

УВАЖАЕМЫЕ РАБОТНИКИ И ВЕТЕРАНЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА! ДОРОГИЕ КОЛЛЕГИ!

От имени Министерства энергетики Республики Беларусь и от себя лично поздравляю вас с Днем энергетика, Новым годом и Рождеством!



Все мы принадлежим к замечательному братству профессионалов, посвятивших свою жизнь важному и благородному делу – развитию энергетической сферы государства, от устойчивого функционирования которой зависят конкурентоспособность экономики, энергетическая безопасность страны и благополучие ее граждан.

Уходящий 2017 год еще раз подтвердил, что масштабная модернизация Белорусской энергосистемы достигла запланированных результатов. Сегодня потребители не испытывают недостатка в электрической и тепловой энергии, нет перебоев в снабжении природным и сжиженным газом. Беларусь выступает надежным партнером в области транзита энергоносителей и достигла самых высоких на постсоветском пространстве показателей в области рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

Значимым вкладом в инновационное развитие энергетической сферы республики стал ввод в этом году двух самых мощных в стране гидроэлектростанций – Полоцкой (21 МВт) и Витебской (40 МВт), высокоэффективного парогазового блока на Гомельской ТЭЦ-1 (35 МВт), подстанции 330 кВ «Поставы» и других объектов, построенных с использованием современных технологий. Главными приоритетами сегодняшнего дня остаются сооружение Белорусской АЭС и реализация мероприятий по ее интеграции в Белорусскую энергосистему. Успешное завершение этих проектов станет существенным шагом на пути повышения энергетической независимости республики.

За высокими достижениями стоит системная работа организаций и предприятий, самоотверженный труд работников отрасли, каждый день делом подтверждающих высокий уровень своей квалификации и преданность профессии. Благодарю за ваш ежедневный вклад, от которого во многом зависит завтрашний день страны. Вам доверено решение непростых задач, и не только в сфере технического обновления, но и в области совершенствования организационной структуры, повышения кадрового потенциала, внешнеэкономического развития с учетом формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза.

Особую благодарность выражаю нашим ветеранам – людям, которые посвятили себя ответственному делу развития энергетики и на протяжении многих лет добросовестно выполняли свои профессиональные обязанности. Низкий поклон тем, кто беззаветно служил энергосистеме и отдал ей плодотворнейшие годы своей жизни.

От всей души поздравляю всех работников и ветеранов топливно-энергетического комплекса республики с профессиональным праздником, Новым годом и Рождеством! Мира и здоровья вам, успехов в достижении поставленных целей, семейного благополучия, творческих и личных удач, душевного равновесия и праздничного настроения!

**Министр энергетики
Республики Беларусь**

A stylized handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke at the bottom.

В.Н. Потупчик

ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ, УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

От имени государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» и от себя лично сердечно поздравляю работников и ветеранов Белорусской энергосистемы с профессиональным праздником – Днем энергетика, с Новым годом и Рождеством!



Используя богатейший технический и интеллектуальный потенциал объединения, опыт предшествующих поколений и новейшие разработки, наш многотысячный коллектив направляет максимальные усилия на развитие отрасли, смело берется за самые сложные проекты и успешно их реализует. В этом году мы завершили реконструкцию Гомельской ТЭЦ-1 с применением современных парогазовых технологий, ввели в эксплуатацию Полоцкую и Витебскую ГЭС. Каскад современных мощных гидроэлектростанций на Западной Двине станет украшением Белорусской энергосистемы. Завершено строительство одного из ключевых объектов проекта выдачи мощности Белорусской АЭС – подстанции «Поставы», а также ряда пусковых комплексов. Введены в эксплуатацию сотни километров новых и реконструированных электрических и тепловых сетей.

Предприятия объединения обладают бесценным опытом решения технологических задач разной сложности и безупречной деловой репутацией. Нам удалось сохранить многолетние традиции ответственного отношения к труду, что позволяет работникам ГПО «Белэнерго» обеспечивать неизменно высокий уровень надежности и качества энергоснабжения. Показателями успешного развития наших предприятий являются внедрение высокотехнологичных инноваций, расширение географии сотрудничества, повышение уровня обслуживания потребителей. Конкурентоспособность наших кадров подтверждают результаты проведенных в этом году республиканских и международных соревнований профессионального мастерства, межсистемных противоаварийных тренировок и учений.

Мы сохранили лидирующие среди стран СНГ позиции в рейтинге Всемирного банка по индикатору «Подключение к системе электроснабжения».

Безусловно, достичь таких результатов было бы невозможно без профессионализма, личной ответственности каждого работника и сплоченности всей нашей команды. Уверен, что сочетание эффективной системы управления, продуманной стратегии развития, своевременности принятия решений, мастерства и опыта людей будет и впредь способствовать общей стабильной и слаженной работе.

Особую признательность хочу выразить ветеранам-энергетикам. Объединение может гордиться своей историей и традициями, опираясь на которые мы можем сообща решать непростые задачи сегодняшнего дня и уверенно смотреть в будущее. Энергичные и инициативные специалисты энергосистемы находят новые возможности для роста, обеспечивая реализацию смелых идей и важных проектов, стимулируя непрерывное движение вперед, к новым вершинам.

Желаю всем нам, коллеги, дальнейшей плодотворной и безаварийной работы, сохранения высоких темпов развития, успешного воплощения намеченных планов. И пусть проекты будут перспективными, начинания – удачными, а сотрудничество – эффективным. Пусть в наступающем новом году нас ожидают не менее значимые успехи во всех сферах деятельности, весомые результаты в работе, яркие эмоции и счастливые события. Примите искренние пожелания здоровья, благополучия и неиссякаемой энергии! С праздником!

**Генеральный директор
ГПО «Белэнерго»**

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, connected strokes.

Е.О. Воронов

УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ, ДРУЗЬЯ, ВЕТЕРАНЫ ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!



От имени аппарата управления Государственного производственного объединения по топливу и газификации «Белтопгаз» и от себя лично сердечно поздравляю вас с Новым годом и Рождеством!

Подводя итоги деятельности объединения за 2017 год, мы можем гордиться вкладом работников газоснабжения и торфяной промышленности в развитие топливно-энергетического комплекса республики. Благодаря ответственному и результативному труду организаций, входящих в состав объединения, выполнены все показатели эффективности.

Сегодня Беларусь сохраняет лидирующие позиции среди стран СНГ по развитию газоснабжения: уровень газификации квартир природным газом в республике превысил 76 %. В этом году в рамках реализации Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2016–2020 годы введено в эксплуатацию 127 км подводных газопроводов к сельским населенным пунктам. Такие высокие показатели достигнуты благодаря продуманной политике государства в области газоснабжения.

Динамично развивается торфяная промышленность, занимающая особое место в ТЭК республики. Благодаря активному строительству площадей для добычи торфа, постоянному обновлению технической базы специалисты торфяной отрасли и в этом году обеспечили качественные темпы уборки сырья и производства торфяного топлива. По итогам работы в сезон добычи 2017 года организациями объединения добыто 2118 тыс. т торфа (108,5 % от плана), построено 565 га новых площадей.

Несмотря на непростые условия, строительными организациями ГПО «Белтопгаз» освоено подрядных работ в объеме порядка 60 млн руб. В целом по строительным организациям объединения темп роста объема подрядных работ составил 120 % к 2016 году.

Совершенствование структуры проектных институтов и внедрение передовых методов проектирования позволили значительно повысить эффективность производства научно-

технической продукции, включая газовое оборудование, сформировать серьезный кадровый и интеллектуальный потенциал, позволяющий нашим специалистам выполнять проекты любой сложности и занимать лидирующие позиции на отечественном рынке.

