сокращении сроков подготовки оборудования к ОЗП больше плюсов, чем минусов. Более короткие сроки подготовки заставляют потребителей не только концентрировать внимание на решениях тех или иных вопросов, связанных с профилактикой или ремонтом оборудования, но и под-



Государственный инспектор Гомельского МРО Ю.Н. Леонова проверяет готовность теплового пункта к ОЗП

держивать его исправное техническое состояние в течение года. Кроме того техническая помощь, оказываемая потребителям районными инспекциями Энергонадзора на местах в условиях сокращенных сроков подготовки к ОЗП, а также методическая работа инспекторов позволили из года в год качественно улучшать техническое состояние оборудования потребительских систем энергоснабжения.

Оправданность сокращения сроков предпринятых подготовительных работ подтверждается и тем фактом, что ряд областей республики также приняли решения о сокращении сроков подготовки к отопительному сезону потребителей тепловой энергии и теплоисточников.

Опыт подготовки объектов хозяйствования к отопительному сезону 2016/2017 года в Гомельской области свидетельствует о том, что скоординированная систематическая работа органов исполнительной власти, персонала потребителей и Энергонадзора позволяет в условиях сокращенного подготовительного периода в полной мере обеспечивать как безаварийную работу энергетического оборудования и систем энергоснабжения в отопительном сезоне, так и соблюдение социальных стандартов в жилых, административных и производственных помещениях.

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

В круговороте производственных проблем работники энергослужб предприятий зачастую не успевают отслеживать изменения законодательства в сфере энергетики. Кроме того, положения новых правил и стандартов не всегда понятны с первого прочтения, а исполнение требований НПА и ТНПА по разным причинам вызывает трудности. В этом номере журнал открывает рубрику «В блокнот главного энергетика», в которой специалисты энергонадзора помогут работникам энергослужб предприятий и просто заинтересованным лицам разобраться в сути действующих и вновь вводимых в действие правил и стандартов, прокомментируют требования органов Госэнергонадзора, помогут найти правильное решение наиболее актуальных проблем в области эксплуатации энергооборудования.

Основные НПА и ТНПА, регламентирующие вопросы охраны труда и электробезопасности

При проверке знаний электротехнического персонала и персонала, эксплуатирующего теплоустановки и тепловые сети, по вопросам охраны труда, а также при присвоении (подтверждении) группы по электробезопасности зачастую выясняется, что работники, обеспечивающие надежность работы электро- и теплотехнического оборудования на предприятиях, не в полной мере знакомы не только с требованиями нормативных правовых и технических нормативных правовых актов, но и с полным спектром тех документов, которыми им необходимо руководствоваться в своей профессиональной деятельности.

В связи с этим приведем **перечень основных нормативных правовых и технических нормативных правовых актов, которые регламентируют работу с электротехническим оборудованием:**

- ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- ТКП 427-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок»;
- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд., перераб. и доп. (действующие главы);
- ТКП 339-2011 (02230) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторных, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний»;
- Правила электроснабжения, утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь 17.10.2011 №1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь 23.10.2015 №895);

- комплекс государственных стандартов ГОСТ 30331.1-95 – ГОСТ 30331.15-2001 «Электрооборудование

жилых и общественных зданий»;

- ТКП 290-2010 (02230) «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Что касается персонала, эксплуатирующего теплоустановки и тепловые сети, то в первую очередь он должен знать требования следующих правил:

- ТПК 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»;
- ТКП 459-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»;
- ТКП 388-2012 (02230) «Правила подготовки и проведения осенне-зимнего периода энергоснабжающими организациями и потребителями тепловой энергии».

А.Ч. Пачковский,
к.т.н., начальник производственно-технической группы
филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

Требования к нанесению опознавательной окраски трубопроводов тепловых сетей потребителей

На сегодняшний день основными техническими нормативными правовыми актами, регламентирующими требования по безопасной эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей, являются ТКП 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и ТКП 459-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей». Однако отдельные пункты данных ТКП имеют ссылки на другие технические нормативные правовые акты, что существенно затрудняет их исполнение работниками энергослужб предприятий.

Предлагаем рассмотреть исчерпывающий перечень требований к нанесению опознавательной окраски трубопроводов тепловых сетей потребителей, систем теплоснабжения и теплоустановок на примере индивидуальных тепловых пунктов организаций и жилых домов, где теплоносителем является вода. Основные требования к опознавательной окраске трубопроводов регламентированы ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Все трубопроводы потребителей, проложенные в видимых местах, доступных для обслуживания, должны иметь участки опознавательной окраски (далее кольца), наносимые сплошным по всей поверхности коммуникаций кольцом. Так как теплоносителем является вода, использовать для опознавательной окраски необходимо зеленый цвет. Расстояние между кольцами на трубопроводах внутри зданий должно составлять от 1 до 3 м, а при надземной прокладке кольца должны наноситься через каждые 50 м.

Кроме того, окраску необходимо наносить в наиболее ответственных местах. Для удобства ориентировки кольца обязательно должны наноситься на трубопровод перед его входом и после выхода из стены, а также по обе стороны задвижек, вентилей и другой запорной и регулирующей арматуры. В непроходных каналах, при бесканальной прокладке кольца на трубопроводы наносятся в пределах камер и смотровых колодцев. Ширина кольца должна приниматься в зависимости от наружного диаметра трубопровода (с учетом изоляции):

- для труб диаметром до 300 мм – не менее четырех диаметров;
- для труб диаметром свыше 300 мм – не менее двух диаметров.

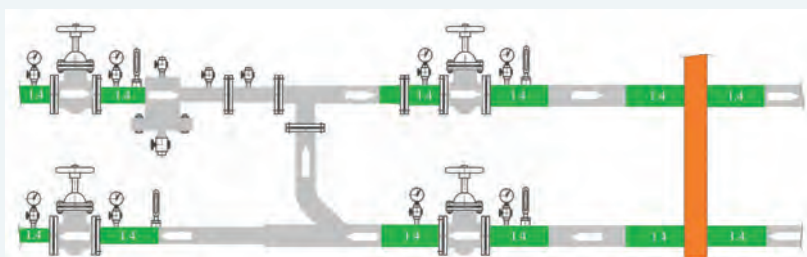


Рис. 2. Вид теплового узла

На запорной арматуре, а также на прилегающих участках трубопроводов стрелкой должно быть указано направление движения теплоносителя, нанесены номера на арматуру по схеме, указатели направления ее закрытия и открытия. Направление потока теплоносителя должно указываться острым концом стрелок, наносимых непосредственно на трубопроводы. Цвет стрелок должен быть белым или черным с учетом обеспечения наибольшего контраста с основным цветом покровного слоя тепловой изоляции.

Наименование транспортируемого вещества обозначается посредством цифр. Применительно к теплоустановкам, подключенным к централизованной системе отопления, используются обозначения трех основных видов веществ:

- 1.1 – вода питьевая;
- 1.3 – вода горячая (водоснабжение);
- 1.4 – вода горячая (отопление).

Принят белый цвет надписей при нанесении их на зеленый фон опознавательных колец.

Размеры и форма стрелок, указывающих направление потока, должны соответствовать указанным на рисунке 1 и в таблице.

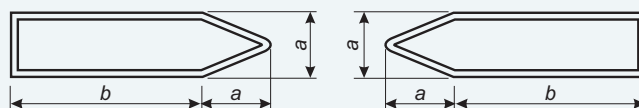


Рис. 1. Форма стрелок, указывающих направление движения транспортируемого вещества

Размеры стрелок, указывающих направление движения транспортируемого вещества

Номер размера	a, мм	b, мм
1	26	74
2	52	148
3	74	210
4	105	297
5	148	420

Внешний вид теплового узла и трубопроводов в тепловой камере с правильно нанесенной опознавательной окраской представлен на рисунках 2, 3.

С.Н. Напреев,
заместитель начальника энергоинспекции
филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго»

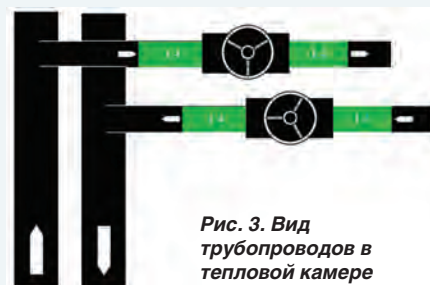


Рис. 3. Вид трубопроводов в тепловой камере

О необходимости включения в основную систему уравнивания потенциалов покровного слоя изоляции трубопроводов тепловых пунктов, выполненного из токопроводящих материалов

В настоящее время при модернизации, строительстве или ремонте трубопроводов систем отопления, ГВС и вентиляции в тепловых пунктах и разводящих трубопроводах зданий в качестве покровного слоя активно используется тонколистовой металл, отвечающий в том числе и требованиям промышленной эстетики.

Надо отметить, что не стоит путать покровный слой и теплоизоляционную конструкцию. Так, согласно ТКП 45-4.02-91-2009 (02250) «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Строительные нормы проектирования»:

– покровный слой – это элемент теплоизоляционной конструкции, устанавливаемый по наружной поверхности тепловой изоляции для защиты от механических повреждений и воздействия окружающей среды;

– теплоизоляционная конструкция – это конструкция, состоящая из одного или нескольких слоев теплоизоляционного материала (изделия), покровного слоя и элементов крепления.

В соответствии с ТКП 339-2011 (02230) «Электроустановки на напряжение до 750 кВ...» тепловой пункт относится к помещениям с повышенной опасностью. К таковым относятся помещения характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий: высокой (более 35 °С) температуры воздуха, относительной влажности воздуха более 75 %, то-

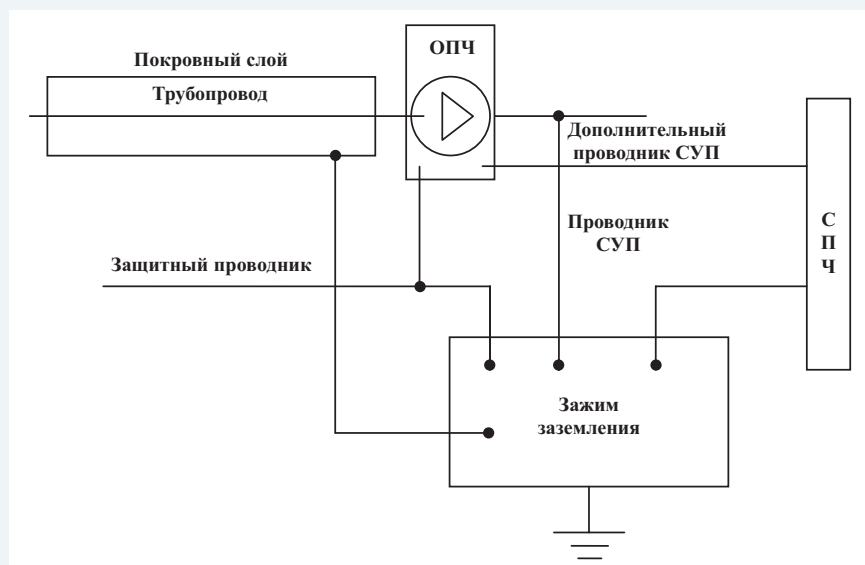
копроводящих полов (земляные, бетонные), возможностью одновременного прикосновения человека к конструкциям зданий, имеющих соединение с землей (в нашем случае к трубопроводам, стойкам опор трубопроводов) и металлическим частям электрооборудования (корпусам насосов). При определенных условиях тепловой пункт может быть признан и особо опасным помещением. Поэтому справедливо встает вопрос об обеспечении электробезопасности персонала при прикосновении к покровному слою, выполненному из тонколистового металла в процессе выполнения оперативно-ремонтных работ при аварийных режимах работы электрооборудования.

Согласно п. 10.9 ТКП 45-44.02-183-2009 (02250) «Тепловые пункты. Правила проектирования» выполнение схемы уравнивания потенциалов трубопроводов и насосов в тепловых пунктах является обязательным. (Уравнивание потенциалов – это электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов. Защитное уравнивание потенциалов выполняется в целях электробезопасности.) Но данный ТКП не определяет степень защиты людей при аварийном выносе электрического потенциала на металлический покровный слой теплоизоляции трубопроводов. А наличие надежной электрической связи между трубопроводами, подключенными к системе уравни-

вания потенциалов, и покровным слоем из металла – под большим вопросом.

Согласно п. 4.3.5.8 ТКП 339 трубопроводы системы теплоснабжения должны быть соединены с основной системой уравнивания потенциалов. Следовательно, покровный слой из листового металла надо рассматривать как часть системы трубопроводов, подлежащую присоединению к данной системе.

Наименьшая площадь сечения проводника системы уравнивания потенциалов должна соответствовать требованиям п. 4.3.14.6 ТКП 399 при условии соблюдения проводимости и непрерывности электрической цепи.



Принципиальная схема подключения оборудования теплового пункта к основной и дополнительной системам уравнивания потенциалов

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

В МИНСКЕ ПРОЙДЕТ 8-я СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА «ЧЕЛОВЕК И БЕЗОПАСНОСТЬ»

С 1 по 3 ноября в рамках 8-й международной специализированной выставки «Человек и безопасность» в Минске, в Футбольном манеже (пр. Победителей, 20/2), встретятся профессионалы высокого уровня в сфере обеспечения безопасности и правопорядка.

Одной из основных задач любого государства является обеспечение соблюдения законности и правопорядка, надежной защиты конституционных прав и свобод граждан, их жизни и здоровья. Создание действенной системы мер для ее успешной реализации требует консолидации усилий всех правоохранительных органов, научных структур, предприятий промышленности. Этой цели и служит специализированная выставка «Человек и безопасность», которая является одним из наиболее представительных в Республике Беларусь и странах СНГ проектов в области защиты жизни и здоровья человека, охраны его жилища и имущества, обеспечения безопасных условий на производстве, в дороге, на отдыхе.

Мероприятие пройдет под патронажем Постоянной комиссии Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь и Государственного секретариата Совета Безопасности Республики Беларусь.

Официальную поддержку выставке оказывают Министерство внутренних дел, Министерство здравоохранения, Министерство иностранных дел, Министерство информации, Министерство обороны, Министерство образования, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, Министерство торговли, Министерство транспорта и коммуникаций, Министерство труда и социальной защиты, Министерство по чрезвычайным ситуациям, Министерство энергетики, Национальная академия наук Беларуси, Комитет государственной безопасности, Государственный комитет по науке и технологиям, Государственный военно-промышленный комитет, Государственный пограничный комитет, Государственный комитет судебных экспертиз, Государственный таможенный комитет и Минский горисполком.

Организаторами мероприятия выступают выставочное унитарное предпри-



ятие «Экспофорум» и республиканское унитарное предприятие «НВЦ БелЭкспо».

Особое внимание посетителей привлекают экспозиции, представляющие специализированные направления в сфере безопасности, которые, дополняя друг друга, охватывают широкий спектр вопросов. В этом году будут представлены разработки в следующих областях:

- средства спасения, пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- охрана правопорядка, борьба с преступностью и терроризмом;
- информационная безопасность, защита линий и каналов связи;
- охрана границы, пограничный и таможенный контроль;
- вооружение и военная техника, робототехнические комплексы и системы военного, специального и двойного назначения;
- промышленная безопасность, охрана и гигиена труда;
- личная безопасность, охрана жизни, здоровья, жилища, имущества граждан;
- охрана объектов и контроль доступа;

- экологическая безопасность, радиационная, химическая и биологическая защита;
- безопасность транспортных систем и дорожного движения;
- научно-технические достижения в области безопасности;
- услуги безопасности, юридические консультации, страхование, аудит, подготовка кадров.

В прошлом году в мероприятии приняли участие порядка 90 организаций из Беларуси, России и Азербайджана, которые представили новейшие разработки в сфере обеспечения безопасности и комплексной защиты интересов личности, общества и государства. В этот раз продукцию собственных и зарубежных производителей продемонстрируют экспоненты из Беларуси, России и Украины. Следует подчеркнуть, что выставка за годы своего существования для многих предприятий и организаций послужила стартовой площадкой инновационного развития в области специальных технических средств и вооружений.



Организаторы выставки предлагают насыщенную деловую программу, которая включает специализированные семинары, круглые столы, семинары-презентации. В рамках выставки пройдут секционные заседания VII Международной научно-практической конференции **«Чрезвычайные ситуации: предупреждение и ликвидация»**. Данное мероприятие проводится по инициативе Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь и посвящено 60-летию создания первого в Республике Беларусь научного подразделения в области предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций и пожаров.

Эксклюзивные экспонаты традиционно будут представлены в экспозиции Научно-исследовательского института пожарной безопасности и проблем чрезвычайных ситуаций МЧС Беларуси – головной организации в области исследования проблем чрезвычайных ситуаций и пожаров и их последствий для общества и государства.

Современные средства защиты и приспособления, технические приборы и оборудование для электроэнергетической и газовой отраслей, видеоролики и наглядные пособия по профилактике электротравматизма и электробезопасности продемонстрирует экспозиция **Министерства энергетики**, организатором которой традиционно выступит Информационно-издательский центр ОАО «Экономэнерго». Здесь также можно ознакомиться с отраслевой нормативной и технической литературой и официальным печатным изданием Минэнерго – журналом «Энергетическая стратегия», систематически освещающим вопросы безопасности и охраны труда, а также тенденции развития новых технологий и техники для электроэнергетики.

Своеобразной визитной карточкой выставки за годы ее проведения стали

мероприятия **демонстрационно-показательной программы**. Наиболее зрелищные из них – выступления по рукопашному бою роты разведки специального назначения войсковой части внутренних войск МВД, демонстрация боевого раздела приемов самообороны сборной командой Академии МВД, а также представления Кинологических центров Вооруженных Сил и Государственного пограничного комитета. Этот год не будет исключением: по традиции мероприятия запланированы на первый и последующие дни выставки.