Сегодня в структуре ГПО «Белтопгаз» успешно трудится более 28 тыс. человек. Многие работники удостоены государственных и правительственных наград, престижных национальных премий, в том числе за достижения в области качества. Хочу выразить признательность каждому представителю организаций газовой и топливной промышленности за достойное выполнение профессионального долга в уходящем году.

Особой благодарности заслуживают ветераны отрасли. Мы понимаем, что за сегодняшними достижениями стоит тяжелейший труд первопроходцев. Наш долг – в будущем сохранить их бесценный опыт, приумножить знания и вывести работу отрасли на новый качественный уровень.

В 2018 году перед работниками газоснабжения и топливной промышленности стоят масштабные задачи по дальнейшей модернизации производственных процессов, внедрению новых энергоэффективных технологий и оборудования, обеспечению конкурентоспособности продукции и повышению эффективности работы отрасли в целом. И я уверен, что эти задачи будут успешно решены.

Желаю вам новых трудовых успехов, реализации самых смелых проектов и идей, весомых достижений в укреплении и развитии газовой и топливной промышленности страны.

Пусть новый год принесет в ваши дома радость, достаток и уют. Крепкого здоровья, счастья и благополучия вам и вашим близким!

**Генеральный директор
ГПО «Белтопгаз»**

Л.И. Рудинский

Учредитель
**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Каранкевич В.М.	первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, заведующий 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 БГАТУ
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	6
Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика	10

ПРИОРИТЕТЫ

Закревский В.А., к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь, председатель Целевой группы экспертов «Увеличение инвестиций в энергоэффективность» Программы Европейского союза EU4Energy	
Беларусь привержена принципам Договора к Энергетической хартии	14
Ковалев В.В., заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» по торфяной промышленности	
Торфяная отрасль прочно встала на ноги	17

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Горовой В.В., заместитель начальника отдела учета и качества электроэнергии – заведующий группой АСКУЭ РУП «Белэнергосетьпроект»	
Особенности проектирования АСКУЭ электроэнергетических объектов. Часть 2	20
Филазафович В.И., руководитель группы топливоиспользования ТНЦ филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнергоремналадка», Дубровенский А.Н., ведущий инженер-программист, Квандель С.В., инженер по наладке тепломеханического оборудования	
Расчет технико-экономических показателей парогазового энергоблока, работающего по сбросной схеме	24
Цуран И.В., начальник сектора эксплуатации распределительной электрической сети УЭЭС ГПО «Белэнерго»	
Инструмент оценки бесперебойности электроснабжения	28

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Рыков А.Н., к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром», Коврей С.А., м.э.н., главный специалист ПТО	
Актуальные вопросы проектирования и строительства объектов топливно-энергетического комплекса	30

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Герман М.А., главный государственный инспектор Республики Беларусь по энергетическому надзору – начальник отдела государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Минэнерго	
Энергонадзор. Главный приоритет работы – сохранение жизни и здоровья людей	32
Гурина О.В., к.ю.н., ведущий юрисконсульт филиала «Энергонадзор» РУП «Брестэнерго»	
Госэнергонадзор в условиях реформирования электроэнергетики	35

В блокнот главного энергетика

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго», Шугаев В.В., государственный инспектор Кормянской РЭИ Жлобинского МРО	
Выбор, установка и эксплуатация манометров в системах теплоснабжения потребителей	39



ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Инициатива Европейского союза EU4Energy для ВИЭ	41
Инновации. Образование. Энергоэффективность.....	42
Современные тренажеры для повышения уровня подготовки кадров в энергетической сфере	42
Обсуждены актуальные вопросы проектирования, возведения и эксплуатации ВЛ 35–750 кВ.....	43

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Шпунтов Г.Г., начальник отдела УМО учебно-тренировочного центра Белорусской АЭС	
Эволюция газоохлаждаемых реакторов.....	44

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Мазурек Ю.А., заместитель начальника центральной заводской лаборатории ОАО «МЭТЗ им. В.И. Козлова»	
Дистанционное определение места повреждения ВЛ: от фиксирующих приборов до нейронных сетей	48

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И ОПЫТ

Авчинников А.Б., старший преподаватель Международного государственного экологического института им. А.Д. Сахарова БГУ	
Перспективы развития мировой энергетики.....	51

ПРАВО

Каменков В.С., д.ю.н., профессор, заведующий кафедрой финансового права и правового регулирования хозяйственной деятельности БГУ, заместитель председателя ОО «Белорусский республиканский союз юристов»	
Источники энергетического права, применяемые в судебной практике.....	55
Новости законодательства.....	58

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Телюк Е.Л., начальник отдела режимной автоматики и электрических систем РУП «Белнипиэнергопром», Дмитроченков В.Г., главный технолог отдела	
Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов.....	61
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.45.101-17	
Национальный фонд ТНПА – энергетике	63
Перечень статей, опубликованных в 2017 году	64

Издается с января 2008 года

Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Газоснабжение и торфяная промышленность

Возобновляемая и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

Редакция:

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Редакторы	Моисеева Е.Н. Товмасын А.М.
Компьютерный дизайн и верстка	Яценко О.А.
Корректор	Лемехова Д.Д.
Реклама	Бричкалевич А.А.

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@energystrategy.by
2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

Публикуемые материалы отражают мнение их авторов. Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов. Перепечатка информации допускается только с разрешения редакции.

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография». 230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4. ЛП №02330/39 до 29.03.2019.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 27.12.2017 г., формат 60х90%, тираж 1650 экз., заказ № .

ТЭК БЕЛАРУСИ

Итоги работы организаций, входящих в систему Министерства энергетики, за 9 месяцев

Энергоснабжение

Выработано электроэнергии (без блок-станций) – 21,9 млрд кВт·ч;
импортировано – 2,5 млрд кВт·ч.

Общее потребление электроэнергии – 26,9 млрд кВт·ч.
Отпущено тепловой энергии – 23,4 млн Гкал.

Удельный расход топлива:

– на отпуск электроэнергии – 236,8 г у.т./кВт·ч;
– на отпуск теплоэнергии – 167,00 кг/Гкал.

Технологический расход на транспортировку в сетях:

– электроэнергии – 8,27 %;
– теплоэнергии – 9,61 %.

Реализованы проекты

- Строительство Полоцкой ГЭС на р. Западная Двина (21,66 МВт).
- Строительство Витебской ГЭС на р. Западная Двина (40 МВт).
- Реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35 с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины (31,3 МВт).



- Реконструкция подстанции 330/110/10 кВ «Минск-Северная» с заходами ВЛ-110 кВ Минского района. 1-я очередь. 1-й и 2-й пусковые комплексы.
- 11-й, 13-й и 15-й пусковые комплексы объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой».

Осуществлена замена 107,3 км тепловых сетей.
Построено и реконструировано 915,9 км электрических сетей напряжением 0,4–330 кВ.

Газоснабжение

Объем поставки природного газа потребителям республики составил 12,8 млрд м³.

Реализовано 53,6 тыс. т сжиженного углеводородного газа.

Введено в эксплуатацию 63,4 км подводящих газопроводов к сельским населенным пунктам.

Торфяная промышленность

Добыто 2 млн 118 тыс. т торфа.

Произведено 727,6 тыс. т топливных торфяных брикетов и топливной торфяной сушенки.

Поставлено на внутренний рынок 658,7 тыс. т топливных торфяных брикетов и топливной торфяной сушенки.

Экспорт топливных торфяных брикетов составил 63 тыс. т.





Состоялось 51-е заседание Электроэнергетического совета СНГ



Белорусская делегация на 51-м заседании ЭЭС СНГ

Белорусская делегация под руководством Министра энергетики В.Н. Потупчика 4 ноября приняла участие в 51-м заседании Электроэнергетического совета СНГ, которое состоялось в г. Ташкенте (Узбекистан). В состав белорусской делегации вошли также генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов и генеральный директор РУП «ОДУ» Д.В. Ковалев.

Участники заседания отметили необходимость оперативной координации параллельной работы энергосистем

СНГ в части регулирования и управления межгосударственными перетоками, технического обеспечения надежного функционирования энергосистем. В целях решения этих задач Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ разработано около 20 документов, определяющих основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.

Участники заседания обсудили также итоги подготовки энергосистем государств Содружества к работе в осенне-зимний период 2017/2018 годов, рассмотрели и утвердили ряд документов, в том числе проект Концептуальных подходов технического регулирования и стандартизации в области электроэнергетики в рамках СНГ, проект Методики контроля качества электрической энергии, перемещаемой по межгосударственным линиям электропередачи, проект Плана работы Рабочей группы по метрологическому обеспечению электроэнергетической отрасли СНГ на 2018–2020 годы и др.



В ходе 51-го заседания ЭЭС СНГ, г. Ташкент (Узбекистан), 4 ноября

Беларусь рассчитывает на успешные результаты миссий МАГАТЭ

Делегация Министерства энергетики Беларуси приняла участие в Министерской конференции МАГАТЭ «Ядерная энергетика в XXI веке», которая состоялась 30 октября – 1 ноября в г. Абу-Даби (ОАЭ).

Участники конференции обсудили пути развития ядерной энергетики, отметили ее важную роль в продвижении «зеленого» направления в экономике. В настоящее время на атомные электростанции приходится 11 % вырабатываемой электро-

энергии в глобальном масштабе. Это треть всей электроэнергии, получаемой из низкоуглеродных источников.

В ходе конференции было отмечено, что Беларусь рассчитывает на успешные результаты предстоящих оценочных миссий МАГАТЭ. В 2018 году страна примет оценочную миссию Агентства по аварийной готовности и реагированию, а ближе к вводу в действие первого энергоблока Белорусской АЭС – миссии по эксплуатационной безопасности станции и по интегрированной оценке ядерно-энергетической инфраструктуры.

Генеральный директор МАГАТЭ Юкия Аmano в ходе конференции дал высокую оценку реализации проекта по строительству АЭС, в том числе в области создания инфраструктуры. Он отметил, что Беларусь – одна из самых передовых стран среди стран – новичков в ядерной энергетике и реализует свой проект с учетом всех требований к вопросам ядерной безопасности.



Выступление генерального директора МАГАТЭ Юкия Аmano на Министерской конференции МАГАТЭ, г. Абу-Даби, 1 ноября

Беларусь планирует отказаться от импорта электроэнергии с 2018 года

Максимальный объем импортируемой электроэнергии в истории развития Белорусской энергосистемы достигал 7,8 млрд кВт·ч в год. В 2017 году этот показатель, по предварительным данным, составил 2,7 млрд кВт·ч. В следующем

году от импорта решено отказаться. Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик отметил: «Здесь нет никакой политики. Россия была и остается главным стратегическим партнером для Беларуси. Решение отказаться от импорта электроэнергии носит чисто экономический характер».

Министр констатировал, что реализация двух масштабных программ модернизации Белорусской энергосистемы позволила повысить эффективность ее работы. В частности, удельный расход топлива на производство электроэнергии в 2017 году составил порядка 230 г у.т./кВт·ч. Затраты на производство электроэнергии только за последние 5 лет снизились на 30 %, что позволяет сохранить предельно низкие тарифы на электрическую и тепловую энергию для населения и более чем на 15 % снизить тарифы для реального сектора экономики.

Завершена масштабная модернизация диспетчерского центра РУП «ОДУ»

В текущем году РУП «ОДУ» успешно реализовало проект «Реконструкция диспетчерского щита главного диспетчерского пункта Белорусской энергосистемы», которым был предусмотрен переход на использование новых технологических решений в части применения систем отображения диспетчерской информации. Проектирование объекта было выполнено РУП «Белэнергосетьпроект», в качестве подрядной организации выступило ОАО «Электроцентрмонтаж».

В ходе реконструкции диспетчерский центр РУП «ОДУ» был оснащен видеостеной, состоящей из 21 видеокуба с диагональю 80 дюймов.

Архитектурно вся система коллективного отображения выглядит как единая изогнутая видеоповерхность, смонтированная на стапеле. Система оптической передачи видеосигнала связывает кубы с парой видеоконтроллеров, каждый из которых формирует на стене единое изображение, независимо друг от друга, тем самым обеспечивая надежность и непрерывность выдачи информации. Видеоконтроллеры представляют собой специализированные серверные системы, присоединенные к оперативно-информационному диспетчерскому комплексу. Это позволяет свободно управлять изображением на видеостене и выводить необходимую информацию в привычном для пользователей компьютеров режиме.



Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик в обновленном диспетчерском пункте Белорусской энергосистемы

Современный этап развития оперативно-диспетчерского управления характеризуется резким ростом информационного потока, использованием информационных технологий и повышенными требованиями к скорости принятия решений диспетчером.

Беларусь улучшила свои позиции в рейтинге Всемирного банка

31 октября опубликован очередной отчет Всемирного банка «Ведение бизнеса – 2018». В целом Беларусь заняла в рейтинге 38-ю позицию среди 190 государств, при этом по показателю «Подключение к системе электроснабжения» позиция страны по отношению к передовому опыту улучшилась на 0,03 процентного пункта и составила 86,04 процентного пункта. По этому индикатору Беларусь по-прежнему входит в первую тридцатку стран, занимая в рейтинге одну из лучших позиций на постсоветском пространстве – 25-е место из 190 стран (4 процедуры, временные затраты – 105 дней, стоимость – 110 % от дохода на душу населения, по индексу надежности электроснабжения и прозрачности тарифов – максимальные 8 баллов).

Дан новый импульс развитию белорусско-российского сотрудничества в сфере энергетики

5–8 декабря состоялся визит белорусской делегации под руководством Министра энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчика во Владимирскую область (Российская Федерация). В ходе визита обсуждались вопросы, связанные с активизацией регионального взаимодействия в области энергетики, в том числе в газовой и торфяной отраслях, а также в сферах АПК, ЖКХ, строительства, инфраструктуры и др.



В ходе встречи с губернатором Владимирской области С.Ю. Орловой

По итогам заседания Рабочей группы по сотрудничеству между Республикой Беларусь и Владимирской областью был подписан План мероприятий по реализации Соглашения между администрацией Владимирской области и Правительством Республики Беларусь о торгово-экономическом, научно-техническом и социально-культурном сотрудничестве на 2018–2020 годы.

На втором энергоблоке Белорусской АЭС установлен корпус реактора

2 декабря на втором энергоблоке Белорусской АЭС установлен в проектное положение корпус реактора. Это одно из ключевых событий на этапе сооружения энергоблока и отправная точка для начала монтажа основного оборудования первого контура.

Установка осуществлялась в два этапа. Корпус реактора общим весом более 330 т, длиной 11 м и диаметром 4,5 м был поднят на транспортный портал и на специальной тележке по рельсам перемещен внутрь гермозоны. Затем с помощью



Первый этап установки корпуса реактора второго энергоблока БелАЭС

полярного крана корпус был установлен на опорное кольцо в шахту реактора.

Специалисты отмечают, что установка корпуса в проектное положение относится к одной из сложнейших операций на этапе строительства и требует особой тщательности исполнения. На опорное кольцо приходится вся весовая нагрузка, поэтому допустимое отклонение при совмещении осей корпуса реактора и опорного кольца составляет всего один миллиметр.

Газифицирован последний рабочий поселок республики

14 декабря состоялась церемония торжественного пуска природного газа в рабочем поселке Татарка Осиповичского района Могилевской области. В мероприятии принял участие Министр энергетики В.Н. Потупчик.