Гармоничное сочетание выставочной, деловой и демонстрационной программ, подготовленных организаторами, обеспечивает возрастающий из года в год интерес к выставке со стороны экспонентов, гостей и посетителей.



ЧЕЛОВЕК И БЕЗОПАСНОСТЬ

Режим работы выставки для посещения:

1–2 ноября с 10.00 до 18.00
3 ноября с 10.00 до 14.00
Церемония официального
открытия – 1 ноября в 12.00
Церемония закрытия
выставки – 3 ноября в 14.00

Организаторы выставки:

Унитарное предприятие
«Экспофорум»
+375 17 314 34 30
www.expoforum.by

РУП «НВЦ БелЭкспо»
+375 17 286 78 54
www.belexpo.by

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ПРЕДСТАВЛЕНА НА ГЕНЕРАЛЬНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ МАГАТЭ

26–30 сентября в штаб-квартире МАГАТЭ в Вене (Австрия) состоялась юбилейная 60-я сессия Генеральной конференции МАГАТЭ, в которой приняла участие делегация Республики Беларусь во главе с заместителем Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюком. В состав делегации вошли представители Министерства энергетики, Министерства по чрезвычайным ситуациям, Министерства иностранных дел, ГНУ «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны», ГП «Белорусская АЭС», ГУ «РНПЦ радиационной медицины и экологии человека» и белорусских СМИ.

В работе 60-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ приняли участие более 2 тыс. делегатов из более чем 160 государств-членов Агентства. Открыл Генконференцию Генеральный директор МАГАТЭ Юкия Аmano. Он отметил, что 60 лет работы МАГАТЭ продемонстрировали серьезную роль ядерной науки и технологий в поддержке устойчивого развития. В качестве примеров он привел эффективное лечение онкологических заболеваний, работу по борьбе с последствиями изменения климата, выведение новых сортов сельскохозяйственных культур. «За 60 лет работы, обеспечивая доступность ядерной науки и технологий для улучшения бла-

гополучия человека, мы реально изменили жизни миллионов людей во всем мире», – заявил Юкия Аmano. Касаясь развития ядерных энергетических проектов, он отметил, что около 30 развивающихся государств рассматривают вопрос о включении ядерной энергии в свой энергетический баланс. «Ядерная энергия может внести существенный вклад в сокращение выбросов парниковых газов, улучшить энергетическую безопасность, обеспечивая при этом предоставление энергии в больших объемах», – сказал Юкия Аmano.

В ходе общения с представителями СМИ, освещавшими Генконференцию, господин Аmano высоко оценил сотрудни-



Л.В. ДУЛИНЕЦ,
начальник отдела
международного
сотрудничества Департамента
по ядерной энергетике
Министерства энергетики
Республики Беларусь

чество Республики Беларусь с МАГАТЭ. Он заявил, что приветствует приглашение Беларусью оценочных миссий МАГАТЭ и подтвердил готовность оказать необходимое содействие в их проведении в рамках реализации программ технического сотрудничества МАГАТЭ. Гендиректор МАГАТЭ также напомнил, что в апреле этого года посещал Беларусь и площадку строительства атомной электростанции в Островце и был впечатлен уровнем реализации проекта.

В ходе Генконференции в Венском международном центре были размещены экспозиции более 20 стран, среди которых Великобритания, США, Россия, Германия, Канада, Китай, Япония и др. Республика Беларусь также представила свою экспозицию на площадке МАГАТЭ. На стенде демонстрировалась информация о последних значимых событиях в реализации проекта строительства Белорусской АЭС, в том числе об актуальном состоянии дел на площадке строительства, работе информационных центров АЭС в Островце и Минске, подготовке персонала Белорусской АЭС на базе учебно-трениро-



вочного центра, введенного в эксплуатацию в текущем году.

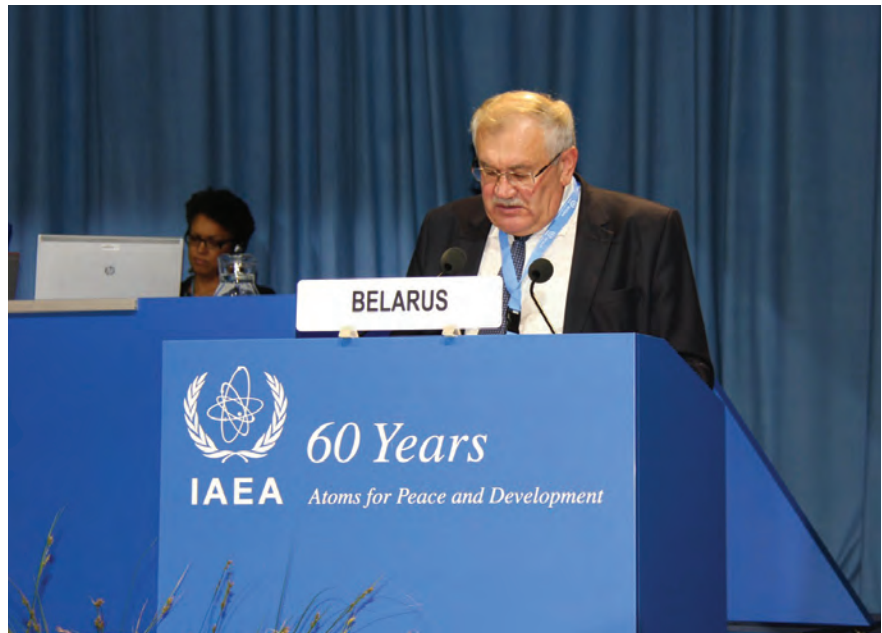
На официальном открытии экспозиции заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк отметил, что сооружение Белорусской АЭС ведется в строгом соответствии с рекомендациями МАГАТЭ, при этом особое внимание уделяется вопросам безопасности.

Белорусский стенд вызвал большой интерес со стороны участников мероприятия, представляющих как страны с развитой ядерной энергетикой, так и страны, приступившие к реализации или планирующие развитие своих ядерных энергетических программ. Генеральный директор Всемирной ядерной ассоциации Агнета Райзинг, знакомясь с экспозицией белорусского стенда, отметила значительный прогресс, достигнутый в сооружении энергоблоков АЭС.

Тема Белорусской АЭС нашла отражение также на выставочном стенде Госкорпорации «Росатом», где был представлен новейший энергоблок поколения 3+, соответствующий постфукусимским требованиям. По такому проекту сооружаются энергоблоки и на Белорусской АЭС.

В ходе посещения выставочного стенда глава Госкорпорации «Росатом» С.В. Кириенко ответил на вопросы журналистов, в том числе об инциденте с корпусом реактора для первого энергоблока БелАЭС. В частности, он отметил, что не видит проблем в его замене. Он напомнил, что Беларусь приняла на себя основной удар Чернобыля, и высказал мнение, что ряд решений белорусских партнеров может объясняться «не техническими требованиями, а комфортом общественного мнения». С.В. Кириенко также подчеркнул, что Госкорпорация относится к этому с большим уважением и пониманием.

В рамках Генконференции состоялось пленарное заседание, на котором с докладом от Республики Беларусь выступил заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк. Он отметил достижения Агентства за прошедшие годы, подчеркнув, что МАГАТЭ стало мировым центром, координирующим мирное ядерное сотрудничество и обеспечение ядерной безопасности. Беларусь, являясь страной, приступившей к реализации национальной ядерной энергетической программы и строящей свою первую атомную электростанцию, активно пользуется услугами и инстру-



ментами МАГАТЭ в ядерной энергетической сфере, включая оценочные миссии Агентства.

М.И. Михадюк подчеркнул, что помимо сотрудничества с МАГАТЭ Беларусь плодотворно взаимодействует по вопросам ядерной безопасности с другими международными организациями, в том числе активно участвует в работе Форума сотрудничества регуляторов, различных мероприятиях, проводимых в рамках Комиссии государств – участников СНГ по использованию атомной энергии в мирных целях. Кроме того, Белорусская АЭС является членом Всемирной ассоциации организаций, эксплуатирующих атомные электростанции (ВАО АЭС).

В рамках форума заместитель Министра энергетики Беларуси встретился с заместителями генерального директора МАГАТЭ М.В. Чудаковым и Х.К. Лентихо. В ходе этих встреч была подтверждена готовность Агентства к проведению в декабре 2016 – январе 2017 года миссии МАГАТЭ по оценке площадки и дизайна АЭС с учетом внешних воздействий (так называемой миссии SEED), обсуждены вопросы подготовки и проведения других миссий МАГАТЭ, запланированных на 2016–2018 годы. Также участники встречи рассмотрели вопросы участия Республики Беларусь в предстоящей конференции МАГАТЭ по физической и ядерной безопасности, обсудили ход работы по ратификации в Беларуси поправки к Конвенции по физической защите и наметили основные направления сотрудничества на ближайшую перспективу.

В ходе встречи заместителя Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюка с заместителем директора Генерального директората по энергетике Еврокомиссии Г. Томасом были рассмотрены вопросы проведения анализа безопасности Белорусской АЭС при экстремальных внешних воздействиях («стресс-тесты») и подготовки соответствующего национального доклада, а также алгоритм взаимодействия с Еврокомиссией по рассмотрению данного национального доклада.

В рамках форума состоялись также встречи М.И. Михадюка с генеральным директором Госкорпорации «Росатом» С.В. Кириенко и его заместителем Н.Н. Спасским. В ходе встреч обсуждались вопросы, связанные с реализацией проекта строительства Белорусской АЭС.

Участие белорусской делегации в 60-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ, включая работу выставочного стенда, позволило довести до мирового ядерного сообщества объективную информацию о реализации проекта строительства Белорусской АЭС и усилиях Беларуси по обеспечению ядерной безопасности.

Юбилейная сессия Генконференции продемонстрировала приверженность большинства заинтересованных государств-членов дальнейшему развитию ядерной энергии для решения проблем обеспечения энергией. Одновременно была подчеркнута необходимость выполнения государствами самых высоких международных требований к ядерной безопасности при строительстве и эксплуатации АЭС.

БЕЛОРУССКО-GERMANСКОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО: ОТ ОБСУЖДЕНИЙ К РЕАЛИЗАЦИИ

По итогам V Белорусско-германского энергетического форума

Преодолеть зависимость от одного энергоносителя и снизить негативное влияние на экологию – это те общие цели, которые ставят перед собой Беларусь и Германия, выстраивая свои стратегии энергетического развития. Несомненно, пути достижения этих целей значительно разнятся. Тем не менее есть направления, по которым наша страна в сфере энергетики начиная с 2008 года активно сотрудничает с Федеративной Республикой Германия и, в частности, с Немецким энергетическим агентством (dena). Основные из них – это развитие возобновляемых источников энергии и повышение энергоэффективности в различных секторах экономики.



Точки соприкосновения

Энергетические вопросы стоят в верхней строчке политической повестки дня как Беларуси, так и Германии, поскольку обе страны в значительной степени зависят от положения дел в мировой энергетике. «Эту зависимость нужно компенсировать за счет расширения использования возобновляемых источников энергии, рационального использования энергии, принятия мер по энергосбережению», – такое мнение высказал Чрезвычайный и Полномочный Посол Федеративной Республики Германия в Республике Беларусь Петер Деттмар, приветствуя участников пленарного заседания V Белорусско-германского энергетического форума.

Мероприятие состоялось 10 октября в г. Минске в рамках XXI Белорусского энергетического и экологического форума. В нем приняли участие пред-

ставители Министерства энергетики, Министерства архитектуры и строительства Беларуси, Представительства немецкой экономики в Беларуси, Немецкого энергетического агентства, дипломатического корпуса. Основными темами форума стали актуальное развитие политики энергоэффективности Германии и Беларуси, расширение использования местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии.

Заявленная организаторами форума тематика получила дополнительный градус актуальности еще в декабре 2015 года в Париже, в свете принятого глобального соглашения по климату, которое подписали 195 государств, включая Беларусь. В этом контексте форум играет важную роль, выступая в качестве площадки, на которой специалисты и представители бизнеса по-

лучают возможность в широком кругу обсудить актуальные вопросы белорусско-германского диалога, проанализировать результаты работы по налаживанию контактов, обмену опытом и взаимодействию, а также наметить перспективы дальнейшего сотрудничества.

В настоящее время уже можно уверенно говорить о практических результатах взаимодействия двух стран. «От обсуждений и дискуссий по различным вопросам развития энергетики, проведения встреч мы перешли к практической реализации конкретных проектов при активном участии компаний Германии с привлечением передовых немецких технологий и внедрением эффективного оборудования. В рамках этого сотрудничества с 2011 года мы ввели 800 МВт высокоэффективных мощностей», – отметил первый заместитель

Министра энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенец.

Говоря о состоянии топливно-энергетического комплекса, Л.В. Шенец, выступавший в роли модератора пленарного заседания «Актуальное развитие политики энергоэффективности в Федеративной Республике Германия и Республике Беларусь», акцентировал внимание на результатах выполнения двух государственных программ модернизации Белорусской энергосистемы и значительном улучшении многих показателей ее работы. Касаясь перспективных направлений развития энергосистемы, первый заместитель Министра подчеркнул, что задача номер один – это строительство, ввод в эксплуатацию и интеграция в энергосистему Белорусской атомной электростанции.

Вместе с тем в стране уделяется серьезное внимание развитию «зеленой» энергетики и работе над повышением энергоэффективности в различных областях народного хозяйства. И это одна из важнейших точек соприкосновения в энергетической политике двух стран.

В настоящее время в структуре установленной мощности объединенной энергетической системы Беларуси доля ВИЭ составляет 1,7 % (в 2014-м – 0,4 %). К 2020 году этот показатель планируется довести до 6,5 %.

«Энергетический поворот» Германии

Директор Немецкого энергетического агентства Кристина Хаферкамп рассказала о так называемом «Энергетическом повороте» – энергетической концепции, которая реализуется в одном русле с политикой правительства и сводится к отказу к 2022 году от АЭС и от тех источников электроэнергии, которые максимально загрязняют окружающую среду. В частности, документ подразумевает сокращение выбросов парниковых газов (на 40 % – к 2020 году, на 80 % – к 2050 году по сравнению с 1990-м), снижение объемов потребления первичной энергии (на 20 % – к 2020 году, на 50 % – к 2050 году по сравнению с 2008-м), увеличение доли ВИЭ в общем объеме конечного энергопотребления (на 18 % к 2020 году, на 60 % – к 2050-му). Из данных, которые предоставила госпожа Хаферкамп, следует, что производство электроэнергии в Германии за 13 лет выросло на 43 ТВт·ч (с 608,8 ТВт·ч в 2003 году до 651,8 ТВт·ч – в 2015-м). При этом доля возобновляемых источников

энергии увеличилась с 45,6 ТВт·ч до 195,9 ТВт·ч.

Правительство Германии предпринимает попытки создания условий для более интенсивного развития электромобильного транспорта. В частности, было предусмотрено премирование покупателей электромобилей в размере € 4 тыс. По сравнению с 2010-м количество электромобилей, зарегистрированных в стране, в 2016 году увеличилось на 25 тыс. Тем не менее в этом вопросе еще остается ряд сложностей как экономического, так и технического характера.

Отказ от АЭС и переход к ВИЭ – это главный вектор развития энергетики Германии. Он не совпадает с позицией Беларуси, которая в ближайшей перспективе делает ставку именно на ядерную энергетику. На этот счет Кристина Хаферкамп отметила, что Беларусь, как и любая другая страна, вправе самостоятельно принимать решения, касающиеся строительства атомной электростанции, исходя из своих национальных интересов, предпочтений и экономических потребностей. Говоря о развитии возобновляемой энергетики, Кристина Хаферкамп подчеркнула, что по этому пути проще идти странам с высоким ВВП. «На этом фоне можно только приветствовать достижения Беларуси в плане возобновляемой энергетики, тем более что к 2020 году страна планирует довести долю возобновляемых источников до 6 %», – сказала глава dena.

Актуальные вопросы сотрудничества

Опыт Германии в области развития ВИЭ, их интеграции в энергетическую систему, повышения энергоэффективности в различных отраслях экономики особенно интересен и полезен для Беларуси. Министерство экономики и энергетики Германии, Немецкое энергетическое агентство, университеты, бизнес-компании и ряд других организаций участвуют в проектах по передаче белорусской стороне ноу-хау в области энергетики. На белорусском



рынке уже более 10 лет успешно работают многие немецкие компании, такие как Siemens, Wilo, Viessmann и др. Это поставщики современного энергоэффективного оборудования, надежные партнеры при реализации многих проектов. Подробно о работе с немецкими компаниями в ходе заседания рассказал глава Представительства немецкой экономики в Республике Беларусь Владимир Августинский. Он отметил, что в феврале текущего года ЕС частично снял санкции с Беларуси: «Это предполагает не только оживление политического диалога с другими странами, но и новый импульс для экономического сотрудничества, в том числе в сфере энергетики».

В рамках Белорусско-германского энергетического форума Немецким энергетическим агентством и Министерством энергетики Республики Беларусь была организована специализированная панель «Вызовы и принимаемые решения в области интеграции зеленой энергии (ВИЭ)», участники которой обсудили актуальные вопросы развития возобновляемой энергетики. В их числе – законодательство в области использования ВИЭ, белорусский рынок возобновляемых источников энергии, государственное стимулирование и создание квот для ВИЭ, а также опыт решения данных вопросов в странах Европы.

В целом Белорусско-германский энергетический форум подтвердил эффективность проведения мероприятий такого формата и показал высокую степень заинтересованности обеих сторон в продолжении и активизации сотрудничества.