Рабочий поселок Татарка стал последним из 7 рабочих поселков республики, в который пришел природный газ. Проект по строительству газопровода высокого давления выполнен в рамках реализации Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2016–2020 годы и является примером успешного сотрудничества Министерства энергетики и Могилевского облисполкома.

Строительство газопровода завершено на один календарный месяц раньше, чем предусмотрено нормами. Заказчиком выступило РУП «Могилевоблгаз», проектные работы выполнены ГП «НИИ Белгипротопгаз». Впервые в практике



Зажжение символического факела в честь газификации рабочего поселка Татарка Осиповичского района

газификации в республике при строительстве объектов газораспределительной системы применено новое техническое решение – монтаж шкафного распределительного пункта в наземном исполнении.

На Минской ТЭЦ-4 внедрен программный комплекс «Регистратор аварийных ситуаций»

На турбоагрегате ПТ-60 ст. № 1 Минской ТЭЦ-4 завершено внедрение программно-технического комплекса «Регистратор аварийных ситуаций». Продукт создан в рамках ГНТП «Разработка и освоение методов, технологий, оборудования и систем, обеспечивающих эффективное и устойчивое функционирование топливно-энергетического комплекса Республики Беларусь». Комплекс дает возможность оперативно и достоверно выявить источники аварийных ситуаций, предпринять корректирующие и предупреждающие действия. Также использование регистратора в будущем позволит установить первопричину возникновения и характер протекания аварии, повысить технологическую дисциплину и квалификацию персонала, сократить простой оборудования и затраты на послеаварийный ремонт.

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

ПОЗДРАВЛЯЕМ!



Энергетики отмечены государственными наградами

Указом Президента Республики Беларусь от 18 декабря 2017 года № 451 «О награждении» почетное звание «Заслуженный энергетик Республики Беларусь» присвоено генеральному директору РУП «Гродноэнерго» В.В. Шатернику, медалью «За трудовые заслуги» награждены: В.Н. Козленков – электрогазосварщик Дятловского района газоснабжения филиала «Слонимское производственное управление» УП «Гроднооблгаз»; К.И. Карпович – слесарь по обслуживанию и ремонту газоиспользующего оборудования филиала «Волковысское производственное управление» УП «Гроднооблгаз»; А.В. Киселев – электрослесарь по ремонту распределительных устройств Высоковольного района электрических сетей филиала «Гродненские электрические сети» РУП «Гродноэнерго»; В.П. Стояков – директор ПСДТУ РУП «Гродноэнерго»; В.С. Фисюк – директор ПТУП «Гефест-техника».

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ФАКТЫ. ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА

Станут ли США лидером на нефтяном рынке?

Ожидаемый рекордный рост добычи сланцевой нефти в США и будущее мировое лидерство Америки на нефтяном рынке поставлены под сомнение. Аналитики Массачусетского технологического института считают, что технологический прорыв, на котором строятся оптимистичные американские прогнозы, переоценен и перспективы сланцевой революции в США не столь радужны.



Исследователи МТИ выяснили, что рост производства нефти и газа в последние годы объясняется не технологическим прогрессом, а тем, что американские компании старались разрабатывать наиболее перспективные участки. Это давало им возможность наращивать добычу даже в условиях низких цен на нефть. По мнению экспертов, официальный прогноз по США основан на завышенных данных, и его неточность будет возрастать год от года по мере исчерпания лучших месторождений. Предполагается, что реальное производство нефти и газа в США к 2020 году будет отставать от прогноза более чем на 10 %.

Есть и другие факты, которые говорят о том, что представления о технологическом прорыве в сфере добычи сланцевых энергоресурсов раздуты. Производители сланцевой нефти в США пока наращивают задолженность, при этом рентабельность многих очень невысока. Еще в 2016 году из-за низкой рентабельности проектов рынок покинуло много небольших предприятий. В конце ноября глава американской компании CopocoPhillips заявил, что даже не будет рассматривать сланцевый проект, если он не может быть прибыльным при \$ 50 за баррель. Кроме того, компания продала месторождение по разработке нефтяных песков в Западной Канаде и два нефтяных месторождения в США. О продаже своих предприятий по добыче сланцевой нефти ранее заявили также Royal Dutch Shell и Statoil. В Европе и на других континентах, например в Австралии, интерес к сланцевым проектам у крупных и даже у ряда небольших нефтяных компаний заметно упал.

Добыча нетрадиционной нефти по-прежнему дороже, чем обычной, при этом сланцевые месторождения намного быстрее исчерпываются. По прогнозам МЭА и ОПЕК, как минимум в 2018 году добыча сланцевой нефти в США все еще

будет влиять на нефтяной рынок. Однако здесь многое зависит от мирового спроса на нефть и от того, смогут ли новые технологии уравнивать себестоимость добычи барреля сланцевой и традиционной нефти.

Технологии хранения энергии тормозят снижение стоимости чистой энергии

Согласно исследованиям консалтинговой компании Lazard, несмотря на продолжающееся падение цен на энергию, получаемую из возобновляемых источников, темпы этого снижения постепенно тормозятся дороговизной технологий хранения энергии. Это сильно замедляет развитие зеленой энергетики и сводит на нет преимущество низкой цены чистой энергии, повышая ее стоимость почти в 5 раз.

В течение последних 8 лет цена электроэнергии ежегодно снижалась на 15,5 % для солнечной и на 13 % – для энергии ветра, причем наибольшее снижение зафиксировано в первой половине этого периода. В текущем году падение цены электроэнергии из ВИЭ оценивают в 9 % для солнечной и в 4 % – для ветроэнергии.



Но достоинство низкой стоимости энергии пропадает, когда при высоком уровне ее выработки приходится закупать технологии ее хранения. Дополнительная установка аккумулятора и обратного преобразователя с системой 10-часового хранения энергии увеличивает стоимость солнечной энергии с \$ 46–53 до \$ 82 за 1 МВт·ч. Анализ Lazard показывает, что стоимость сохраненной энергии может достигать \$ 250 за 1 МВт·ч. В то же время электроэнергия, получаемая при сжигании угля или природного газа, обходится в \$ 60 и \$ 68 за 1 МВт·ч соответственно.

Благодаря инженерным решениям и экономическим изменениям стоимость технологий хранения возобновляемой энергии будет постепенно снижаться. В частности, по прогнозам Lazard, литий-ионные батареи будут дешевле примерно на 8,5 % в год в течение ближайших 5 лет.



Бразилия отказалась присоединиться к сделке «ОПЕК+»

Бразилия не готова стать непосредственным участником сделки «ОПЕК+». Официальные представители страны отвергли сделанное им на неформальном уровне предложение о присоединении к соглашению, ограничивающему суммарный объем добычи нефти. Бразилия считает, что не может пойти на ограничение добычи. В настоящее время на ее территории производят 2,65 млн барр. сырья в день. По официальной информации, озвученной национальным финансовым регулятором Бразилии, к 2027 году данный показатель может вырасти в два раза и составить порядка 5 млн барр. в сутки.



Срок действия соглашения о суммарном снижении объема добычи нефти, которое заключили в конце прошлого года страны ОПЕК, истекает в конце марта следующего. В соответствии с положениями достигнутой договоренности участникам пакта нужно обеспечить сокращение объема производства «черного золота» на 1,8 млн барр. в день в сравнении с уровнем, который был зафиксирован в октябре 2016 года.

В Японии одобрили перезапуск двух реакторов старой АЭС

В Японии одобрили перезапуск третьего и четвертого реакторов АЭС «Ои». Это важное для энергетики страны решение принял губернатор префектуры Фукуи, на территории которой находится станция. При принятии решения учитывалось мнение жителей префектуры, администрации, правительства страны и специалистов по атомной энергетике. Возобновить работу двух энергоблоков компания Kansai Electric Power рассчитывает в январе и марте следующего года.

Этому будут предшествовать дополнительные проверки на безопасность, и только потом начнется загрузка топливных стержней. До аварии на АЭС «Фукусима-1» в 2011 году атомные электростанции вырабатывали до 30 % всей электроэнергии в Японии. Затем основная нагрузка легла на тепловые станции.

Продлен срок эксплуатации энергоблока № 3 Запорожской АЭС

Государственной инспекцией ядерного регулирования Украины выдана лицензия на продление срока эксплуатации энергоблока № 3 Запорожской АЭС на 10 лет. 6 ноября после 264 суток всеобъемлющего среднего ремонта, в течение которого были выполнены все мероприятия по продлению срока эксплуатации и повышению уровня безопасности, энергоблок был подключен к сети. Ведется набор мощности.

Запорожская АЭС была первой атомной электростанцией, которая продлила срок эксплуатации энергоблока с реакторной установкой В-320. Теперь, с пуском третьего, половина энергоблоков АЭС работает в сверхпроектный срок.



Согласно заявлению пресс-службы Запорожской АЭС, проведенные на энергоблоке работы соответствуют международным стандартам МАГАТЭ в сфере ядерного регулирования, а также общемировому опыту эксплуатации ядерных установок в сверхпроектный срок.

Энергоблок Нововоронежской АЭС вошел в тройку лучших атомных установок мира

Инновационный энергоблок Нововоронежской АЭС с реактором ВВЭР-1200 вошел в тройку лучших атомных установок мира по версии одного из наиболее влиятельных и авторитетных международных профессиональных изданий в области энергетики – журнала «Power» – и стал победителем в номинации «Лучшие станции» («Top Plants»). В тройку победителей вошли также АЭС «Колумбия» (США) и АЭС «Рингхальс» (Швеция).

Издание отмечает, что энергоблок ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС основан на новейших достижениях и разработках, которые соответствуют всем постфукусимским требованиям безопасности. Он является первым и единственным в своем роде за счет уникального сочетания активных и пассивных функций безопасности.



Инновационный блок № 6 НВАЭС с самым мощным на сегодняшний день реактором – ВВЭР-1200 поколения «3+» – был введен в промышленную эксплуатацию в феврале текущего года. Энергоблок является референтным для новых станций не только в России, но и за рубежом и обладает тремя ключевыми преимуществами: он высокопроизводителен, долговечен и безопасен.

В 2016 году в номинации «Лучшие станции» также победил российский проект атомного энергоблока с уникальным реактором на быстрых нейтронах БН-800 Белоярской АЭС, а проектами 2014 года, по версии другого авторитетного американского журнала – «Power Engineering», были названы достроенный первый блок иранской АЭС «Бушер» и блок № 1 индийской АЭС «Куданкулам». На этих энергоблоках работают российские реакторы на тепловых нейтронах ВВЭР-1000.

Кто выиграет битву за азиатский рынок СПГ?

Мир оказался на пороге новой конкурентной битвы. В России, США, Канаде, Австралии и в странах Восточной Африки запускают или запускают в ближайшие годы новые мощные проекты по производству СПГ. Большая их часть ориентирована на Азию, где самая высокая цена на сжиженный газ. К 2020 году производители только России, США, Австралии и Катара обещают поставить на рынок дополнительные 165 млрд м³ (120 млн т) СПГ. Между тем Азия не сможет «проглотить» его новый объем, и в Азиатско-Тихоокеанском регионе развернется жесткая конкуренция.

По данным экспертов, вне конкуренции находится Катар. К 2020 году Доха планирует увеличить экспорт СПГ с 77 до 100 млн т (138 млрд м³) за счет освоения месторождения Северное. За второе место соперничают проекты в России и США. Россия предполагает экспортировать ежегодно около 23 млрд м³ (16,5 млн т) сжиженного газа, произведенного в рамках проекта «Ямал СПГ». Кроме того, в РФ уже действует проект «Сахалин-2», который ежегодно экспортирует около 17 млрд м³ (12 млн т) СПГ.

Итальянская Eni начала освоение морского месторождения с запасами в 450 млрд м³. Австралия планирует нарастить экспорт СПГ к 2020 году до 121 млрд м³ (88 млн т); 27 млрд м³ газа (21 млн т) должны принести три новых проекта компаний Chevron, Shell и Inpex Corp. При этом австралийский СПГ будет одним из самых дорогих.



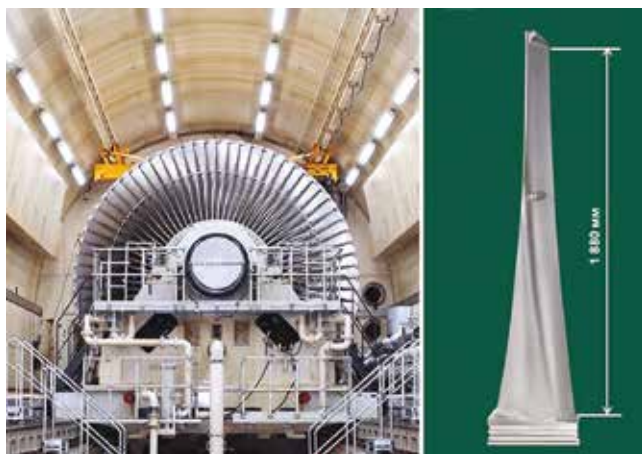
Что касается канадских проектов производства СПГ, то их экономика определяется относительно большими расстояниями между месторождениями и терминалами, сложностью получения экологических согласований на строительство газопроводов, регуляторной и налоговой политикой, недостаточностью человеческого ресурса.

Эксперты считают, что катарские объемы дешевы, но ограничены, поставки из США (крупные объемы) и России (ограниченные объемы) выглядят наиболее конкурентными. Лучшими из остальных крупных источников снабжения СПГ являются проекты в Восточной Африке. Проекты именно этих стран будут существенно влиять на стоимость этого вида топлива, делают вывод эксперты.

Они также считают, что рынок газа в Азии могут изменить не новые поставки СПГ, а приход российского трубопроводного газа в 2019 году. «Сила Сибири» даст возможность ежегодно экспортировать в Китай порядка 38 млрд м³ голубого топлива. Кроме того, сейчас изучается возможность строительства газопровода от Сахалина до японского острова Хоккайдо.

Создана самая большая в мире турбина для атомных электростанций

Не так давно специалисты японской компании Mitsubishi Hitachi Power Systems, Ltd. (MHPs) закончили вибрационные испытания последней ступени паровой турбины для атомных электростанций. Длина одной лопатки турбины составляет 74 дюйма (1880 мм) – это самая длинная в мире лопатка паровой турбины на сегодняшний день. Для сравнения, предыдущая модель паровой турбины компании MHPs имела лопатки длиной 54 дюйма (1375 мм). Вибрационный тест был последним шагом на пути новой турбины к промышленному производству.



Проведенные испытания, в том числе под нагрузкой при повышенном давлении пара, показали, что турбина с 74-дюймовыми лопатками полностью соответствует всем заданным параметрам и будет безопасна в эксплуатации. Такие турбины предназначены для работы как на типовых АЭС мощностью 1200 МВт, так и на станциях повышенной мощности, до 1500 МВт. Но даже при работе на ядерной энергетической установке мощностью 1200 МВт турбина с 74-дюймовыми лопатками будет вырабатывать больше электрической энергии, нежели турбина с 54-дюймовыми лопатками.