Анна НИКИТИНА

ИННОВАЦИИ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ – ДВИЖУЩИЕ ФАКТОРЫ РОСТА И РАЗВИТИЯ СТРАНЫ

По итогам XXI Белорусского энергетического и экологического форума

11–14 октября в Минске состоялось главное энергетическое событие года – XXI Белорусский энергетический и экологический форум. В эти дни Футбольный манеж вновь стал представительной площадкой для диалога по вопросам энергетической политики в контексте национальных интересов Республики Беларусь и делового общения с зарубежными партнерами. С учетом событий глобальной экономики аспекты инновационного развития и повышения энергоэффективности приобретают особую актуальность. Неслучайно они стали самыми обсуждаемыми темами на дискуссионных площадках форума.

Масштабность мероприятий **Белорусского энергетического и экологического форума** каждый год подтверждает, что EnergyExpo давно вышла на уровень международного смотра современных достижений науки, техники и технологий в сфере энергетики, энергосбережения, автоматизации, электроники, защиты окружающей среды. Ключевыми событиями форума этого года стал целый ряд специализированных выставок, среди которых XXI Международная специализированная выставка «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo), специализированные выставки «Водные и воздушные технологии», светотехнического оборудования «ЭкспоСвет», «Атомэкспо-Беларусь», «Экспогород» и XXI Белорусский энергетический и экологический конгресс. В рамках EnergyExpo состоялся V Белорусско-германский энергетический форум.

На официальной церемонии открытия форума Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик, характеризуя достижения отечественной энергетической сферы, отметил значительный рывок в техническом перевооружении отрасли. За минувшее десятилетие уда-



лось переломить негативные тенденции, возникшие в энергетике 1990-х годов, и значительно – до 40 % – сократить износ основных фондов, ввести около 2 тыс. МВт высокоэффективных генерирующих мощностей на Минской ТЭЦ-3, ТЭЦ-5, Лукомльской и Березовской ГРЭС, Гродненской ТЭЦ-2 и др. В настоящее время установленная мощность электрогенерирующих источников республики составляет более 9,74 тыс. МВт. Но это не было самоцелью. Главная задача состояла в повышении эффективности работы Белорусской энергосистемы, и на данном этапе она решена. За последние годы в республике значительно сократились затраты топлива

на выработку 1 кВт·ч электроэнергии, достигнув показателя 235,5 г у.т., что гораздо ниже, чем в энергосистемах соседних стран.

Как считает В.Н. Потупчик, сегодня энергетика может стать драйвером роста для белорусской экономики. «Мы не можем позволить себе остановиться в развитии – необходимо искать новые технологические решения, создавать условия для внедрения инновационных проектов, развивать отечественные научные исследования в сфере энергетики, готовить квалифицированные кадры», – отметил руководитель отрасли.

После церемонии открытия состоялось официальное подписание согла-

шения о стратегическом партнерстве и сотрудничестве между ГПО «Белэнерго» и компанией Siemens.

Деловая программа форума включала пленарное заседание, международные конференции, научно-практические семинары, презентации компаний — участников выставки, на которых отечественные и зарубежные эксперты представили современные технологические решения в области энергетики и экологии. Главный акцент участники этих мероприятий делали на энергоэффективных решениях и продвижении интеллектуального потенциала. В этом ключе прозвучала тема пленарного заседания Белорусского энергетического и экологического конгресса, организованного Министерством энергетики Республики Беларусь, **«Инновационное развитие энергетики как фактор повышения энергетической безопасности Республики Беларусь»**. Модератором заседания выступил первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенец.

Открыл заседание Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик докладом о перспективах развития топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь. Он сообщил, что Беларусь к 2021 году снизит долю работающих на природном газе энергоисточников с 97 % до 70–75 %. Энергетическая политика и в дальнейшем будет направлена на снижение тарифов и удельных расходов на выработку энергии. Главным приоритетом в развитии Белорусской энергосистемы до 2020 года будет ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС мощностью 2400 МВт. Кроме того, планируется ввести еще около 350 МВт высокоэффективных генерирующих мощностей на других энергообъектах, реализовать мероприятия по интеграции атомной станции в баланс энергосистемы (в соответствии с Комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода АЭС), продолжить развитие электросетевой инфраструктуры.

В ближайшей пятилетке предусмотрена также реализация проектов по использованию местных видов топлива и возобновляемых источников энергии. Например, прорабатывается вопрос установки на Мозырской ТЭЦ котлоагрегата мощностью 150 МВт с применением торфяного топлива, завершается строительство Полоцкой и Витебской ГЭС суммарной мощностью более 60 МВт.



Реализация проектов, предусмотренных отраслевой программой развития электроэнергетики на 2016–2020 годы, позволит достичь экономии топливных ресурсов до 850 тыс. т у.т.

Говоря о строительстве БелАЭС, Министр энергетики обратил внимание, что производство электроэнергии на станции в базовом режиме составит около 18 млрд кВт·ч в год. Собственная атомная электростанция позволит ежегодно замещать около 5 млрд м³ природного газа. Кроме того, от введения Белорусской АЭС ожидается также ощутимый экологический эффект: выбросы парниковых газов снизятся на 7–10 млн т в год. «Развитие атомной энергетики — это новый интеллектуальный и технологический импульс в развитии страны и обеспечение дополнительных гарантий укрепления независимости и экономической самостоятельности», — констатировал глава Минэнерго.

С докладом «Научно-технический потенциал и инновационное развитие энергетики Республики Беларусь» на пленарном заседании выступил заместитель председателя Государственного комитета по науке и технологиям Республики Беларусь А.А. Сильченко. Он отметил, что в инновационной сфере Беларусь сотрудничает более чем с 50 странами, с 37 государствами существуют межправительственные и межведомственные соглашения о сотрудничестве в научно-технической сфере. Основными векторами научно-технического прогресса

в белорусской энергетике являются развитие атомной энергетики, обеспечение комплексной энергобезопасности, рост энергоэффективности, развитие альтернативной энергетики, выход на уровень развитых стран по показателю энергоёмкости ВВП. По мнению А.А. Сильченко, проведение Белорусского энергетического и экологического форума поспособствует достижению научных результатов. Он сообщил, что по итогам форума бизнес-идей уже подписано 10 договоров по сопровождению отдельных научных разработок.

О важнейшем элементе инновационного развития энергетики — техническом регулировании рассказал Председатель Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь В.В. Назаренко. Начальник Центра ЕС и международного сотрудничества Австрийского энергетического агентства Леонардо Баррето-Гомес представил доклад на тему «Использование возобновляемых источников энергии для целей электроснабжения в Австрии в контексте политики Европейского союза». А.А. Бринь, директор Института энергетики НАН Беларуси, в своем выступлении акцентировал внимание на энергетической безопасности в Республике Беларусь и рассказал о развитии технологий преобразования энергии.

В рамках конгресса состоялся **научно-практический семинар «Автоматизация и информатизация техноло-**

гических и бизнес-процессов в энергоснабжающих организациях», организованный ГПО «Белэнерго». Его участники обсудили вопросы развития оперативных информационных диспетчерских комплексов, разработки и эксплуатации автоматизированной системы поиска однофазных замыканий на землю, безопасности сетевой IT-инфраструктуры объектов Белорусской энергосистемы, автоматизации систем безопасности на объектах энергоснабжающих организаций и др.

ГПО «Белтопгаз» провело научно-практический семинар «Новые подходы и инновации в сфере оказания услуг по обеспечению потребителей республики газообразными и твердыми видами топлива». Здесь были затронуты такие темы, как проблемы автоматизации учета газа, внедрение систем автоматизированного контроля на торфобрикетном заводе, инновационные подходы в про-



Республики Беларусь. Министерство энергетики было представлено объединенной экспозицией ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз» и ГП «Белорусская АЭС». Здесь можно было ознакомиться с основными направлениями деятельности организаций, официальным изданием ведомства журналом «Энергетическая стратегия», нормативно-технической литературой в области энергетики и другой информацией.

Стенд Минэнерго посетил Временный поверенный в делах Японии в Республике Беларусь Токунага Хироки. Экспозицию гостю представил первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенец. Он рас-

сказал об энергетическом комплексе страны, перспективах развития электромобильного транспорта и зарядной инфраструктуры в Беларуси. Токунага Хироки заметил, что Японии интересны новые белорусские технологии. «Сотрудничество может принести потрясающий результат, главное – найти надежных партнеров как в Японии, так и в Беларуси», – подчеркнул Токунага Хироки.

Свои стенды продемонстрировали предприятия ГПО «Белэнерго» – ОАО «Белэнергоремналадка», ОАО «Белэлектромотажналадка», филиал «Завод Энергооборудование» ОАО «Белсель-электросетьстрой», ОАО «Белоозерский

энергомеханический завод», филиал «Речицкие электрические сети» и филиал «Энергосбыт» РУП «Гомельэнерго», филиал «Энергоремонт» РУП «Могилевэнерго»; ГПО «Белтопгаз» – РУП «Белгазтехника», ГП «Белгипротопгаз», ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры», СП ОАО «Брестгазоаппарат» и ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ».

Участие в EnergyExpo 2016 приняли 300 организаций из 14 стран мира (Беларусь, Австрия, Германия, Дания, Италия, Литва, Польша, Россия, США, Украина, Чехия, Швейцария, Швеция, Эстония). Среди них авторитетные зарубежные компании и представительства, транснациональные корпорации, такие как Siemens, ABB, WILLO, FILTER, Dow Chemical Company, Bertsch Energy, Таврида Электрик, CROON, БПЦ Инжиниринг, «Энергомера» и многие другие.

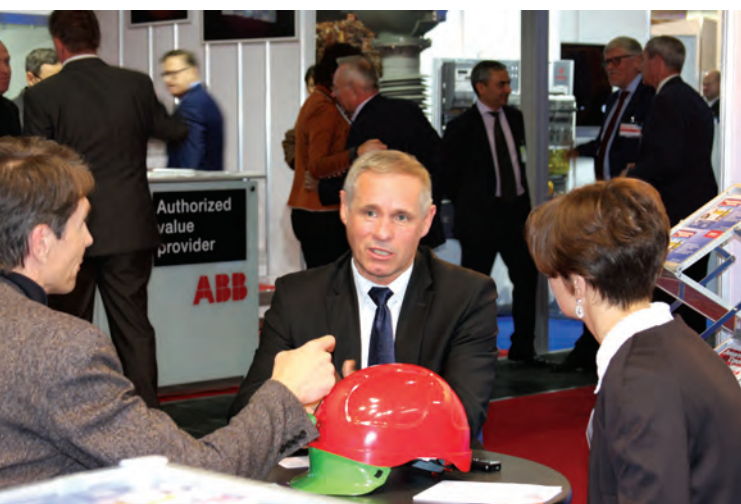
ектировании объектов газотранспортной системы, реализация инвестиционного проекта по производству передвижных автомобильных газовых заправщиков и контейнерных газонаполнительных компрессорных станций и др.

В рамках форума была развернута выставочная экспозиция, где были представлены новейшее оборудование и технологии для выработки и распределения электроэнергии, изготовления и применения современного энергетического и энергосберегающего оборудования, реализации проекта Белорусской АЭС.

В выставке приняли участие ведущие предприятия энергетической отрасли

Республики Беларусь. Министерство энергетики было представлено объединенной экспозицией ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз» и ГП «Белорусская АЭС». Здесь можно было ознакомиться с основными направлениями деятельности организаций, официальным изданием ведомства журналом «Энергетическая стратегия», нормативно-технической литературой в области энергетики и другой информацией.

Стенд Минэнерго посетил Временный поверенный в делах Японии в Республике Беларусь Токунага Хироки. Экспозицию гостю представил первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Л.В. Шенец. Он рас-



ЭКОНОМИЧЕСКИ ОБОСНОВАННЫЕ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Технические потери электроэнергии ΔW в распределительных электрических сетях 0,38–6–10 кВ обусловлены физическими процессами в проводниках и оборудовании и зависят от пропускаемой по сети электроэнергии W , как прогнозируемой, так и фактической [1]. В статье выполнены анализ и оценка экономического минимума потерь на примере обобщенной схемы сети.

Annotation

Technical losses of electric power ΔW in power distribution networks 0.38–6–10 kV are caused by physical processes in conductors and equipment, and they depend on electric power W in circuits as both projected and actual power [1]. Economical minimum losses are analyzed and evaluated in the article as illustrated by the generalized chart of the network.



М.И. ФУРСАНОВ,
д.т.н., профессор, заведующий
кафедрой электрических
систем БНТУ

Статья поступила в редакцию 30 мая 2016 года

Анализ аналитических зависимостей потерь в относительных (ΔW , %) и абсолютных (ΔW , тыс. кВт·ч) единицах от величины W проведен автором в [2, 3]. Он позволяет определить технических оптимум (минимум) относительных потерь электроэнергии, соответствующий равенству условно-постоянных потерь в силовых трансформаторах 6(10)/0,4 кВ и нагрузочных потерь электроэнергии в линиях 0,38–6–10 кВ и трансформаторах. Исследование показало, что, к сожалению, минимальные технические потери чаще всего обеспечиваются в условиях очень незначительной загрузки линий и трансформаторов, поэтому в качестве критерия оптимального состояния сети следует принимать не минимум технических потерь, а их экономически обоснованные значения, полученные при минимальной стоимости передачи электрической энергии C_n , руб./кВт·ч [4, 5].

Аналитические зависимости стоимости C_n и затрат на передачу электрической энергии Z_n от отпуска электроэнергии W имеют вид, похожий на кривые $\Delta W\% = f(W)$ и $\Delta W = f(W)$ (рис. 1).

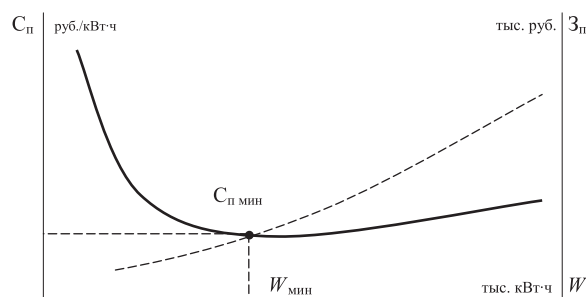


Рис. 1. Динамика показателей C_n и Z_n (пунктирная линия) в функции W

Из рисунка видно, что зависимость $C_n = f(W)$ имеет минимум $C_{n \text{ мин}}$ (отмечен точкой на сплошной линии), соответствующий равенству условно-постоянной и переменной составляющих стоимости передачи электрической энергии C_n [4, 5].

Определим состояние распределительной сети 0,38–6–10 кВ, соответствующее экономическому оптимуму (минимуму) относительных потерь электрической энергии.

Анализ и оценку экономического минимума потерь выполним на примере обобщенной схемы сети, рассмотренной в [2, 3]: к одиночной линии 10 кВ ($F = 50 \text{ мм}^2$, $l = 1 \text{ км}$, $R_0 = 0,60 \text{ Ом/км}$, $K_{050} = 4\,800\,000 \text{ руб./км}$) подключен трансформатор 6(10)/0,4 кВ ($S_{\text{ном}} = 100 \text{ кВА}$, $\Delta P_x = 0,27 \text{ кВт}$, $\Delta P_k = 1,97 \text{ кВт}$, $K_r = 16\,550\,000 \text{ руб.}$), от которого отходит одиночная линия 0,38 кВ ($F = 35 \text{ мм}^2$, $l = 1 \text{ км}$, $R_0 = 0,79 \text{ Ом/км}$, $K_{035} = 3\,300\,000 \text{ руб./км}$).

Для исследуемой схемы стоимость передачи электрической энергии C_n состоит из трех основных составляющих – $C_{\text{пл } 6-10}$, C_t и $C_{\text{пл } 0,38}$:

$$C_n = C_{\text{пл } 6-10} + C_t + C_{\text{пл } 0,38}, \quad (1)$$

где $C_{\text{пл } 6-10}$ – стоимость передачи электроэнергии по сети 6–10 кВ; C_t – стоимость трансформации энергии; $C_{\text{пл } 0,38}$ – стоимость передачи электроэнергии по сети 0,38 кВ.

Оценку и анализ загрузки и уровней относительных экономически обоснованных технических потерь электроэнергии также выполним поочередно – сначала для трансформатора 6(10)/0,4 кВ, затем для сетей 6(10) и 0,38 кВ отдельно и при их совместной работе.

Понижающие потребительские трансформаторы 6(10)/0,4 кВ

Стоимость трансформации электрической энергии C_T является основной технико-экономической характеристикой трансформатора и определяется по формуле [5]

$$C_T = (P_T K_T + \Delta W_{XT} \beta_{XT} + \Delta W_{HT} \beta_{HT}) / W_t, \quad (2)$$

где P_T – суммарный коэффициент отчислений от стоимости трансформатора K_T ($P_T = E_n + P_{ат} + P_{трот}$, где E_n – норма дисконта, $P_{ат}$ – коэффициент амортизационных отчислений, $P_{трот}$ – отчисления на текущий ремонт и обслуживание трансформатора); β_{XT} – стоимость 1 кВт·ч потерь холостого хода ΔW_{XT} ; β_{HT} – стоимость 1 кВт·ч нагрузочных потерь ΔW_{HT} ; W_t – пропуск электроэнергии за расчетный период t :

$$W_t = \sum_{i=1}^n P_{\Delta t} \Delta t, \quad (3)$$

где $P_{\Delta t}$ и Δt – постоянные составляющие графика нагрузки трансформатора, имеющие n – одинаковые временные интервалы Δt и значения $P_{\Delta t}$.