Помимо этого, новая турбина имеет более простую конструкцию: она нуждается в двух камерах высокого давления, в то время как для работы турбины с 54-дюймовыми лопатками необходимы три камеры. Это позволит строить более дешевые и простые атомные станции или упростить конструкцию существующих.

Разработана уникальная формула огнестойкого масла

Специалистами исследовательского центра ООО «РН-ЦИР», входящего в научно-проектный комплекс НК «Роснефть», разработана уникальная формула огнестойкого масла типа ОМТИ («огнестойкое масло теплотехнического института»). Этот тип масел необходим для надежной эксплуатации энергоустановок и предназначен для турбин высокой мощности.



Полученное в РН-ЦИРе огнестойкое масло не содержит канцерогенных компонентов, а по совокупности технических и химических показателей даже превосходит импортные аналоги и полностью соответствует требованиям к огнестойким маслам для атомных энергетических установок. Свойства разработанных масел позволят использовать их не только в существующих, но и в перспективных энергетических блоках АЭС.

В настоящее время специалисты центра разрабатывают безопасную технологию производства огнестойкого масла. Уже к 2020 году планируется наладить производство 700 т этого продукта в год.

В Дании впервые продемонстрировали разные автомобили с технологией V2G

Три крупнейших производителя автомобилей – Mitsubishi Motors Corporation, PSA Groupe и Nissan – объединились в рамках датского проекта Parker, чтобы продемонстрировать, как работает система зарядки автомобилей технологии V2G. Данная демонстрация этой технологии с использованием разных моделей автомобилей является самой полной и систематической из всех, которые когда-либо проводились.



В рамках проекта ведутся широкомасштабные испытания новых и уже существующих электросетевых услуг с целью изучения того, как электрические транспортные средства могут наилучшим образом обеспечить балансирование энергосистемы. Первые испытания, проведенные в рамках проекта Parker, включали такие электросетевые услуги, как регулирование частоты, поддержание напряжения и аккумулярование.

Демонстрация технологии V2G в Дании является результатом исследования, объектом которого является использование электрических автомобилей и гибридных автомобилей с подзарядкой от электросети в качестве инструмента обмена электроэнергией в обществе.

Парк транспортных средств проекта Parker включает семь зарядных станций компании Enel и четыре ультрасовременных электрических транспортных средства разных серий трех моделей. Все они были оснащены технологией V2G, позволяющей возвращать электроэнергию обратно в сеть.

Эксперты рассматривают реализацию этой технологии как воплощение широких возможностей ее продвижения в области развития интеллектуальной сети и обеспечения баланса энергосистемы, основанной на ВИЭ.

К моменту завершения проекта в 2018 году Parker сможет определить, какие сетевые услуги и технические возможности должны поддерживаться электромобилями разных моделей и какое их сочетание является наилучшим для балансирования энергосети.

В Германии установлена самая высокая в мире турбина ветрогенератора

Представители компании Max Bogl Wind объявили о завершении строительства самой высокой на сегодняшний день турбины ветрогенератора. Она установлена в районе городка Гайльдорф неподалеку от Штутгарта. Высота башни турбины составляет 178 м, а наивысшая точка траектории движения ее лопастей расположена на высоте 264,5 м. Новая турбина является первой из четырех экспериментальных турбин, которые войдут в состав одной ветроэлектростанции. Высота башен других турбин не будет превышать 155 м. Все турбины планируется оснастить одинаковыми генераторами мощностью 3,4 МВт производства американской компании «Дженерал Электрик».

Проведенные предварительные расчеты показали, что каждый дополнительный метр высоты увеличит энергетическую отдачу турбины на 1 %, так как повышение центра вращения турбины позволяет поместить ее лопасти в более стабильные потоки ветра. Это наиболее подходящий вариант в случае расположения турбин в глубине континентальной части материка. Помимо этого, большая высота уменьшает влияние на поверхность турбулентных завихрений, создаваемых лопастями.

Еще одной отличительной особенностью строящейся ветроэлектростанции является водяная система аккумулярования энергии. Она построена по классической схеме: резервуары, в которые за счет избытков вырабатываемой электроэнергии накачивается вода, расположены на 40 м выше уровня водоема, в который потом сбрасывается эта вода, вращающая лопасти гидрогенераторов. Ее объема достаточно для сохранения 70 МВт·ч, а за счет использования самых современных технологий эффективность системы значительно превышает эффективность подобных систем аккумулярования энергии, созданных ранее.

Согласно плану, экспериментальная ветровая электростанция «Гайльдорф» будет запущена в полном объеме в следующем году и сразу же начнет подавать электроэнергию в общую энергосеть страны.

Разработаны устройства для подзарядки электромобилей на дому

Специалистами компании «Россети» разработаны технические решения для установки зарядных устройств для электромобилей внутри многоквартирных домов. Это позволит потребителям не только размещать зарядные станции в непосредственной близости или внутри многоквартирных домов, заряжая свои транспортные средства прямо под окнами, но и экономить за счет более дешевого тарифа на электричество в ночные часы.



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

БЕЛАРУСЬ ПРИВЕРЖЕНА ПРИНЦИПАМ ДОГОВОРА К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ХАРТИИ

Беларусь является одним из более чем 50 государств, подписавших Договор к Энергетической хартии (ДЭХ). ДЭХ – это уникальный инструмент содействия международному сотрудничеству в энергетическом секторе, охватывающий всю энергетическую производственно-сбытовую цепочку (от разведки до конечного использования), все энергетические продукты и связанное с энергетикой оборудование, а также вопросы защиты инвестиций.

Программа международной технической помощи EU4Energy, реализуемая в Республике Беларусь под управлением Секретариата Энергетической хартии, предусматривает помощь ряду стран, включая Беларусь, в подготовке новой нормативной базы в сфере электроэнергетики, повышения энергоэффективности, развития возобновляемой энергетики и формирования энергетических рынков.



В.А. ЗАКРЕВСКИЙ,
к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь, председатель Целевой группы экспертов «Увеличение инвестиций в энергоэффективность» Программы Европейского союза EU4Energy

Беларусь подписала Международную энергетическую хартию (МЭХ) в 2015 году в г. Гааге. К МЭХ присоединились 55 стран – членов организации, а также 14 стран и организаций – наблюдателей Энергетической хартии.

МЭХ – политическая декларация, являющаяся инструментом поддержки расширения географического охвата Европейской энергетической хартии в глобальном масштабе, направленная на укрепление энергетического сотрудничества между подписавшими ее государствами и не предполагающая юридических и финансовых обязательств.

Присоединившись к МЭХ, Республика Беларусь тем самым подтвердила свою

готовность к продолжению международного сотрудничества по обеспечению мировой энергетической безопасности, способствующего максимально эффективному производству, транспортировке и использованию энергетических ресурсов на экономически обоснованной, социально приемлемой и экологически безопасной основе.

В первую очередь нас интересует техническая составляющая процесса Энергетической хартии. В условиях, когда страны Балтии планируют выйти из единого электрического кольца БРЭЛЛ, Литва призывает отказаться от электроэнергии Белорусской АЭС, а Польша вопреки экономической целесообразности из политических соображений блокирует процесс развития трансграничных соединений с Беларусью, техническая помощь Секретариата Энергетической хартии позволит Беларуси эффективнее отстаивать свои интересы в сфере межгосударственного энергообмена и расширения международного сотрудничества в области энергетики.

К сведению

Программа международной технической помощи EU4Energy была одобрена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 13 апреля 2017 года № 281. Получателями международной технической помощи определены Министерство энергетики, Министерство экономики, Государственный комитет по стандартизации и Национальный статистический комитет. Координация и контроль за реализацией проекта поручены Министерству энергетики.

Европейский опыт законодательной инициативы для развития белорусского энергетического сектора

Участие в программе EU4Energy имеет важное практическое значение для развития энергетической сферы Беларуси, так как дает возможность использования консультационной помощи европейских экспертов. Беларусь, являясь членом Евразийского экономического союза, сейчас находится в процессе форми-



INTERNATIONAL
ENERGY CHARTER
for EU4Energy



рования общих рынков энергоресурсов, в том числе рынка электроэнергии. Уже подготовлен проект Закона «Об электроэнергетике», предстоит разработать документы вторичного законодательства – правила оптового и розничного рынков электроэнергии, диспетчеризации, подключения электрооборудования потребителей к электрическим сетям. Учитывая, что ряд государств Евросоюза уже прошли процесс формирования общих рынков электроэнергии, ошибаясь и исправляя ошибки, у нашей страны есть уникальная возможность использовать лучший международный и европейский опыт законодательной инициативы, адаптировав его к особенностям Белорусской энергосистемы.

Техническая поддержка для Беларуси в 2017 году предусматривает проведение исследования инвестиционного климата для приоритетных проектов энергетической инфраструктуры, оценку рисков инвестирования в белорусскую энергетику, выявление возможных законодательных и правовых барьеров, влияющих на инвестиционную привлекательность страны, поиск путей их преодоления, а также анализ главных стимулов привлечения инвестиций со стороны предложения и спроса.

Секретариатом Энергетической хартии во взаимодействии с Министерством энергетики и иными государственными органами республики в текущем году проведена значительная работа в рамках участия нашей страны в инициативе Евросоюза EU4Energy. Основные шаги по продвижению наших интересов при реализации инициативы представлены компонентом EU4Energy Policy и направлены на оказание Беларуси поддержки в улучшении законодательного и регуляторного климата, содействия в подготовке и принятии соответствующего первичного и вторичного законодатель-

К сведению

Инициатива Европейского союза EU4Energy – международная программа, направленная на сотрудничество в энергетической сфере со странами Восточного партнерства (Армения, Азербайджан, Беларусь, Грузия, Молдова, Украина) и Центральной Азии (Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан).

ства в области традиционной энергетики, энергоэффективности и возобновляемых источников энергии. Следует выделить такое направление поддержки, как совершенствование инвестиционной политики в энергетическом секторе. Это особенно актуально в условиях планируемого в Республике Беларусь совершенствования структуры управления энергетической отраслью и системы тарифообразования, а также создания рынков электроэнергии.

Беларуси удалось создать благоприятную среду для иностранных инвестиций в энергетику страны

В течение последних лет Беларусь стремится наращивать эффективность энергетической отрасли, повышать энергетическую безопасность страны за счет диверсификации энергоисточников. Решение связанных с этим задач требует значительных внутренних и внешних инвестиций в энергетический сектор, в частности в восстановление и расширение электросетей, повышение эффективности теплоцентралей, развитие альтернативных источников и укрепление экспортных позиций.

Вопрос инвестиций в энергетику и энергоэффективность в Беларуси детально обсуждался в ходе заседания круглого стола высокого уровня «Инвестиции в энергетику и энергоэффективность в Беларуси», состоявшегося в Минэнерго

14 декабря в рамках реализации Программы международной технической помощи EU4Energy. Главным предметом обсуждения стал доклад «Оценка рисков инвестиций в энергетику», подготовленный экспертами Секретариата Энергетической хартии на основе данных о состоянии инвестиционного климата в отрасли.

В докладе инвестиционный климат Беларуси рассматривался с точки зрения развития национального инвестиционного законодательства, его мягкости и удобства для инвесторов. В частности, эксперты оценили законодательную и нормативно-правовую среду для поддержки инвестиций в энергетический сектор как умеренную, а уровень рисков как средний. Были также отмечены стремление Беларуси к повышению прозрачности процессов принятия решений и формирования политики, доступность принятых законов, достаточно оптимизированная система сопровождения клиентов, эффективный механизм лицензирования, обеспеченность равного отношения к отечественным и иностранным инвесторам и ряд других аспектов. В то же время эксперты отметили, что в республике существует высокий риск нарушения государственных обязательств. Кроме того, анализ показал, что иностранные инвесторы не считают достаточными существующие стимулы и преференции в свободных экономических зонах. Но в целом оценка экспертов была положительной. Они резюмировали, что Беларуси удалось создать относительно открытую и благоприятную среду для иностранных инвестиций в энергетический сектор страны.

Беларусь заинтересована в развитии сотрудничества с Энергетической хартией

Стратегическое положение Беларуси для связи Запада и Востока, Севера и Юга создает предпосылки для выгодного обмена энергетическими ресурсами и их транзита через Беларусь в различных направлениях. Мы сохраняем и поддержи-



В ходе 28-й сессии Конференции Энергетической хартии, 28–29 ноября, г. Ашхабад

ваем свои позиции в качестве надежного партнера по обеспечению бесперебойных поставок энергоносителей в Евросоюз. Как страна-транзитер Беларусь открыта для содействия в осуществлении инфраструктурных проектов, направленных на обеспечение глобальной и региональной энергетической безопасности с учетом в равной степени интересов всех государств – поставщиков, транзитеров и потребителей энергоресурсов.

Участие в процессе Энергетической хартии представляет определенную ценность для нас, и мы активно развиваем сотрудничество в этой области. Только в текущем году белорусские энергетики приняли участие в таких важнейших мероприятиях, как Ашхабадский форум Международной энергетической хартии

мости согласовать документ с Евразийской экономической комиссией. Основная сложность при формировании однозначной позиции белорусской стороны по проекту данного соглашения обусловлена необходимостью его увязки с международно-правовыми обязательствами (имеющимися и будущими) по взаимодействию в сфере энергетики в рамках Евразийского экономического союза. В этой связи была обозначена целесообразность продолжения участия Республики Беларусь в работе над документом в составе интеграционного сотрудничества государств – членов ЕАЭС как одной из договаривающихся сторон. И в ходе переговоров с Генеральным секретарем Секретариата Энергетической хартии такая договоренность была достигнута.

принципов Международной энергетической хартии и ДЭХ.

Мы также поддерживаем намерения Секретариата модернизировать ДЭХ путем пересмотра некоторых его положений с учетом интересов всех сторон, участвующих в производстве, транспортировке и потреблении энергетических ресурсов. Такая модернизация необходима как в целях расширения масштабной диалоговой платформы, ввиду увеличившегося географического охвата Международной энергетической хартии, так и для создания глобального механизма безопасного и надежного транзита энергоресурсов.

Участие Беларуси в процессе Энергетической хартии высоко оценивается ее Секретариатом. В ходе последней



Заседание круглого стола высокого уровня «Инвестиции в энергетику и энергоэффективность в Беларуси», 14 декабря, г. Минск

«На пути к многостороннему рамочному соглашению по транзиту энергоресурсов» (30–31 мая, Ашхабад, Туркменистан), 28-я сессия Конференции Энергетической хартии «Мобилизация инвестиций для устойчивой энергетики будущего и диверсификации маршрутов транспортировки» (28–29 ноября, Ашхабад). И каждый раз мы стремились донести до европейских партнеров свою позицию по обсуждаемым вопросам.

На полях Ашхабадского форума Международной энергетической хартии, состоявшегося в мае, обсуждая Многостороннее рамочное соглашение по транзиту энергоресурсов, мы заявили о необходи-

Мы также приняли активное участие в обсуждении такого стратегического среднесрочного документа, как Ашхабадская декларация Энергетической хартии. Принятие Декларации республикой открывает возможность применения данного инструмента в таких вопросах, как содействие инвестициям, предотвращение и урегулирование инвестиционных споров, повышение энергетической безопасности путем укрепления международного сотрудничества для обеспечения транзита энергоносителей и содействия торговле, развитие регионального сотрудничества в сфере энергетики на основе

пресс-конференции, посвященной вопросам сотрудничества Беларуси и Евросоюза, Генеральный секретарь Секретариата Энергетической хартии отметил, что республика является одним из самых активных участников процесса и, исходя из имеющихся возможностей, полностью использует потенциал международного сотрудничества.