Для любого интервала Δt формулу (2) можно записать в виде

$$C_{T\Delta t} = (P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT} + \frac{S_{\Delta t}^2}{U_{НОМ}^2} R_T \Delta t \beta_{HT}) / W_{\Delta t}. \quad (4)$$

Представим (4) в виде

$$\begin{aligned} C_{T\Delta t} &= \frac{(P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT} + \frac{S_{\Delta t}^2}{U_{НОМ}^2} R_T \Delta t \beta_{HT})}{W_{\Delta t}} = \\ &= \frac{(P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT} + k_{CT\Delta t}^2 \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} R_T \Delta t \beta_{HT})}{W_{\Delta t}} = \\ &= \frac{(P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT})}{W_{\Delta t}} + \frac{k_{CT\Delta t}^2 S_{НОМ}^2 R_T \Delta t \beta_{HT}}{W_{\Delta t} U_{НОМ}^2} = \\ &= \frac{P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT}}{k_{CT\Delta t} S_{НОМ} \cos \varphi \Delta t} + \frac{k_{CT\Delta t}^2 S_{НОМ}^2 R_T \Delta t \beta_{HT}}{k_{CT\Delta t} S_{НОМ} \cos \varphi \Delta t U_{НОМ}^2} = \\ &= \frac{P_{T\Delta t} K_T / \Delta t + \Delta P_{XT} \beta_{XT}}{k_{CT\Delta t} S_{НОМ} \cos \varphi} + \frac{k_{CT\Delta t} S_{НОМ} R_T \beta_{HT}}{\cos \varphi U_{НОМ}^2}, \end{aligned} \quad (5)$$

где $P_{T\Delta t}$ – суммарный коэффициент отчислений за время Δt , а $W_{\Delta t} = P_{T\Delta t} \Delta t = S_{НОМ} \cos \varphi \cdot \Delta t$.

Определим коэффициент загрузки трансформатора $k_{CT\Delta t}$, соответствующий минимуму $C_{T\Delta t}$, по которому находится экономически обоснованное значение относительных потерь в трансформаторе.

Из условия

$$\begin{aligned} \frac{\partial C_{T\Delta t}}{\partial k_{CT\Delta t}} &= \frac{-S_{НОМ} \cos \varphi (P_{T\Delta t} K_T / \Delta t + \Delta P_{XT} \beta_{XT})}{k_{CT\Delta t}^2 S_{НОМ}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{S_{НОМ} R_T \beta_{HT}}{\cos \varphi U_{НОМ}^2} = \\ &= -\frac{P_{T\Delta t} K_T / \Delta t + \Delta P_{XT} \beta_{XT}}{k_{CT\Delta t}^2 S_{НОМ}^2 \cos^2 \varphi} + \frac{R_T \beta_{HT}}{U_{НОМ}^2} = 0 \end{aligned} \quad (6)$$

получим, что

$$k_{CT\Delta t} = \frac{U_{НОМ}}{S_{НОМ}} \sqrt{\frac{P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT}}{R_T \Delta t \beta_{HT}}}. \quad (7)$$

Из (6), (7) видно, что для любой ступени графика нагрузки трансформатора длительностью Δt экономически обоснованное (минимальное) значение относительных технических потерь электроэнергии в трансформаторе распределительной

сети будет в том случае, когда стоимость нагрузочных потерь электроэнергии в обмотках трансформатора равна условно-постоянной составляющей стоимости C_T (сумме отчислений от K_T и стоимости потерь холостого хода).

Представим формулу определения $k_{CT\Delta t}$ (далее k_{CT}) в виде

$$k_{CT} = \sqrt{\frac{P_{T\Delta t} K_T + \Delta P_{XT} \Delta t \beta_{XT}}{\Delta P_{KT} \Delta t \beta_{HT}}} \quad (8)$$

и сравним ее с формулой оценки величины $k_{\Delta W}$, соответствующего техническому оптимуму (минимуму) потерь в трансформаторе

$$k_{\Delta W} = \sqrt{\frac{\Delta P_{XT}}{\Delta P_{KT}}}. \quad (9)$$

Видно, что при $\beta_{XT} = \beta_{HT}$ значение k_{CT} всегда будет больше $k_{\Delta W}$ из-за наличия в числителе формулы (8) составляющей $P_{T\Delta t} K_T$. Это означает, что величина экономического оптимума (минимума) потерь всегда будет больше технически обоснованного значения потерь электроэнергии в трансформаторе.

Исходные данные и результаты расчеты оптимальных (минимальных) коэффициентов загрузки $k_{\Delta W}$ и k_{CT} суммарных экономически (ΔW_{CT}) и технически (ΔW_T) обоснованных значений потерь электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах распределительных сетей приведены в таблице 1.

Из таблицы 1 видно, что экономически обоснованная величина (минимум) относительных технических потерь электроэнергии в двухобмоточных трансформаторах 6(10)/0,4 кВ также достаточно невелика – 1,3...3,6 %, однако загрузка трансформаторов при этом значительно выше – от 60 до 93 %. Наиболее предпочтительным с точки зрения экономического минимума относительных потерь является режим работы трансформаторов с равномерным графиком нагрузки.

Электрическая сеть 6–10 кВ

В распределительной сети 6–10 кВ стоимость передачи электрической энергии $C_{пл 6-10}$ определяется по формуле

$$C_{пл 6-10} = P_{л} K_{л} + \Delta W_{л\Delta t} \beta_{л\Delta t} + P_{т\Delta t} K_{т\Delta t} + \Delta W_{т\Delta t} \beta_{т\Delta t}, \quad (10)$$

где $P_{л} = E_n + P_{ал} + P_{трот}$ – суммарный коэффициент отчислений от стоимости $K_{л}$ линии 6–10 кВ. По аналогии с трансформаторами формула для определения $C_{пл 6-10}$ для произвольного Δt выглядит следующим образом:

$$\begin{aligned} C_{пл 6-10} &= P_{л\Delta t} K_{л} + \frac{S_{\Delta t}^2}{U_{НОМ}^2} R_{л\Delta t} \Delta t \beta_{л\Delta t} + P_{т\Delta t} K_{т\Delta t} + \Delta P_{т\Delta t} \Delta t \beta_{т\Delta t} + \\ &+ \frac{S_{\Delta t}^2}{U_{НОМ}^2} R_{т\Delta t} \Delta t \beta_{т\Delta t} = P_{л\Delta t} K_{л} + P_{т\Delta t} K_{т\Delta t} + \Delta P_{т\Delta t} \Delta t \beta_{т\Delta t} + \\ &+ k_{с\Delta t}^2 \frac{S_{НОМ}^2}{U_{НОМ}^2} (R_{л\Delta t} + R_{т\Delta t}) \Delta t, \end{aligned} \quad (11)$$

где $k_{с\Delta t}$ – искомый коэффициент загрузки сети 6–10 кВ, соответствующий минимуму $C_{пл 6-10\Delta t}$ ($k_{с\Delta t} = S_{\Delta t}^2 / S_{НОМ}^2$).

Из условия $\partial C_{пл 6-10\Delta t} / \partial k_{с\Delta t} = 0$ получим, что

$$k_{с\Delta t} = \frac{U_{НОМ}}{S_{НОМ}} \sqrt{\frac{P_{л\Delta t} K_{л} + P_{т\Delta t} K_{т\Delta t} + \Delta P_{т\Delta t} \Delta t \beta_{т\Delta t}}{R_{л\Delta t} \Delta t \beta_{л\Delta t} + R_{т\Delta t} \Delta t \beta_{т\Delta t}}}. \quad (12)$$

Из (12) видно, что для любой ступени графика нагрузки длительностью Δt относительные технические потери в сети 6–10 кВ будут иметь экономически обоснованное (минимальное) значение в том случае, когда стоимость нагрузочных потерь электроэнергии (знаменатель формулы (12))

Таблица 1. Исходные данные и результаты расчета потерь в трансформаторах распределительных электрических сетей

$S_{ном},$ кВА	$\Delta P_{\Sigma},$ кВт	$\Delta P_{\kappa},$ кВт	$k\Delta W,$ о.е.	$P_{\Sigma},$ кВт	$\Delta W_{\Sigma},$ %	$K_{\Sigma},$ млн руб	k_{Σ}	$P_{\Sigma},$ кВт	$\Delta W_{\Sigma},$ %
16	0,085	0,440	0,43	5,50	3,00	10,129	0,93	11,9	3,6
25	0,115	0,600	0,44	8,80	2,55	11,306	0,86	17,2	3,1
40	0,155	0,880	0,42	13,44	2,25	12,78	0,78	25,0	2,7
63	0,220	1,280	0,41	20,66	2,09	15,039	0,71	35,8	2,4
100	0,270	1,970	0,37	29,66	1,80	16,55	0,61	48,8	2,0
160	0,410	2,600	0,40	51,20	1,58	21,557	0,63	80,6	1,75
250	0,580	3,700	0,40	80,00	1,43	28,995	0,62	124,0	1,56
400	0,830	5,400	0,39	124,80	1,31	37,840	0,6	192,0	1,42
630	1,240	7,400	0,41	206,64	1,19	57,113	0,63	317,5	1,30
Среднее значение	0,43	2,7	0,40	60,07					

Примечания:
 $P_{\Sigma} = k_{\Sigma} S_{ном} \cos \varphi_2$; $W_{\Sigma} = P_{\Sigma} \Delta t$; $\Delta W_{\Sigma} \% = \frac{(\Delta W_{\Sigma} + \Delta W_{\Sigma}) \cdot 10^2}{W_{\Sigma}}$; $\Delta W_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} \Delta t$; $\Delta W_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} k_{\Sigma}^2 \Delta t$; $W_{\Sigma} = W_{\Sigma} + \Delta W_{\Sigma} + \Delta W_{\Sigma}$.

равна условно-постоянной составляющей $C_{пл6-10}$ (числитель формулы (12)). При этом значение k_{Σ} в (12) всегда будет несколько больше k_{Σ} в (8) из-за появления в числителе (12) дополнительной составляющей стоимости линии 6–10 кВ.

Для исследуемой схемы при принятых стоимостных данных $k_{\Sigma} = 0,61$, а $k_{\Sigma} = 0,65$. Процент технических потерь электроэнергии в сети 6–10 кВ (2,1%) при этом больше $\Delta W_{\Sigma} = 2\%$, то есть увеличился. На практике величина k_{Σ} будет зависеть от соотношения активных эквивалентных сопротивлений линий 6–10 кВ R_{Σ} и трансформаторов R_{Σ} , которые характеризуют структуру (разветвленность и протяженность) исследуемой сети. В примере $R_{\Sigma} = 0,6$, а $R_{\Sigma} = 19,7$ Ом. В реальных условиях эксплуатации эквивалентные сопротивления линий 6–10 кВ могут быть больше R_{Σ} .

Электрическая сеть 0,38–10 кВ

Для распределительной электрической сети 0,38–10 кВ в целом величина C_{Σ} за время Δt определяется по формуле

$$C_{\Sigma} = C_{пл6-10} + P_{\Sigma,0,38} K_{\Sigma,0,38} + \frac{S_{\Sigma}^2}{U_{ном0,38}^2} R_{\Sigma,0,38} \Delta t \beta_{\Sigma,0,38}, \tag{13}$$

а экономически обоснованный коэффициент загрузки сети 0,38–6–10 кВ k_{Σ} будет равен

$$k_{\Sigma} = \frac{U_{ном}}{S_{ном}} \sqrt{\frac{P_{\Sigma} K_{\Sigma} + P_{\Sigma,0,38} K_{\Sigma,0,38} + P_{\Sigma} K_{\Sigma} + \Delta P_{\Sigma} \Delta t \beta_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \Delta t \beta_{\Sigma} + R_{\Sigma,0,38} (\frac{U_{ном}^{6-10}}{U_{ном0,38}})^2 \Delta t \beta_{\Sigma,0,38} + R_{\Sigma} \Delta t \beta_{\Sigma}}}. \tag{14}$$

Из анализа формул (8), (12) и (14) видно, что $k_{\Sigma} > k_{\Sigma}$, но $< k_{\Sigma}$. В примере $k_{\Sigma} = 0,65$, $k_{\Sigma} = 0,61$, $k_{\Sigma} = 0,13$ преобладающее влияние на сильное снижение величины k_{Σ} оказывают потери электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ. В условиях эксплуатации распределительных сетей 0,38–6–10 кВ полученные между параметрами k_{Σ} , k_{Σ} и k_{Σ} соотношения будут сохраняться.

Выводы

1. При постоянном составе оборудования экономически обоснованное значение (минимум) суммарных относительных технических потерь электроэнергии в распределительной сети 0,38–6–10 кВ достигается в случае, когда стоимость нагрузочных потерь электроэнергии в трансформаторах 6(10)/0,4 кВ равна условно-постоянной составляющей стоимости передачи электрической энергии в сети (сумме от-

числений от капитальных вложений в линии и трансформаторы и стоимости потерь холостого хода).

2. Наивыгоднейшая экономическая загрузка трансформаторов 6(10)/0,4 кВ (в примере 0,6...0,93) значительно выше загрузки трансформаторов (0,37...0,44), соответствующей техническому минимуму потерь.

3. В распределительной сети в целом оптимальный коэффициент загрузки k_{Σ} в значительной мере зависит от ее конфигурации и конструктивного исполнения, при этом чем больше разветвленность сети, тем больше величина k_{Σ} по сравнению с k_{Σ} .

4. Основное влияние на формирование и величину стоимости нагрузочных потерь электроэнергии в сети 0,38–6–10 кВ оказывают сети 0,38 кВ – потери в них больше потерь в сетях 6–10 кВ в несколько раз. Кроме того, потери в сети 0,38 кВ значительно снижают величину обобщенного коэффициента k_{Σ} (в примере в 0,65/0,13 = 5 раз) и увеличивают экономическое значение потерь в сети 0,38–6–10 кВ (в примере – до 10,5 %).

5. Приведенные в статье аналитические соотношения позволяют оценить фактическую и экономически обоснованную загрузку распределительной сети, определить экономический минимум потерь электроэнергии, резервы и стратегию по их снижению.

6. Идеальным и в условиях Smart Grid достижимым с точки зрения минимума стоимости передачи электрической энергии в распределительной сети 0,38–6–10 кВ является режим работы сети с равномерным графиком нагрузки.

Список литературы

1. Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям: СТП 09110.09.455-11. – Введ. 01.01.2012. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2011. – 51 с.
2. Фурсанов, М.И. Оптимальные технические потери электроэнергии в силовых трансформаторах распределительных электрических сетей. / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 2(50). – С. 42–45.
3. Фурсанов, М.И. Оптимальные технические потери электроэнергии в в распределительных электрических сетях / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 3 (51). – С. 25–28.
4. Фурсанов, М.И. Основы проектирования энергосистем: учеб. пособие для студентов энергетических специальностей в 2 ч. / М.И. Фурсанов, В.Т. Федин. – Минск: БНТУ, 2010. – Ч. 2. – 203 с.
5. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов. – Минск: Белэнергобережение, 2005. – 207 с.

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ МИНСКОЙ ТЭЦ-3

Интервью с заместителем директора Минской ТЭЦ-3 Л.С. Прибыльским по случаю 65-летия станции

Пуск первого агрегата Минской ТЭЦ-3 состоялся в октябре 1951 года. Это событие ознаменовало начало нового этапа развития энергетики нашей страны, нуждавшейся в энергетических мощностях для восстановления народного хозяйства, разрушенного в годы Великой Отечественной войны. Сегодня Минская ТЭЦ-3 – одна из крупнейших теплоэлектроцентралей страны. Она обеспечивает тепловой и электрической энергией более 20 % потребителей г. Минска. В их числе такие гиганты промышленности, как тракторный, автомобильный, подшипниковый заводы, завод колесных тягачей.

Об истории Минской ТЭЦ-3, ее становлении и перспективах развития рассказывает ветеран Белорусской энергосистемы, заместитель директора станции Леонид Степанович Прибыльский, более 20 лет возглавлявший Минскую ТЭЦ-3.

– За 65 лет существования заводская станция малой мощности – всего 25 МВт – превратилась в один из ключевых источников энергоснабжения г. Минска. Что позволило сделать такой масштабный шаг в развитии?

– Развитие энергетики всегда неразрывно связано с развитием всей экономики страны. После Великой Отечественной войны г. Минск быстро восстанавливался. Заново строились многочисленные промышленные предприятия. Для их сооружения и производственной деятельности требовались новые энергетические мощности. В 1946 году было принято постановление правительства СССР о строительстве промышленного гиганта – Минского тракторного завода. Для обеспечения его электрической и тепловой энергией было решено создать заводскую теплоэлектроцентраль, обеспечив ее пуск в очень сжатые сроки. Это решение и положило начало биографии Минской ТЭЦ-3.

Строительство станции началось в том же 1946 году. На этом этапе руководителям и организаторам стройки пришлось преодолеть большие трудности – не было необходимого оборудования, очень остро ощущался дефицит квалифицированного персонала – специалистов, имеющих опыт работы на электростанциях такого типа. Между тем необходимо было ускорить пуск ТЭЦ, поскольку в Минске развернулось строительство ряда других крупных предприятий, нуждавшихся в энергии.

Несмотря на сложность возникших проблем, их удалось оперативно решить. В октябре 1951 года состоялся пуск первого агрегата ТЭЦ. В эксплуатацию были введены турбоагрегат ПТ-25-90/10 мощностью 25 МВт и котел ТП-230 паропроизводительностью 230 т/ч. В то время это было наиболее совершенное в Советском Союзе отечественное теплофикационное оборудование, а для Белорусской ССР это был первый опыт эксплуатации энергооборудования высокого давления. Первыми руководителями ТЭЦ были В.П. Чернецкий и главный инженер Л.Д. Михайлов, которые несли на себе основную нагрузку по организации монтажа, пуска и эксплуатации станции. Так для Минской ТЭЦ-3 начался путь роста и совершенствования длиной в 65 лет.

– Середина прошлого века ознаменовалась бурным строительством и развитием промышленности в Минске. Как в этих условиях развивалась станция?



– Уже в 1950-е годы, когда в БССР появились новые крупные заводы – МАЗ, Государственный подшипниковый завод и др., – функции станции вышли за пределы чисто заводской ТЭЦ. В 1954 году она была включена в состав Белорусской энергосистемы.

Строительство и дальнейшее расширение Минской ТЭЦ-3 отражает основные этапы развития отечественной энергетики в целом и теплофикации в частности. Чем динамичнее происходило становление отрасли, тем быстрее росла мощность станции. На Минской ТЭЦ-3 устанавливалось все более мощное и современное оборудование, совершенствовалась тепловая схема.

В 1955 году в рамках строительства первой очереди в эксплуатацию было введено новое оборудование в составе одного турбоагрегата ПТ-25-90/10 и двух котлов ТП-230, в 1957-м завершилось строительство второй очереди станции – введены в эксплуатацию два турбоагрегата ПТ-25-90/10 и два котла ТП-230.

Начало 1960-х годов стало временем интенсивного технического перевооружения станции. В этот период расширение Минской ТЭЦ (третья очередь) продолжилось с применением самого передового и эффективного на тот момент в СССР



Коллектив Минской ТЭЦ-3. Станции исполнилось 10 лет

оборудования. В 1961–1963 годах были установлены два турбоагрегата мощностью по 50 МВт (ТТ-50-130/13), два турбоагрегата мощностью по 100 МВт (Т-100-130), введены в строй четыре котлоагрегата паропроизводительностью 420 т/ч каждый (ТП-86 и ТП-87). К 1968 году была сооружена водогрейная котельная с котлами ПТВМ-100, что позволило повысить эффективность использования энергетического оборудования и экономичность работы Минской ТЭЦ-3 в целом.

Если оборудование первой и второй очереди было рассчитано на параметры 100 атм и 500 °С, то при дальнейшем расширении ТЭЦ эти показатели достигали уже 140 атм и 570 °С.

На Минской ТЭЦ-3 последовательно осваивалось сжигание донецкого тощего угля (станция была введена в эксплуатацию на этом топливе), антрацитового штыба (в 1957 году), а с 1973 года станция начала работать на газомазутном топливе. Соответственно, переход ТЭЦ с одного вида топлива на другой сопровождался реконструкцией энергетических котлоагрегатов.

В этот период на станции были введены и освоены головные образцы турбины Т-100-130 (ст. № 7) и котла ТП-87 (ст. № 7), которые потом стали активно внедряться на других электростанциях.

За освоение головного образца турбины Т-100-130 (ст. № 7) старший машинист И.С. Малиновский удостоен звания Героя Социалистического Труда.

В связи с бурным ростом Минска и развитием промышленных предприятий в 1981 году был разработан проект расширения Минской ТЭЦ-3 за счет трех водогрейных котлов КВГМ-180 с увеличением отпуска тепла горячей водой с 1060 до 1600 Гкал/ч. В рамках этого проекта в 1984–1990 годах была

проведена значительная работа. В частности, система химводоочистки подпитки котлов переведена с подземного источника водоснабжения на поверхностный, при этом ее производительность увеличилась. Введена новая схема газоснабжения, позволившая принимать газ в объеме, полностью обеспечивающем работу ТЭЦ на этом виде топлива; соответственно на всех котлах выполнен комплекс работ по переходу на использование газа. В результате доля природного газа в общем объеме сжигаемого топлива достигла 95–97 %. Кроме того, в этот период были выведены из работы дымовые трубы высотой 100 м и построена новая, высотой 180 м, с присоединением к ней энергетических котлов, что позволило в 4 раза снизить концентрацию вредных выбросов в атмосферу в зоне влияния Минской ТЭЦ-3. За период реализации проекта количество выбросов вредных веществ в атмосферу снизилось в 2 раза.

Ведущую роль в работе по техническому перевооружению станции в этот период сыграли главный инженер В.Н. Хартанович, заместитель директора А.В. Жуковский, заместители главного инженера И.В. Кордуба, В.И. Язвинский, начальник ПТО Ю.М. Шнайдерман, начальник котельного цеха А.В. Люшкевич, начальник турбинного цеха Г.Г. Литвин и др.

– Сооружение парогазового блока ПГУ-230 на Минской ТЭЦ-3 в 2009 году стало знаменательным событием для всей энергетики Беларуси. В чем уникальность данного проекта?

– Следует отметить, что к началу 2000-х годов оборудование очереди 90 ата (4 турбины и 5 котлов) Минской ТЭЦ-3 отработало уже 300 тыс. ч и полностью исчерпало свой ресурс. Встал

вопрос о его замене. Самым значимым результатом работы по модернизации станции стал ввод в эксплуатацию в феврале 2009 года современного парогазового блока ПГУ-230 мощностью 222 МВт и 136,5 Гкал/ч. В то время это был самый мощный и экономичный блок в энергосистеме Беларуси.

Главная сложность проекта состояла в том, что оборудование, закупленное для его реализации, принадлежало разными производителями. Так, отдельные агрегаты газовой турбины были изготовлены компанией ALSTOM (Швейцария), котел-утилизатор – фирмой SES ENERGY (Словакия), паровая турбина – Уральским турбинным заводом (Россия), отдельно закупалось и вспомогательное оборудование. Автоматизированная система управления блоком была разработана и смонтирована РУП «БЕЛТЭИ». В этих условиях надо было все увязать, превратив набор различных систем, машин и механизмов в единый надежный и экономичный агрегат.

Подобный проект осуществлялся в Республике Беларусь впервые. Ключевую роль в его реализации сыграли главный инженер Е.О. Воронов, заместитель директора А.В. Жуковский, начальник цеха ПГУ Г.Г. Литвин, начальник ПТО Т.Г. Антропова, начальник электроцеха Е.Н. Павловец, начальник цеха АСУ ТП Н.Н. Скоробогатый, начальник ОКС В.В. Бранавицкий, начальник ОКО С.Н. Шпаковская и др.

Надо сказать, что коллективу удалось справиться с нелегкой задачей, ярким подтверждением чему служат цифры. Так, КПД блока в конденсационном режиме достиг 50,5 %, в то время как на лучших конденсационных станциях республики – ТЭЦ-5 и Лукомльской ГРЭС – этот показатель на тот момент составлял 38–40 %. Уже в первый год



эксплуатации ПГУ-230 экономия топлива превысила 100 тыс. т у.т.

Поскольку сооружение и пуск ПГУ-230 на Минской ТЭЦ-3 были поистине уникальным для страны проектом (таких блоков не было и нет ни в одной энергосистеме), ввод и последующая эксплуатация блока оказались непростой задачей. Подчеркну, что реализация такого масштабного проекта является результатом совместных усилий Минэнерго, ГПО «Белэнерго», РУП «Минскэнерго», ОАО «Белэнергострой», ОАО «Центроэнергомонтаж», ОАО «Электроцентрмонтаж», ОАО «Белэнергоремналадка», РУП «Белнипиэнергопром», РУП «БЕЛТЭИ» и ряда других организаций. Но все же ключевую роль сыграл коллектив Минской ТЭЦ-3, которому приходилось решать целый комплекс вопросов в условиях, когда станция продолжала работать, обеспечивая потребителей промышленным паром, теплом и электроэнергией. К тому же блок ПГУ-230 был первым подобным агрегатом в энергосистеме, и он успешно освоен нашими специалистами. Это еще одно подтверждение высокого профессионального потенциала коллектива станции.

За значительный личный вклад в реализацию уникального проекта награждены Государственными наградами главный инженер Е.О. Воронов, заместитель директора А.В. Жуковский, начальник цеха ПГУ П.С. Литвин. В тот период я возглавлял станцию и тоже был в числе награжденных.

В последующем упор на внедрение в энергетике Беларуси парогазовых

технологий себя оправдал. Сегодня парогазовыми энергоблоками обеспечивается 20 % установленной мощности Белорусской энергосистемы. В 2015 году ПГУ произвели 30 % всей электроэнергии в республике и позволили снизить удельный расход топлива на выработку электроэнергии по сравнению с 2010-м на 34 г/кВт·ч.

Поддержание высокого уровня эффективности работы блока ПГУ-230 требует непрерывного повышения квалификации персонала, регулярного технического обслуживания, своевременной замены фильтров КВОУ, от которых в первую очередь зависит возможность блока нести задаваемую нагрузку. Задача усложняется тем, что необходимо продолжать использование оборудования очереди 140 ата, которое уже выработало свой ресурс. К тому же с января 2015 года выведена из эксплуатации турбина Т-100-130 ст. № 7.

В таких условиях именно люди продолжают оставаться основным ресурсом, обеспечивающим эффективность работы предприятия. За эти годы на Минской ТЭЦ-3 сформировался сплоченный коллектив, состоящий из высококвалифицированных специалистов, знатоков своего дела. Этот фактор в первую очередь и позволяет нам справляться с поставленными задачами, добиваясь высоких показателей надежности и экономичности работы станции.

– 65 лет Минская ТЭЦ-3 идет по пути обновления, соответствуя требованиям времени. Какие задачи для пред-

приятия являются наиболее актуальными на сегодняшний день?

– Приоритетной задачей во все времена и сегодня является дальнейшее развитие и обновление предприятия. В настоящее время разработано технико-экономическое обоснование реконструкции очереди 140 ата. На месте существующего оборудования планируется установить турбоагрегаты типа ПТ-80-13/13, ТП-115-130, три котла производительностью по 500 т/ч, обновить все технологические схемы. Все это должно вывести Минскую ТЭЦ-3 в целом на новый технологический уровень.

На первом этапе реконструкции планируется заменить турбину ст. № 7, смонтировать новый котел ст. № 10. Важнейшие задачи этого этапа – обеспечение полной автоматизации технологических процессов и выбор такого оборудования, показатели работы которого будут соответствовать лучшим образцам.

65 лет работы объекта – это огромный опыт, приобретенный работниками станции. Благодаря ему, а также стремлению соответствовать новым веяниям времени наш коллектив с уверенностью смотрит в будущее, готов решать любые серьезные задачи.

Подготовил Ю.Н. УНУКОВИЧ

Редколлегия и редакция журнала «Энергетическая стратегия» поздравляют коллектив Минской ТЭЦ-3 со знаменательной датой и желают успехов и новых достижений в деле развития предприятия и освоения новейших технологий.

ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ТРАВМАТИЗМ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

В феврале Министерством энергетики совместно с Министерством труда и социальной защиты разработан план мероприятий по проведению Года безопасности труда в энергетике в 2016 году. Документ содержит более 30 мероприятий, направленных на улучшение условий и охраны труда работающих, снижение производственного травматизма и профессиональной заболеваемости. Среди запланированных мер – анализ состояния охраны труда, производственного травматизма и пожарной безопасности, подготовка комплекса первоочередных мер по профилактике производственного травматизма в организациях Минэнерго на 2016 год и ряд других.

Состояние производственного травматизма и пожарной безопасности

Основной тенденцией первого полугодия в области охраны труда в ГПО «Белэнерго» является снижение производственного травматизма. За этот период в организациях объединения произошло 6 несчастных случаев, в том числе 4 – с тяжелыми последствиями и 1 – со смертельным исходом. Что касается динамики этих показателей, то в сравнении с аналогичным периодом прошлого года количество несчастных случаев, как и количество потерпевших, уменьшилось на 5 (с 11 до 6); число потерпевших с тяжелыми последствиями сократилось на 1 человека (с 5 до 4), и только количество потерпевших со смертельным исходом осталось на прежнем уровне.

По видам происшествий несчастные случаи классифицированы как: падение предметов (2 случая), поражение электрическим током (1 случай), воздействие движущихся, разлетающихся, вращающихся предметов, деталей и тому подобное (2 случая), воздействие экстремальных температур (1 случай).

В ходе проведения расследований установлено, что единственный несчастный случай со смертельным исходом, произошедший в филиале «СМУ-4» ОАО «Белсельэлектросетстрой», имел целый комплекс причин, среди которых нарушение потерпевшим трудовой дисциплины, требований НПА, а также невыполнение руководителями и специалистами СМУ-4 обязанностей по охране труда.

Чаще всего в основе происшествий, приведших к несчастным случаям, лежит человеческий фактор. Так, причиной травматизма работников Гродненских (с тяжелыми последствиями) и Могилевских электрических сетей (без тяжелых последствий) стала личная неосторожность потерпевших. Вина за несчастные случаи, произошедшие в Молодечненских и Витебских электросетях (оба случая с тяжелыми последствиями), также в большей части лежит на самих потерпевших, которые допустили нарушение трудовой дисциплины, НПА, ТНПА и, более того, пренебрегли средствами индивидуальной защиты. Вместе с тем нельзя не принимать во внимание и тот факт, что в двух последних случаях имело место нарушение требований безопасности и другими работниками структурных подразделений.

Из общего числа особо выделяется случай с тяжелыми последствиями, произошедший на Гомельской ТЭЦ-2. Его основными причинами стали грубые нарушения требований по охране труда: допуск потерпевшего к работе без обучения, проверки знаний и инструктажа по охране труда, нарушение требований безопасности другими работниками, невыполнение руководителями и специалистами обязанностей по охране труда.

Если рассматривать динамику травматизма применительно к отдельным организациям ГПО «Белэнерго», то в I полугодии текущего года в сравнении с аналогичным периодом прошлого года увеличение количества несчастных случаев допустили в РУП «Гродноэнерго» (с 0 до 1, в том числе на 1 с тяжелыми



А.Н. МАКАРЕВИЧ,
начальник отдела охраны
труда, пожарной и
промышленной безопасности
ГПО «Белэнерго»

последствиями) и ОАО «Белсельэлектросетстрой» (с 0 до 1, в том числе на 1 со смертельным исходом). В то же время следует отметить положительную тенденцию снижения травматизма в РУП «Брестэнерго» (с 1 до 0), ОАО «Белэнергоремналадка» (с 1 до 0); РУП «Белэнергострой» (с 2 до 0).

Что касается пожарной безопасности, то в I полугодии произошло только 2 пожара. Причиной одного из них, возникшего в феврале в надворной постройке приусадебного участка, находящегося на балансе агрофилиала «Зеленевичи» РУП «Брестэнерго», стали шалости несовершеннолетнего. Ущерб от пожара составил 2 305 174 руб. Второй пожар произошел в том же месяце в прорабской бытовке РСП «Энергостройремонт» РУП «Гродноэнерго» на объекте строительства «База тепловых сетей по ул. Домбровского в г. Гродно». В этом случае ущерб от пожара достиг 3 917 615 руб. К счастью, в обоих случаях никто не пострадал.

Профилактика производственного травматизма

По результатам расследования несчастных случаев на производстве в организациях разработаны планы организационных и технических мероприятий по устранению причин несчастных слу-

чаев; за допущенные нарушения норм и правил по охране труда объявлено 22 замечания и 30 выговоров; удалено 48 талонов по охране труда; 56 руководителям и 122 рабочему снижена премия; 8 руководителей отправлены на внеочередную проверку знаний; расторгнуты 4 контракта: два – с сотрудниками СМУ-4, два – с сотрудниками Гродненских электрических сетей.

Кроме того, активизировалась работа по проведению мониторинга за соблюдением требований охраны труда на рабочих местах. По сравнению с аналогичным периодом прошлого года количество проверенных рабочих мест в организациях увеличилось на 10 %, при этом число выявленных нарушений увеличилось на 13 %, а количество принимаемых мер воздействия – на 19 %, что свидетельствует о повышении качества и эффективности проверок рабочих мест.

Вместе с тем надо отметить, что эта тенденция характерна не для всех организаций ГПО «Белэнерго». В частности, в ОАО «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Белэнергозащита», ОАО «Белозерский энергомеханический завод», ОАО «Белэнергоавтоматика», ОАО «Белкотлоочистка» показатель качества проверок рабочих мест (количество выявленных нарушений к количеству проверенных рабочих мест) составляет ниже среднего по объединению (0,45).

Проблемные вопросы

Анализ обстоятельств и причин несчастных случаев в организациях ГПО «Белэнерго» свидетельствует о том, что, несмотря на очевидное снижение производственного травматизма, в области охраны труда существует ряд проблем, требующих решения. Так, организации объединения далеко не в полной мере выполняют требования Комплекса дополнительных мер по обеспечению результативности мониторинга состояния охраны труда и мотивации персонала к соблюдению требований охраны труда в организациях Минэнерго и указаний ГПО «Белэнерго» от 28 октября 2013 года № 33 «О методических рекомендациях по проверке рабочих мест». В частности, не всегда выявление нарушения требований охраны труда по мотивации персонала сопровождается удалением талона охраны труда. Между тем это одно из существенных требований названных выше документов.

Показатель	1 полугодие 2015 год	1 полугодие 2016 год	%
Проверено рабочих мест	103 030	116 646	+11 %
Выявлено нарушений	56 092	58 032	+6 %
Принято мер воздействия, в том числе:	5816	9816	+16 %
– дисциплинарной ответственности	1376	1976	+14 %
– снижен размер премии	4578	6520	+7 %

Известны случаи, когда выявленные факты нарушения норм и правил охраны труда не получают должной оценки, игнорируются такие меры воздействия, как применение результатов накопительного учета к установлению надбавок к заработной плате и премиальным выплатам, отстранение работников от выполняемой работы.

Результаты мониторинга, проведенного в январе–июне текущего года специалистами отдела охраны труда, пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго» под руководством Министерства энергетики, показали, что практически во всех РУП-блэнерго, кроме Минского, формально относятся к выполнению постановлений Минэнерго, приказов ГПО «Белэнерго», а также поручений в части выполнения подробного анализа укомплектованности оперативных и аварийных бригад СИЗ для защиты от термических рисков электрической дуги.

Недостаточно эффективно ведется работа по внедрению во всех организациях социально-экономических методов управления охраной труда, повышению персональной ответственности руководителей и должностных лиц за соблюдение требований по охране труда, а также обеспечению заинтересованности персонала (бригада, смена, служба, цех) в работе без нарушений норм и правил по охране труда.

В ходе проверок выполнения требований Директивы Президента Республики Беларусь от 11 марта 2004 года № 1 «О мерах по укреплению общественной безопасности и производственной дисциплины» установлено, что в некоторых организациях объединения выявляются повторяющиеся замечания по вопросам охраны труда и пожарной безопасности.

В организациях строительно-монтажного комплекса, входящих в состав ГПО «Белэнерго», не в полной мере выполняются требования Постановления Министерства энергетики Республики Беларусь «Об итогах работы организаций, входящих в систему Минэнерго

за январь–март 2016 года, в том числе о результатах работ по снижению затрат» от 27 мая 2016 года № 14 п. 8.2.2. и приказа ГПО «Белэнерго» «О состоянии охраны труда и пожарной безопасности в 2015 году» от 29 февраля 2016 года № 53.

Факторы повышения эффективности работы по охране труда

Решение проблем, существующих в деятельности по охране труда, требует комплексного и системного подхода.

Важнейшими факторами повышения эффективности работы в этой сфере является внедрение во всех организациях социально-экономических методов управления охраной труда, усиление персональной ответственности руководителей и должностных лиц за соблюдением требований по охране труда, а также обеспечение коллективной ответственности и заинтересованности (бригада, смена, служба, цех) за работу без нарушений норм и правил по охране труда.

Кроме того, ощутима потребность в дополнительных мерах по укреплению трудовой и производственной дисциплины, искоренению пьянства на производстве и выполнению требований Директивы Президента Республики Беларусь от 11 марта 2004 года № 1 «О мерах по укреплению общественной безопасности и производственной дисциплины», контролю за исполнением приказов, протоколов и поручений Министерства энергетики Республики Беларусь и ГПО «Белэнерго» по вопросам охраны труда и пожарной безопасности.

Мониторинг состояния охраны труда в организациях объединения свидетельствует о том, что нуждается в улучшении и качество обслуживания систем пожарной автоматики в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Значимая роль в повышении эффективности работы по охране труда принадлежит руководителям организаций, поэтому необходимо повысить их ответственность за состояние этой сферы деятельности, в том числе при-

нимая во внимание требования Декрета Президента Республики Беларусь от 15 декабря 2014 года № 5 «Об усилении требований к руководящим кадрам и работникам организаций». Именно руководители должны нести персональную ответственность за исполнение мероприятий «Комплекса дополнительных мер по обеспечению результативности мониторинга состояния охраны труда и мотивации персонала к соблюдению требований охраны труда в организациях Минэнерго».

Руководителям организаций следует также сосредоточить внимание на формировании у персонала идеологии безопасности, когда компетентность работника исключает необходимость постоянного надзора за ним со стороны непосредственного руководителя.

Не менее важными задачами по совершенствованию деятельности в области охраны труда являются такие, как:

– внедрение культуры безопасности через обучение персонала и оборудование рациональных рабочих мест;

– внедрение системы обязательных регулярных технических занятий (тренингов) линейных руководителей и рабочих в течение года по отработке практических аспектов безопасности (проверка экипировки работника, проведение контроля на рабочем месте, оборудование рациональных рабочих мест) без отрыва от производства;

– внедрение экшен-камер в каждую бригаду;

– реализация программы «мобильный сотрудник»;

– обеспечение электротехнического персонала организаций объединения необходимым количеством индикаторов напряжения;

– привлечение психологов для анализа действий нарушителей.

Надо отметить, что решение этих и ряда других задач, предусмотренных Комплексом мер по профилактике производственного травматизма в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», на 2016 год, планом мероприятий по проведению Года без-

опасного труда в энергетике в 2016 году, подпрограммой «Охрана труда» на 2016 год также в большей части зависит от воли руководителей.

В то же время нельзя не принимать во внимание, что успешность деятельности по охране труда во многом зависит от реализации более масштабных задач: совершенствования нормативной правовой базы, проведения технического перевооружения и модернизации производств в целях улучшения условий труда работников отрасли, внедрения социально-экономических методов управления охраной труда.

Только комплексный и системный подход к обеспечению безопасности труда работников отрасли позволит сохранить и углубить положительную тенденцию по снижению производственного травматизма и поднять вопросы охраны труда на новый, более высокий уровень.

НОВЫЕ ИЗДАНИЯ



✓ Противопожарное водоснабжение, первичные средства пожаротушения

Методическое пособие

Издания разработаны в помощь должностным лицам и работникам организаций, на которых возложены обязанности по обеспечению пожарной безопасности, эксплуатации противопожарного водоснабжения и первичных средств пожаротушения, а также могут быть использованы для проведения занятий по пожарно-техническому минимуму или самостоятельного изучения рабочими, служащими, руководителями и специалистами, подлежащими обязательному обучению по ПТМ.



✓ Курс лекций по пожарно-техническому минимуму

Методическое пособие

ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно
в ЭИС «Энергодокумент»
www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ:

- в редакции по тел./факсу
(+ 375 17) 286-08-28
- на сайтах
www.energystrategy.by,
www.energodoc.by

ПОДГОТОВКА ИНЖЕНЕРНЫХ КАДРОВ ДЛЯ БЕЛОРУССКОЙ АЭС: ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ

В рамках реализации Государственной программы подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2009–2020 годы на энергетическом факультете (ЭФ) Белорусского национального технического университета (БНТУ) в 2008 году открыта новая специальность 1-43 01 08 «Паротурбинные установки атомных электрических станций», выпуск специалистов по которой обеспечивает кафедра «Тепловые электрические станции» (ТЭС).

Г.А. ВЕРШИНА,
к.т.н., доцент, первый
проректор БНТУ,
Н.Б. КАРНИЦКИЙ,
д.т.н., профессор, заведующий
кафедрой ТЭС ЭФ БНТУ,
А.Л. БУРОВ,
старший преподаватель
кафедры,
С.А. КАЧАН,
к.т.н., доцент кафедры

Строительство атомной электростанции является одним из стратегических направлений развития энергетики Беларуси, а подготовка собственных высококвалифицированных специалистов – одним из важнейших факторов реализации этого проекта.

Подготовка кадров для зарождающейся ядерной энергетики Беларуси – престижное, востребованное и ответственное направление, поскольку атомная отрасль в любой стране, эксплуатирующей АЭС, является средоточием самых талантливых специалистов.

Отличительной чертой подготовки инженеров для энергетики, в особенности для работы на объектах атомной энергетики, является сочетание глубоких теоретических знаний и приобретенных практических навыков.

Теоретическая подготовка

Выпускники специальности 1-43 01 08 готовятся для профессиональной деятельности не только в сфере производства в области проектирования и эксплуатации АЭС, но также в сфере образования и науки. Они могут применить свои знания, проводя научные исследования в области проектирования и эксплуатации паротурбинных установок АЭС, модернизации оборудования, оптимизации технологических схем и природоохранных мероприятий и взаимодействия АЭС с окружающей средой. В настоящее время два выпускника этой специальности работают на кафедре ТЭС БНТУ, обеспечивая учебный процесс по специальным дисциплинам в лабораториях, ассистируя

и самостоятельно проводя учебные занятия.

На кафедре ТЭС БНТУ студенты получают разносторонние теоретические знания по специальности, включая базовые знания по ядерной и нейтронной физике, работе ядерных энергетических реакторов, радиационной безопасности, теоретическим основам работы основного тепломеханического оборудования: паротурбинных установок, парогенераторов, вспомогательного оборудования и пр.

С целью повышения уровня подготовки инженеров для чтения лекций по специальным дисциплинам приглашаются опытные специалисты отечественных и иностранных вузов и предприятий, среди которых: Обнинский институт атомной энергетики, Ульяновский государственный университет, Севастопольский национальный университет ядерной энергии и промышленности (Украина, ныне входит в состав Севастопольского государственного университета, Россия), Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны НАН Беларуси, Белорусский государственный университет, Международный государственный экологический университет имени А.Д. Сахарова и др.

Ежегодно несколько студентов кафедры принимают участие в школе-семинаре «Ядерная энергетика и нераспространение: ответ на вызовы современности», которая проходит в Национальном исследовательском ядерном университете «МИФИ» (НИЯУ «МИФИ», г. Москва).

Об уровне подготовки выпускников специальности 1-43 01 08 свидетельствует тот факт, что все они на защите дипломов получили только хорошие и отличные оценки (таблица 1).

В период 2013–2016 годов выпуск первых инженеров-энергетиков по специальности 1-43 01 08 на кафедре ТЭС БНТУ составил 101 человек. Из них около 40 прибыли на работу в РУП «Белорусская атомная электростанция» и Департамент по ядерной и радиационной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь (Госатомнадзор). При этом два студента 5-го курса еще во время обучения были включены в рабочую группу Госатомнадзора по проведению и экспертизе вероятностного анализа безопасности энергоблоков Белорусской АЭС и позже распределены в эту организацию на работу.

Многие молодые специалисты, отработав положенные два года по распределению на традиционных ТЭС на органическом топливе и получив там базовые практические навыки, перешли на современный объект – Белорусскую АЭС, о чем мечтали еще при поступлении.

Практическое освоение теоретических знаний

Строительство Белорусской АЭС потребует специалистов, способных обеспечить пуск и эксплуатацию энергоблоков с соблюдением требований ядерной и радиационной безопасности. При комплектовании штата АЭС необходим подготовленный оперативный персонал блочных щитов управления:

Таблица 1. Успеваемость выпускников кафедры ТЭС специальности 1-43 01 08

Год выпуска	Всего студентов, чел.	Из них получили		
		оценка за защиту диплома		диплом с отличием, чел.
		«отлично»	«хорошо»	
2013	25	60 %	40 %	7
2014	29	40 %	60 %	2
2015	26	20 %	80 %	2
2016	21	25 %	75 %	2
Всего за период 2013–2016	101	100 %		11

ведущие инженеры по управлению реактором (ВИУР) и турбиной (ВИУТ).

Оперативный персонал в ходе своего обучения должен получить знания, достаточные для самостоятельной деятельности по управлению энергоблоком АЭС; развить навыки приема, оценки и переработки информации, принятия решений и их реализации, увязки сведений, получаемых от средств отображения информации, с ходом технологических процессов. Для будущих работников атомной электростанции важно понимать взаимосвязь между состоянием технического оборудования и ходом технологического процесса, знать эталонные модели состояния объекта управления, цели и мотивы, которыми должен руководствоваться оператор в своей деятельности.

Поскольку трудовая деятельность, кроме знаний, требует умений и навыков, молодой специалист, попав на предприятие, проходит этап практической адаптации. И чем сложнее производственный процесс, тем более длительным будет этот период. Это требует пересмотра процесса подготовки и использования нового, системного подхода к обучению: структура подготовки специалистов для атомной энергетики в вузе должна согласовываться с требованиями подготовки оперативного персонала на АЭС.

Для закрепления теоретических знаний студенты младших курсов специальности 1-43 01 08 проходят практику на тепловых электростанциях Беларуси. На старших курсах производственная и преддипломная практики проводится за рубежом: на действующих АЭС, в их учебно-тренировочных центрах (УТЦ) и подразделениях (УТП), а также в учебных вузах, научно-исследовательских и проектно-конструкторских институтах. Это филиалы АО «Концерн Росэнергоатом»: Смоленская, Нововоронежская, Калининская и Ростовская атомные станции; Нижегородский государственный техни-

ческий университет им. Р.Е.Алексеева, Институт ядерной энергии и промышленности Севастопольского государственного университета и др.

Производственная практика, несомненно, повышает уровень подготовки студентов, однако отработка практических навыков до автоматизма достигается лишь активной тренировкой на аналитических или полномасштабных тренажерах (такие тренажеры для подготовки оперативного персонала в УТП и УТЦ есть на каждой АЭС).

В ходе реализации Государственной программы подготовки кадров для ядерной энергетики Республики Беларусь на 2009–2020 годы лабораторная база кафедры ТЭС БНТУ пополнилась современными лабораторными стендами и установками, что позволило существенно повысить уровень организации обучения будущих инженеров-энергетиков.

В рамках реализации проектов технического сотрудничества Беларуси с МАГАТЭ в лаборатории «Математическое моделирование» кафедры ТЭС внедрена компьютерная обучающая система (КОС) по основам Политики, Руководства и Технологии АЭС (проект МАГАТЭ № BY E0006-93646) и аналитический тренажер турбинного отделения АЭС с ВВЭР-1000, что позволило в итоге ввести в 2015 году в обучающий процесс специализированную учебную лабораторию «Турбинное отделение АЭС с ВВЭР-1000» на базе компьютерного тренажера турбинного отделения АЭС.

Решение о создании учебной лаборатории было принято по инициативе Министерства образования Республики Беларусь в лице консультанта управления высшего образования Н.С. Маруды и ответственного за подготовку кадров для ядерной энергетики от БНТУ – проректора Г.А. Вершины. Успешная реализация замысла во многом была обусловлена поддержкой МАГАТЭ в лице технического

офицера проекта ВУ 2004 В.В. Коломийца (г. Вена, Австрия) и активной позицией работников кафедры ТЭС.

Программно-техническое обеспечение практических занятий

В марте 2013 года в МАГАТЭ поступил запрос о подготовке технического задания на аналитический компьютерный тренажер турбинного отделения АЭС, предназначенный для проведения лабораторных и практических занятий по спектру дисциплин специальности, связанных с проектированием и эксплуатацией АЭС, управлением турбоагрегатом и его вспомогательными системами, а также научно-исследовательской работы студентов, магистрантов и аспирантов.

К приезду экспертной группы в составе А.Н. Косилова, Г.Ф. Артюшкина (МАГАТЭ) и С.А. Мищерина (НИЯУ «МИФИ») 13 июня 2013 года технические требования к учебной лаборатории были составлены и переданы в тендерную комиссию МАГАТЭ. Подписантами выступили: от МАГАТЭ – руководитель проекта И. Веденович (США), технический руководитель проекта В.В. Коломиец, от БНТУ – руководитель проекта, проректор Г.А. Вершина, технический руководитель проекта, заведующий кафедрой ТЭС Н.Б. Карницкий.

В соответствии с техническим заданием БНТУ были выполнены требования к комплексу технических средств лаборатории: закуплено современное компьютерное оборудование в виде десяти двухмониторных рабочих станций обучающихся и одной двухмониторной рабочей станции преподавателя (инструктора).

По результатам тендера, проведенного МАГАТЭ, поставщиком программного обеспечения (ПО) программно-технического комплекса (ПТК) был определен НИЯУ «МИФИ», который и осуществил установку ПО на рабочие станции тренажера.

Приемо-сдаточные испытания проводились сотрудниками кафедры ТЭС БНТУ (заведующим кафедрой Н.Б. Карницкий, заведующим лабораториями Г.В. Круком, преподавателями А.Л. Буровым, А.В. Нерезько и др.) с участием экспертов МАГАТЭ и представителей НИЯУ «МИФИ» С.А. Королева, С.А. Мищерина, М.А. Калиша (г. Москва, Россия) и В.Н. Заваруева (г. Южноукраинск, Украина).



Подписание акта о вводе компьютерного тренажера турбинного отделения АЭС в эксплуатацию

В феврале 2015 года тренажер был введен в эксплуатацию.

Наряду со стандартным программным обеспечением в состав ПО ПТК лаборатории вошло специальное системное ПО (система поддержки программно-моделирующего комплекса, ПО защиты от несанкционированного копирования) и прикладное ПО (моделирующее программное обеспечение, система проектирования и сопровождения учебных задач).

Первоначально в лаборатории были реализованы режимы нормальной эксплуатации: пуск и останов турбоагрегата, а также описательная часть систем, моделируемых в данном компьютерном тренажере, и режим плановых переходов по оборудованию.

С учетом возможностей материальной базы лаборатории в октябре 2015 года кафедра ТЭС БНТУ направила в МАГАТЭ запрос-предложение на расширение спектра реализуемых с использованием тренажера задач, а также внесла предложение о включении мероприятий по развитию данного тренажера в концепцию программы Союзного государства России и Беларуси «Совершенствование подходов к регулированию безопасности при использовании атомной энергии, аварийной готовности и аварийному реагированию».

В настоящее время программно-технически реализованы сценарии следующих режимов:

1) режимы нормальной эксплуатации:

– режимы подачи питательной воды в парогенераторы: включение в работу деаэрационной установки (заполнение и прогрев); включение в работу тракта питательной воды (включение ВПЭН), подогревателей высокого давления (ПВД), ввод в работу регуляторов уровня парогенератора; включение в работу турбопитательных насосов (ТПН);

– режим расхолаживания: сброс пара из главного парового коллектора через БРУ-К (RC); сброс пара из главного парового коллектора через БРУ-СН (RQ) в КСН (RQ), в ТК (RR);

2) режимы с нарушением нормальных условий эксплуатации и аварийные режимы (срабатывание штатных аварийных защит турбоагрегата и оборудования): увеличение осевого сдвига ротора; снижение давления масла в системе смазки; повышение давления пара на выходе из ЦВД; снижение давления пара в главном паровом коллекторе; повышение уровня в парогенераторе; отключение двух ТПН; отключение генератора от сети; отключение одного ТПН из двух работающих; отключение одного циркуляционного насоса из четырех в разных конденсатных группах; повышение скорости вращения ротора; снижение давления масла в системе автоматического регулирования; повышение уровня в ПВД до IV предела; повышение уровня в баках деаэраатора.

На аналитическом тренажере, объектом моделирования которого является конденсационная турбоустановка АЭС с обеспечивающими ее нормальную работу системами и агрегатами, реализовано управление регуляторами, позволяющими поддерживать параметры технологического процесса в заданных пределах и работающими в автоматическом и дистанционном режимах, задвигами на открытие/закрытие, насосами, быстродействующими редукционными установками, импульсными предохранительными клапанами.

В настоящее время тренажер эксплуатируется при проведении лабораторных работ по дисциплинам «АЭС», «Турбины АЭС», «Наладка и эксплуатация оборудования АЭС», «Вспомогательное оборудование АЭС», «Типовые элементы

систем автоматического управления».

Важно отметить, что тренажер позволяет приобретать практические навыки не только студентам, но и преподавателям.

Разработка программного обеспечения – это дорогостоящее мероприятие, с огромным перечнем решаемых задач. Но не менее важно также обеспечение учебного процесса учебно-методическими материалами, разработка которых является наиболее актуальной задачей дальнейшего развития учебной лаборатории.

Заключение

Целью обучения, реализуемого на базе лаборатории, является практическое освоение теоретических знаний по конструкции турбины и сопутствующему оборудованию, эксплуатационным режимам и принципам безопасной эксплуатации, назначению и структуре систем управления и защиты, принципам и алгоритмам управления турбогенератором.

Возможности тренажера обеспечивают выработку общих навыков по управлению турбогенератором АЭС с реактором ВВЭР в режимах нормальной эксплуатации, режимах с нарушениями нормальной эксплуатации и аварийных режимах, с тем чтобы молодой специалист – выпускник БНТУ – приходил на АЭС, обладая не только знаниями, но и умением работать с реальным оборудованием при разных условиях его эксплуатации, а также пониманием происходящих на АЭС процессов.

Полученные опыт и знания инженеры-энергетики – выпускники специальности «Паротурбинные установки атомных электрических станций» смогут успешно использовать для обеспечения надежной, безопасной и безаварийной эксплуатации первой Белорусской АЭС.

КОНФЛИКТЫ В ОРГАНИЗАЦИИ: ВИДЫ, ПРИЧИНЫ И ПУТИ РАЗРЕШЕНИЯ

В жизни человека конфликты неизбежны, даже если он стремится к гармоничному сосуществованию с другими членами общества. В связи с этим очень важно, чтобы они не препятствовали выстраиванию взаимоотношений, а, наоборот, помогали находить общие интересы и согласованные подходы к разрешению проблемных ситуаций. Каждый руководитель в своем арсенале должен иметь различные варианты решения напряженных вопросов, уметь выходить за рамки привычных действий, развивать способность мыслить нестандартно, разбивая сформировавшиеся шаблоны.



Е.В. БЕЛИНСКАЯ,
психолог 1-й категории
отдела психологического
обеспечения персонала
Учебного центра
подготовки и повышения
квалификации персонала
РУП «Минскэнерго»

Если спросить у руководителей, как они относятся к конфликтам, большинство ответит, что конфликт — это зло, мешающее работе. Между тем развитие организации невозможно без конфликтных ситуаций, обусловленных борьбой противоположностей. В жизни производственного коллектива конфликты — это отражение борьбы противоположностей на уровне личности, социальных групп и коллектива в целом. Поэтому правильнее было бы считать конфликт нормой производственных отношений.

Типы конфликтов

По своему содержанию конфликты принято разделять на два типа: конструктивные (созидательные) и деструктивные (разрушающие).

Конструктивный конфликт основывается на объективных противоречиях, в процессе разрешения которых возникают новые идеи, происходят прогрессивные изменения в организации. Конструктивные конфликты выражаются в принципиальных спорах, дискуссиях, проговаривании ситуации, выслушивании сторонами друг друга. В процессе возникновения и разрешения конструктивного конфликта работники имеют возможность свободно высказывать свое мнение, а не просто поддакивать руководству.

Деструктивный конфликт может возникать на основе как объективных, так и субъективных причин. Из деловой сферы он зачастую переносится в зону межличностных отношений и приводит к образованию противостоящих друг другу группировок, расширению коли-

чества его участников. Деструктивные конфликты действуют разрушительно на коллектив, приводят к возникновению мелких дразг, сплетен, склок. Согласно социологическим исследованиям деструктивные конфликты и послеконфликтные переживания приводят к потере около 15 % рабочего времени и снижению производительности труда на 20 %.

Так как конфликт представляет собой столкновение различных интересов, мнений, позиций, установок и стремлений, он никогда не возникает вдруг, поэтому руководителю очень важно четко представлять себе этапы развития конфликта.

Этапы развития конфликта

Первый этап — **конфликтная ситуация**, которая не обязательно приводит к возникновению конфликта. При зарождении конфликтной ситуации возникает напряжение сторон в процессе общения, при выдаче заданий, принятии решений. Такое напряжение требует от руководителя дополнительных усилий там, где они ранее не требовались. Это может стать первым тревожным звонком, предупреждающим, что у подчиненного существует неприятие руководителя, способное перерасти в настоящий конфликт.

У конфликта есть латентный период, в течение которого руководителю важно суметь определить признаки нарастания конфликтной ситуации. Самыми явными из них являются следующие:

- работник не уделяет должного внимания качеству работы;
- работник часто отпрашивается с работы;

- усиливается критическая реакция работника на действия непосредственного руководителя и администрации в целом;
- авторитет руководителя подвергается сомнению.

Отслеживая эти состояния, руководитель имеет возможность своевременно предупредить перерастание конфликтной ситуации в конфликт. Однако зачастую руководитель не фиксирует своего внимания на таких сигналах.

Важно знать, что для перерастания конфликтной ситуации в конфликт необходимы следующие условия:

- определенный временной период развития;
- эмоциональная поддержка работника другими участниками ситуации или сторонними наблюдателями;
- наличие у работника своего, отличного от сложившегося, представления о том, как должна быть организована работа на самом деле.

Если конфликтная ситуация не разрешается, наступает второй этап — **конфликт**, который выражается не в противостоянии, а в открытом противоборстве.

Изначально конфликт возникает на локальном уровне, то есть в нем

не участвует весь коллектив, даже если он состоит из нескольких человек. Но, как пожар, конфликт страшен своим разрастанием. Его участники ищут сочувствующих, «вербуют» новых сторонников, причем каждый из них, безусловно, заинтересован привлечь на свою сторону самого руководителя, чтобы укрепить свои позиции. При расширении конфликта в него не только вовлекаются новые люди, но и разрастается его область, в нее включаются все новые проблемы и личностные интересы.

Далее наступает третий этап – **расширенный конфликт**, когда фокус взаимодействия конфликтующих сторон смещается с вопроса о различии точек зрения в сторону отношений. Возникают ложные образы противодействующих сторон, разрастаются недоверие и подозрительное отношение к противнику. Внутри группы превалирует «черно-белое» мышление, те же, кто пытается его преодолеть, объявляются ненадежными и изгоняются из группы. Новым сторонникам перечисляются достоинства мнения группы, к которой он примкнул, а противник описывается в негативном свете.

С течением времени наступает четвертый этап – **всеобщий конфликт**, в котором уже нет равнодушных, практически все члены коллектива вовлекаются в распри, а первопричина конфликта зачастую забывается. На этом этапе в ход идут все средства давления на противоположную сторону, вплоть до угроз, а собственное мнение становится единственно верным и незыблемым. В такой ситуации участники конфликта исключают любые возможности поиска общего решения, все действия направлены только на то, чтобы разрушить противника, лишить его силы.

По направленности воздействия конфликты делятся на **горизонтальные**, когда возникают разногласия между членами коллектива, **вертикальные** – между руководителем и подчиненным и **смешанные** – одновременно между руководителем, подчиненными и членами коллектива между собой. Если рассматривать горизонтальный и вертикальный конфликты с точки зрения

их негативного воздействия, то для продуктивной работы коллектива наиболее вреден конфликт вертикальный, так как в этом случае действия руководителя оцениваются через призму возникшего конфликта и в любом его поступке усматривается предвзятое отношение. В такой напряженной обстановке работать очень сложно, поэтому руководитель должен стараться не вступать в такие конфликты.



Для того чтобы не допускать возникновения конфликтов в коллективе, руководителю необходимо уметь распознавать и предотвращать конфликты еще на стадии конфликтной ситуации. Помочь в этом может знание объективных и субъективных причин, приводящих к конфликтам.

Объективные причины

Объективные причины обусловлены многими факторами, существующими в различных плоскостях трудовой деятельности. Рассмотрим их более подробно.

Управленческие факторы: несовершенная организационная структура предприятия; обязанности и права распределяются нечетко, функциональные обязанности, закрепленные в должностных инструкциях, противоречат требованиям, предъявляемым к работнику; права несопоставимы ответственности за результат выполняемой работы.

Организационные факторы: нет четкой организации трудовой деятельности, нарушается режим труда и отдыха; трудовая и исполнительская дисциплина находятся на низком уровне;

работник чрезмерно загружен работой, в связи с чем не успевает вовремя ее выполнить, начинает торопиться и допускать ошибки; неконкретные задания затрудняют выбор средств их выполнения и вызывают неуверенность в действиях; отсутствие гласности в организации трудовой деятельности.

Профессиональные факторы: низкий профессиональный уровень работников, который тормозит эффек-

тивное выполнение заданий; неправильный подбор и расстановка кадров; отсутствие или неопределенность перспектив профессионального и должностного роста.

Санитарно-гигиенические факторы: нарушения режима труда и отдыха, создание неблагоприятных условий труда.

Материально-технические факторы: работник не обеспечивается в должной мере необходимыми средствами и оборудованием, а также вынужден выполнять работу на технически устаревшем оборудовании.

Экономические факторы: оплата труда задерживается, или система оплаты и премирования несовершенна.

Субъективные причины

Субъективные причины напрямую связаны с личностными качествами как самого руководителя, так и его подчиненных. Эти причины можно разделить на три группы: нарушения служебной этики, нарушения трудового законодательства и несправедливая оценка профессионального потенциала подчиненных и результатов их труда.

К нарушениям служебной этики относятся: грубое, высокомерное и неуважительное отношение к подчиненным; навязывание собственного мнения; невыполнение обещаний и обязательств; высокий уровень нетерпимости к критике, что может привести к увольнению творческих и активных работников и созданию атмосферы лести и заискивания перед руководителем; неумение адекватно и правильно критиковать действия подчиненных; несправедливое распределение социальных благ и другая теневая деятельность руководителя; утаивание информации, необходимой для эффективного выполнения подчиненными профессиональных обязанностей.

Нарушение трудового законодательства выражается в попытках руководителя действовать самовластно, не считаясь с существующими законами. В таких ситуациях он может уволить неугодного работника, нарушая процессуальные нормы, в результате чего конфликт только разгорается, поскольку уволенный работник, как правило, обжалует свое увольнение в суде и возвращается на работу «героем».

Несправедливая оценка подчиненных встречается довольно часто и формы этого явления весьма разнообразны. Вот некоторые из них:

- Неадекватное применение поощрений и наказаний. Как правило, во многих организациях отдается предпочтение наказаниям перед поощрениями. Однако достоверно установлено, что поощрения значительно более эффективны, чем наказания, так как потребность в поощрении – одна из важнейших потребностей человека. Хорошо известен психологический «закон восьми поглаживаний в день», который говорит о том, что каждому человеку для того, чтобы чувствовать себя хорошо, необходимо не менее восьми поглаживаний в день (имеется в виду не только и не столько телесный контакт, а прежде всего похвала, другие располагающие слова и действия). На рабочем месте работник также нуждается хотя бы в трех положительных подкреплениях своей деятельности в течение месяца, то есть руководителю очень важно замечать положительные моменты в работе своих подчиненных и выражать им свою благодарность. Если руководитель использует прием поощрения в отношении своих подчиненных, он вызывает с их стороны

уважение и стремление выполнять свою работу еще лучше.

- Несправедливое распределение работ между исполнителями. Известно, что существуют выгодные и невыгодные работы, которые требуют приложения разноразличных усилий, а оцениваются примерно одинаково. Если один работник все время выполняет только выгодную работу, а другой только невыгодную, неизбежно происходит нарастание напряжения и как следствие – возникает конфликт.
- *Нарушение баланса «вклад-оклад».* Если у одного из работников вклад в работу меньше, чем у других работников, а оклад при этом выше, то неизбежно возникает конфликтная ситуация. Работник, получающий незаслуженное материальное поощрение, вызывает к себе негативное отношение других работников, недовольство в коллективе растет, что ведет к разрастанию конфликта.
- *Болезненное отношение руководителя к авторитету подчиненного и сознательное занижение его заслуг.* Если руководитель старается понизить авторитет подчиненного в глазах окружающих, несправедливость этих оценок сразу бросается в глаза и подрывает авторитет руководителя.
- *Огульная критика подчиненных.* Такая критика всегда неконкретна, обидна, несправедлива и вызывает стремление коллектива сплотиться против обвинителя. Часто такая критика имеет место при первой встрече нового руководителя с коллективом, когда он говорит примерно следующее: «Работать так, как вы работали до сегодняшнего дня, вы больше не будете!». Такое высказывание напрямую ведет к возникновению вертикального конфликта, так как показывает, что впредь виноватых искать будут только среди подчиненных.
- *Психологическая несовместимость.* При недостаточном внимании руководителя к социально-психологическим аспектам управления, неумении учитывать совместимость работников, как правило, возникают межличностные конфликты. Межличностные конфликты самые затяжные и разрушительные, поэтому самый правильный выход из них – развести психологически несовместимых работников по разным рабочим местам, чтобы их действия не пересекались.

Подходы к разрешению конфликта

Грамотное поведение руководителя на различных этапах конфликта позволяет найти наиболее эффективный выход из сложившейся ситуации.

На этапе **конфликтной ситуации** наиболее эффективна «стратегия совета», когда руководитель вначале оценивает позицию каждого работника по отношению к проблеме, а затем организует собрание, на котором предоставляет возможность всем членам коллектива выразить свое мнение в благоприятной атмосфере. В ведении такого собрания существуют определенные правила, которых стоит придерживаться:

- руководитель должен оставаться объективным и нейтральным, не принимая ничьей стороны;
- руководитель не должен выступать первым, озвучивая свое мнение;
- в первую очередь возможность выступить предоставляется менее авторитетным членам коллектива (новым работникам, молодым специалистам);
- возможность высказаться должна быть предоставлена всем членам коллектива. При этом руководитель анализирует точку зрения каждого, выражая тем самым свое уважительное отношение к мнению выступающего;
- самым последним выступает руководитель, обобщая всю полученную информацию и интегрируя все мнения.

На этапе **конфликта**, то есть в ситуации активного противостояния сторон, руководителю необходимо сохранить нейтральную позицию и не оказывать самому втянутому в конфликт. Зачастую руководитель, надеясь на свой авторитет, объективность, власть, вмешивается в конфликт, тем самым усиливая позицию одной из сторон. Ущемленная сторона в такой ситуации начинает искать поддержку у других членов коллектива, что может привести к разрастанию конфликта и его переходу в расширенный конфликт. Для того чтобы этого не произошло, руководителю следует проявить мудрость: подготовить сам коллектив или его представителей к выработке определенного мнения и обозначению позиций, а затем самому опереться на это мнение.

На этапе **расширенного конфликта**, как правило, руководитель уже снят с работы или переведен в другое подразделение. Поэтому здесь уместнее говорить о том, с чего стоит начинать работу новому руководителю, ведь расширенный конфликт отрицательно сказывается на работоспособности всего коллектива, разрушает здоровые взаимоотношения между работниками и нарушает благоприятный психологический климат в коллективе.

Новому руководителю необходимо сформировать некую программу действий, которая помогла бы заново объединить коллектив. В данной ситуации очень важно начинать работу с налаживания объективного, ровного отношения ко всем членам коллектива. Необходимо также использовать индивидуальную работу, убеждение, которые позволяют каждому работнику почувствовать свою значимость и порождает у него желание выстраивать новые отношения с членами коллектива. Такие подходы помогут руководителю наладить реальное сотрудничество с подчиненными, создать атмосферу уважения и доверия.

На этапе **всеобщего конфликта** ни программа руководителя, ни его личный пример сотрудничества уже не действуют. В данном случае новому руководителю надо начинать все сначала: с формирования коллектива. И здесь основная задача – правильный подбор кадров. Без решения этой задачи из конфликта невозможно будет выйти.

Для того чтобы разрешить конфликт, руководитель должен обладать высоким уровнем компетентности не только в организационно-экономических и юридических вопросах управления, но и в определенных психологических вопросах, позволяющих решать задачи эффективного взаимодействия специалистов друг с другом.

Эффективное разрешение конфликта возможно лишь тогда, когда усилия всех его участников направлены на прекращение противодействия и устранение проблемы, которая привела к этому противодействию. При этом участники противодействия изменяются сами, а также изменяют свои позиции, которые они отстаивали в конфликте. Таким образом, люди изменяют свое отношение друг к другу и к конфликту в целом.

В завершение можно добавить, что руководитель сумеет успешно управлять конфликтом и, как следствие, достичь его разрешения, если будет учитывать индивидуальные особенности каждого члена коллектива (темперамент, характер, интересы). Результатом грамотно проведенной работы может стать дружный коллектив, объединенный общей идеей, в котором ссоры уже не имеют значения и не несут с собой разрушающей силы, так как не затрагивают личностных качеств человека.

Список литературы

1. Большаков, А.Г. Конфликтология организаций: Учебное пособие / А.Г. Большаков, М.Ю. Несмелова. – М.: МЗ Пресс, 2001. – 182 с.
2. Гришина Н.В. Производственные конфликты и их регулирование // Промышленная и социальная психология. Л., 1982. – С. 108–121.
3. Обозов, Н.Н. Психология конфликта / Н.Н. Обозов. – СПб.: ЛНПП «Облик», 2001. – 51 с.
4. Шаленко, В.Н. Конфликты в трудовых коллективах: Спецкурс / В.Н. Шаленко. – М.: Изд-во МГУ, 1992. – 80 с.

НОВЫЕ ДОКУМЕНТЫ

✓ Закон Республики Беларусь «О государственной экологической экспертизе, стратегической экологической оценке и оценке воздействия на окружающую среду»

Закон вступает в силу с 22 января 2017 года. С указанной даты признается утратившим силу Закон Республики Беларусь от 9 ноября 2009 года № 54-З «О государственной экологической экспертизе».

✓ Санитарные нормы и правила «Требования к условиям труда работающих и содержанию производственных объектов»

Утверждены постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 8 июля 2016 года № 85. Документ вступил в силу 1 сентября 2016 года. С указанной даты признается утратившим силу постановление Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 29 декабря 2012 года № 215 и некоторые другие постановления этого министерства.

Готовятся к выпуску

✓ Правила пользования централизованными системами водоснабжения, водоотведения (канализации) в населенных пунктах

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30 сентября 2016 года № 788. Данное постановление вступает в силу с 8 января 2017 года.

ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно
в ЭИС «Энергодokument»
www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ:

- в редакции по тел./факсу
(+ 375 17) 286-08-28
- на сайтах
www.energystategy.by, www.energodoc.by

Указы Президента Республики Беларусь

► Указ Президента Республики Беларусь от 27.09.2016 № 349 «О реализации инвестиционных проектов»

Упрощенный режим найма иностранной трудовой силы установлен для шести китайских компаний: CITIC Construction, Xuan Yuan Industrial Development, China CAMC Engineering, China National Electric Engineering, China Machinery Engineering Corporation, Северокитайской электроэнергетической проектной компании при Китайской электроэнергетической инженерно-консультационной корпорации.

Перечисленные компании на период строительства объектов, приведенных в Указе, вправе привлекать для осуществления трудовой деятельности в Беларусь по трудовым договорам иностранцев и лиц без гражданства, не имеющих разрешений на постоянное проживание в Беларуси.

В течение 5 календарных дней данным компаниям будут выдаваться разрешения на привлечение в Беларусь иностранной рабочей силы и на право занятия ими трудовой деятельностью в стране. Порядок получения разрешений упрощен.

Указ вступает в силу после его официального опубликования.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

► Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 09.08.2016 № 622

«О некоторых вопросах финансирования подготовки специалистов в учреждениях высшего образования»

Установлено, что финансирование расходов, связанных с реализацией постановлений Совета Министров Республики Беларусь от 21.01.2010 № 54 «О некоторых вопросах привлечения иностранных специалистов к преподаванию в высших учебных заведениях при подготовке специалистов для ядерной энергетики» и от 10.05.2013 № 362 «О некоторых вопросах привлечения иностранных специалистов к реализации образовательных программ высшего образования», осуществляется в пределах средств республиканского бюджета, предусмотренных на реализацию Государственной программы «Образование и молодежная политика» на 2016–2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28.03.2016 № 250, и иных источников.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

► Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 26.08.2016 № 683

«О внесении изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 февраля 2010 г. № 131»

В Перечень органов, уполномоченных на осуществление контроля (надзора), утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 01.02.2010 № 131, внесено изменение по позиции «Органы государственного энергетического и газового надзора».

► Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 13.09.2016 № 716

«О внесении изменений в некоторые постановления Совета Министров Республики Беларусь»

Внесены изменения в следующие правовые акты:

– Положение о порядке реструктуризации открытым акционерным обществом «Банк развития Республики Беларусь» задолженности (основного долга и процентов) должников по кредитам (включая кредиты, по которым право требования перешло от банков к этому акционерному обществу при приобретении их активов), предоставленным на финансирование инвестиционных проектов, а также

мероприятий, предусматривающих приобретение товаров для их передачи в финансовую аренду (лизинг), по решению Президента Республики Беларусь и (или) Правительства Республики Беларусь, а также включенных в программы, утверждаемые Президентом Республики Беларусь и (или) Правительством Республики Беларусь, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21.09.2011 № 1269;

– Единый перечень административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.02.2012 № 156;

– Положение о порядке проведения конкурса на оказание государственной финансовой поддержки субъектам хозяйствования в виде возмещения за счет средств республиканского и (или) местных бюджетов части расходов на приобретение технологического оборудования и запасных частей, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29.04.2016 № 347.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

► Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 19.09.2016 № 737

«О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 23 марта 2016 г. № 106»

В соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 23.03.2016 № 106 «О государственных программах и оказании государственной финансовой поддержки» внесены изменения и дополнения в следующие НПА:

– Положение о порядке подготовки, рассмотрения, одобрения и регистрации проектов (программ) международной технической помощи, а также перечней товаров (имущества, в том числе денежных средств), работ и услуг, предоставляемых для реализации этих проектов (программ), утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21.11.2003 № 1522;

– Положение о порядке ведения государственного кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10.04.2006 № 485;

– Положение о порядке и условиях заключения контрактов с водителями государственных организаций, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 15.05.2007 № 604;

– Положение о порядке ведения государственного кадастра возобновляемых источников энергии и использования его данных, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24.06.2011 № 836;

– Типовое положение об отраслевом, территориальном (областном, городском, районном) совете по трудовым и социальным вопросам, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 22.02.2012 № 169;

– постановление Совета Министров Республики Беларусь от 26.05.2014 № 506 «О бизнес-планах инвестиционных проектов»;

– Положение о порядке функционирования единой системы государственной научной и государственной научно-технической экспертиз, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 22.05.2015 № 431,

и другие нормативные правовые акты.

Постановление вступает в силу со дня его официального опубликования.

► Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21.09.2016 № 751

«О внесении дополнений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 15 июля 2014 г. № 683»

Перечень объектов Белорусской энергетической системы, при строительстве которых проведение подрядных торгов, торгов на закупку

товаров не является обязательным, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 15.07.2014 № 683, дополнен двумя позициями:

- реконструкция ОРУ 330–750 кВ и РЗА и ПА ПС 750 кВ «Белорусская» Стародорожского района Минской области;
- реконструкция подстанции «Могилев-330» Могилевской области.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30.09.2016 № 791**

«О государственной экспертизе градостроительной и проектной документации»

Утверждено новое Положение о порядке проведения государственной экспертизы градостроительных проектов, архитектурных, строительных проектов, выделяемых в них очередей строительства, пусковых комплексов и смет (сметной документации).

Положением определены объекты госэкспертизы, урегулированы вопросы выдачи заключений по ее результатам, а также закреплены полномочия исполнителя госэкспертизы, права и обязанности заявителя.

Постановление вступает в силу через три месяца после официального опубликования.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 04.10.2016 № 795**

«О некоторых вопросах расчетов за потребленную электрическую энергию»

Установлено, что порядок расчетов за потребленную электрическую энергию, отпускаемую энергоснабжающими организациями, входящими в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», с применением интервально-дифференцированного тарифа и порядок расчетов за потребленную электрическую энергию, отпускаемую этими организациями, с применением двухставочного и двухставочно-дифференцированного по зонам суток тарифов утверждаются Министерством энергетики по согласованию с Министерством антимонопольного регулирования и торговли.

Постановление принято в соответствии с Законом от 23 июля 2008 года «О Совете Министров Республики Беларусь» и Указом Президента Республики Беларусь от 22 декабря 2010 г. № 670 «О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии».

Министерство экономики Республики Беларусь

► **Постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 22.08.2016 № 53**

«О внесении изменений в постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 31 августа 2005 г. № 158»

Внесены изменения в Правила по разработке бизнес-планов инвестиционных проектов, утвержденные постановлением Министерства экономики Республики Беларусь от 31.08.2005 № 158.

Изменения касаются состава бизнес-плана; расчета прогнозируемых коэффициентов ликвидности, показателей деловой активности, структуры капитала и других показателей; отдельных форм таблиц.

Постановление вступает в силу через тридцать дней после его официального опубликования.

► **Постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 24.08.2016 № 55**

«О внесении дополнения и изменений в постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 7 августа 2015 г. № 45»

Внесены дополнение и изменения в постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 07.08.2015 № 45 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых ис-

точников энергии на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения».

Установлены тарифы:

– для установок вне зависимости от вида возобновляемых источников энергии, созданных исключительно для энергетического обеспечения хозяйственной деятельности юридических лиц и индивидуальных предпринимателей вне выделенных квот на создание установок и введенных в эксплуатацию после 20 августа 2015 г.;

– для установок, созданных в пределах выделенных в 2016 г. квот на создание установок и введенных в эксплуатацию в период с 1 января 2017 г. по 31 декабря 2019 г.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 30.09.2016 № 31**

«О тарифе на услугу по транспортировке природного газа по системе распределительных трубопроводов»

Установлен тариф на услуги по транспортировке газа по системе распределительных трубопроводов газоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения по топливу и газификации «Белтопгаз», в размере 13,22 белорусского рубля за 1 000 м³.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

Министерство труда и социальной защиты Республики Беларусь

► **Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 19.08.2016 № 42**

«О внесении изменений и дополнений в постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 13 ноября 2009 г. № 133»

Изложена в новой редакции Типовая инструкция по охране труда для стропальщика.

К работе по профессии стропальщик допускаются лица, прошедшие в установленном законодательством порядке обучение по профессии стропальщик, медицинский осмотр, инструктаж по охране труда, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда.

К работе на опасном производственном объекте и (или) с потенциально опасным объектом допускаются стропальщики, допущенные к работе в указанном выше порядке и прошедшие проверку знаний по вопросам промышленной безопасности, имеющие при себе удостоверение на право обслуживания потенциально опасных объектов.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

► **Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь, Национальной академии наук Беларуси от 01.09.2016 № 45/5**

«Об утверждении Типовой инструкции по охране труда для лаборанта химического анализа»

Утверждена Типовая инструкция по охране труда для лаборанта химического анализа.

На основании типовых инструкций по охране труда в организациях разрабатываются свои инструкции. Работодатели, не наделенные правом принятия локальных документов, должны руководствоваться

типовыми инструкциями по охране труда.

Постановление № 45/5 вступает в силу после его официального опубликования.

Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь

- Постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 15.08.2016 № 24

«О признании утратившими силу приказа Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 27 июня 1995 г. № 158 и постановления Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31 декабря 2004 г. № 31»

Признан утратившим силу приказ Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 27.06.1995 № 158 «Об утверждении Положения о порядке консервации строящихся (реконструируемых) объектов на территории Республики Беларусь».

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

- Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 10.08.2016 № 49

«О признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь»

Признано утратившим силу постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 16.12.2004 № 47 «Об утверждении Инструкции о проведении экспертизы промышленной безопасности опасных производственных объектов», а также документы, вносящие изменение в данное постановление.

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

- Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 22.08.2016 № 52

«О признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь»

Признано утратившим силу постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 11.04.2003 № 22 «Об утверждении Инструкции о регистрации объектов в государственном реестре опасных производственных объектов и ведении государственного реестра опасных производственных объектов».

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

- Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 24.08.2016 № 54

«Об установлении требований к содержанию учебно-программной документации при проведении подготовки по вопросам промышленной безопасности»

Установлены требования к содержанию учебно-программной документации при проведении подготовки по вопросам промышленной безопасности руководителей и специалистов субъектов промышленной безопасности (субъектов промышленной безопасности – индивидуальных предпринимателей), осуществляющих эксплуатацию опасного производственного объекта и (или) потенциально опасного объекта, являющихся в соответствии с требованиями правил по обеспечению промышленной безопасности лицами, ответствен-

ными за организацию и обеспечение промышленной безопасности при эксплуатации этих объектов.

Определен перечень вопросов по теме «Требования промышленной безопасности к опасным производственным объектам, потенциально опасным объектам, техническим устройствам».

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

- Приказ Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 26.09.2016 № 222

«О признании утратившим силу приказа Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 7 сентября 2006 г. № 135»

Признан утратившим силу приказ Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 07.09.2006 № 135 «Об утверждении перечня средств противопожарной защиты, разрешенных для применения на территории Республики Беларусь».

Приказ вступил в силу после его официального опубликования.

Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь

- Постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 05.08.2016 № 61

«О признании утратившими силу некоторых постановлений»

Признаны утратившими силу следующие документы:

– постановление Комитета по стандартизации, метрологии и сертификации при Совете Министров Республики Беларусь от 24.04.2003 № 21 «Об утверждении Инструкции о порядке проведения государственного метрологического надзора»;

– постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 31.01.2008 № 6 «Об утверждении Инструкции о порядке проведения проверок соблюдения требований технических регламентов».

Постановление вступает в силу после его официального опубликования.

- Постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 21.09.2016 № 71

«О внесении изменений и дополнений в постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 4 февраля 2016 г. № 11»

В перечень технических регламентов Таможенного союза, регистрация деклараций о соответствии, выдача решений о прекращении действия регистрации деклараций о соответствии требованиям которых осуществляется в электронной форме при обращении в уполномоченный орган, дополнительно включены технические регламенты:

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

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

– «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (ТР ТС 013/2011);

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

– «Электромагнитная совместимость технических средств» (ТР ТС 020/2011);

– «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением» (ТР ТС 032/2013);

и ряд других.

Постановление вступает в силу через 30 дней после его официального опубликования.

*Подготовлено на основе данных НЦПИ Беларуси
ведущим юрисконсультантом М.А. БУДНИК*



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 марта 2017 года вводится в действие **СТБ 2445-2016 «Лампы с направленным световым излучением, лампы со световым излучением диодами и связанное оборудование. Энергетическая эффективность. Требования»**. Документ устанавливает требования к энергетической эффективности электрической осветительной продукции, размещаемой на рынке, – ламп с направленным световым излучением и ламп со световым излучением диодами (СИД). В область применения СТБ также входят приборы, которые сконструированы для установки между сетью и лампами, включая пускорегулирующие аппараты для ламп, регулирующие устройства и светильники, за исключением балластов и светильников для люминесцентных ламп и разрядных ламп высокой интенсивности, когда они встроены в другую продукцию. Стандарт содержит требования к информации о продукции специального назначения, которые приведены в приложении А. СТБ 2445-2016 не распространяется на светодиодные модули (СИД-модули), если они реализуются в составе светильников, которые размещаются на рынке в количестве менее 200 единиц в год.

С этой же даты вводится **СТБ IEC 62385-2016 «Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Методы оценки рабочих характеристик измерительных каналов систем безопасности»**, определяющий требования к подтверждению приемлемых рабочих характеристик измерительных каналов систем безопасности посредством тестирования времени отклика, верификации калибровки и других методов. Стандарт включает основную часть с требованиями и приложения, в которых приведена дополнительная информация. Методы, описанные в СТБ IEC 62385-2016, используются для контроля калибровки измерительных датчиков по точности и времени отклика.

Ряд новых государственных стандартов вступит в силу с 1 июля 2017 года.

Например, **ГОСТ 33014-2014 (EN 12815:2005) «Котлы отопительные, работающие на твердом топливе. Требования и методы испытаний»**. Этот стандарт распространяется на котлы бытовые отопительные, работающие на твердом топливе с ручной загрузкой топлива. Их основная функция заключается в приготовлении пищи и обогреве помещения, в котором установлен прибор. Также отопительные приборы могут производить горячую воду для хозяйственных нужд и/или горячий воздух для систем центрального отопления и работать на твердом минеральном топливе, торфяных брикетах, дровах, брикетах из отходов древесины и на ряде других видов топлива. Стандарт определяет конструктивные и эксплуатационные требования, требования безопасности, методы испытаний, требования к маркировке, а также к испытательному топливу для испытаний отопительных приборов на твердом топливе. ГОСТ 33014-2014 (EN 12815:2005) не распространяется на отопительные приборы с механической подачей топлива из топливного бункера, а также на приборы, оборудованные вентиляторами для подачи воздуха на горение.

ГОСТ IEC 60947-1-2014 «Аппаратура распределения и управления низковольтная. Часть 1. Общие правила» распространяется на низковольтные аппараты распределения и управления (аппараты), предназначенные для эксплуатации в электрических цепях номинальным напряжением до 1000 В переменного тока или до 1500 В постоянного тока. В область его применения не входят низковольтные комплекты устройства распределения и управления, охватываемые стандартами серии IEC 60439. Стандарт устанавливает правила и требования общего характера для аппаратов, включая: определения; характеристики; информацию, прилагаемую к аппарату; нормальные условия эксплуатации, монтажа и транспортирования; требования к конструкции и работоспособности; проверку характеристик и работоспособности.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO):

ISO 10656:2016 «Оборудование для контактной сварки. Трансформаторы. Встроенные трансформаторы для сварочных пистолетов» (принят 01.05.2016).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC TS 61400-26-3:2016 «Системы ветроэнергетические. Часть 26-3. Доступность для ветровых электростанций» (принят 09.08.2016).

IEC 62855:2016 «Электростанции атомные. Ветроэнергетические системы. Анализ ветроэнергетических систем» (принят 30.08.2016).

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; 269 68 82



Осень в Минске

Фото Геннадия Королева



7-10.02.2017

**Беларусь, Минск,
ул .Я. Купалы, 27,
Национальный
выставочный центр**

20-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОНИКА

17-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

ЭЛЕКТРОТЕХ. СВЕТ

При поддержке:

Министерства промышленности Республики Беларусь
Ассоциации промышленных энергетиков "БелАПЭ"



Организатор:



МИНСКЭКСПО

220035, Минск, Беларусь
ул.Тимирязева, 65

тел.: +375 17 226 98 88

+375 17 226 91 96

факс. +375 17 226 91 92

Email: sveta@minskexpo.com

bta@minskexpo.com

www.minskexpo.com

ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ:
GENERAL INFORMATION PARTNERS:

**Энергия и
Менеджмент**
ЖУРНАЛ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКОВ

WEB-ENERGO.by
ПОРТАЛ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКОВ

**ENERGO
BELARUS**

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНТЕРНЕТ-ПАРТНЕР:
GENERAL INTERNET-PARTNER:

elec.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:
INFORMATION PARTNER:

**Энергетическая
Стратегия**

ЗАО МИНСКЭКСПО УНН 100094846