Для Республики Беларусь важно продолжение сотрудничества с Энергетической хартией. Мы заинтересованы в его последовательном развитии и высоко оцениваем оказываемую нам поддержку, которая базируется на лучших международных и европейских практиках.



ТОРФЯНАЯ ОТРАСЛЬ ПРОЧНО ВСТАЛА НА НОГИ

Завершился очередной сезон добычи торфа. Несмотря на непростые погодные условия, организации ГПО «Белтопгаз» в текущем году перевыполнили сезонный план добычи. При этом темп роста ее объемов к прошлому году составил 139,0 %. Торф продолжает играть значимую роль в диверсификации видов топлива в Беларуси. Сегодня доля этого природного ресурса в энергобалансе страны составляет 2–3 %, а среди местных видов топлива – около 15 %.



В.В. КОВАЛЕВ,
заместитель генерального
директора ГПО «Белтопгаз»
по торфяной промышленности

Торфоресурсы и их вклад в производство энергии

Мировые запасы торфа составляют порядка 500 млрд т, а ежегодная добыча – 30 млн т. При этом, по различным оценкам, ежегодный прирост запасов этого природного ресурса в мире только за счет его естественного образования превышает добычу минимум в 10 раз.

Крупнейшие в мире запасы торфа находятся на территории Канады (170 млрд т) и Российской Федерации (150 млрд т). Кроме того, значительными запасами торфа и потенциалом для развития торфяной промышленности обладают такие страны, как Аргентина, Бразилия, Бурунди, Великобритания, Германия, Индонезия, Ирландия, Исландия, Китай, Латвия, Литва, Норвегия,

Польша, США, Украина, Финляндия, Чехия, Швеция, Эстония.

В последнее время мировая добыча торфяного топлива значительно снизилась по сравнению с 60–80-ми годами XX века, но в отдельных регионах мира этот энергоресурс сохраняет свое значение. Основными целями стран, осуществляющих добычу торфа для получения топлива, являются повышение энергетической безопасности, диверсификация импортируемых энергоресурсов, создание рабочих мест и региональное развитие.

В частности, развитие внутреннего рынка торфяной продукции является стратегическим направлением деятельности энергетических компаний Финляндской Республики. В производстве топливной торфяной продукции также делается упор на внутренний рынок. Энергетические компании инвестируют в строительство муниципальных котельных с заключением долгосрочных контрактов на поставку торфяного топлива с включением в цену инвестиционной составляющей или приобретением части активов на сумму инвестиций.

Из общего объема мировой добычи торфа 60–65 % (около 20 млн т) используется в качестве топлива, остальная часть – в качестве удобрений и менее 1 % – для других целей (в бальнеологии, производстве текстиля, активных углей и т.п.). Вклад торфа в мировое производство энергии незначителен и составляет примерно одну тысячную от ее потребления, вместе с тем в отдельных странах на долю этого энергоресурса

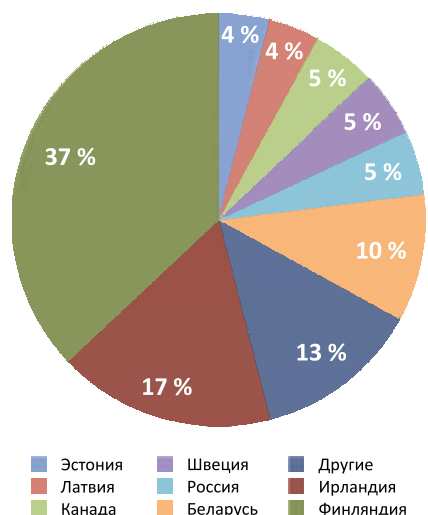
приходится от 10 % до 20 % производимой электроэнергии.

На территории Беларуси запасы торфа оцениваются в 4 млрд т, из которых 800 млн т могут использоваться в промышленном масштабе. Если ежегодно добывать порядка 2,5 млн т торфа, то его хватит почти на 320 лет.

До 2014 года наша страна занимала третье место в мире по уровню добычи торфа после Финляндии и Ирландии, ежегодно добывая от 2,5 до 3,2 млн т в год. Но затем объемы добычи снизились до 1,5 млн т, и только в текущем году начался рост: в завершившемся сезоне торфодобывающие организации добыли 2,1 млн т, что в 1,4 раза больше, чем в 2016-м, и в 1,6 раза – чем в 2015 году.

За потребителя необходимо бороться

Основная продукция торфоперерабатывающих предприятий ГПО «Белтопгаз» – топливные брикеты. В 2012 году Беларусь была мировым лидером по их производству – объем выпуска этой продукции составлял 1,4 млн т. Однако затем в торфяной промышленности Беларуси сложилась ситуация, когда назрела острая необходимость



Мировая добыча торфа



в расширении использования торфяного топлива на внутреннем рынке. С 2013 года существенно сократился спрос на торфопродукцию на мировом рынке вследствие ужесточения налоговой политики стран Евросоюза в части использования торфяного топлива. Были отменены преференции и льготы для потребителей, использующих этот вид топлива. Стремительные темпы газификации населенных пунктов, сокращение численности сельского населения, потепление климата и ряд других факторов привели к существенному снижению спроса на торфяное топливо и внутри страны, поскольку основным потребителем этой продукции в Беларуси является население.

Для развития внутреннего рынка с 2014 года на цементных заводах республики реализован ряд проектов, позволяющих замещать торфяным топливом импор-

тируемые энергоресурсы, такие как каменный уголь и природный газ. Ожидаемый объем потребления торфяного топлива на цементных заводах в 2017 году составит около 350 тыс. т. В перспективе планируется доведение этого показателя до 560 тыс. т в год. Кроме того, ГПО «Белтопгаз» проводит работу по увеличению объемов потребления торфяного топлива и другими крупными промышленными потребителями, такими как ОАО «Доломит», ОАО «Обольский керамический завод», ОАО «Горынский КСМ», ОАО «Завод керамзитового гравия г. Новолукомль» и др.

На сегодняшний день торфяное топливо в промышленных масштабах востребовано и в энергетической отрасли. Оно используется на Жодинской и Пружанской ТЭЦ, Бобруйской ТЭЦ-1, БелГРЭС, а также крупных котельных ряда городов.

Мы рассматриваем также возможность расширить объем поставок торфяного топлива на предприятия жилищно-коммунального хозяйства. В 2017 году должны быть введены в эксплуатацию две котельные на торфе – в Несвижском и Смолевичском районах. На 2018 год намечено строительство довольно крупных котельных в Слуцке и Столбцах (мощностью 8 МВт и 12 МВт соответственно). Планируется сооружение еще 14 подобных объектов в рамках Программы строительства и реконструкции теплоисточников системы ЖКХ на 2018–2020 годы. Это позволит заместить потребляемый этими источниками природный газ и увеличить объем использования торфяного топлива ориентировочно на 80 тыс. т в год.

Меры по расширению внутреннего рынка уже дают свои результаты. В настоящее время энергетическая отрасль республики потребляет порядка 100 тыс. т торфяного топлива в год, энергоисточники системы ЖКХ – около 70 тыс. т в год. Промышленные потребители вышли на уровень около 350 тыс. т в год.

Модернизация как фактор повышения конкурентоспособности

Сегодня мы можем с уверенностью утверждать, что торфяная отрасль динамично развивается, причем не только за счет расширения возможностей по обеспечению потребителей республики дешевым и доступным топливом, но и за счет освоения новых видов продукции. Это стало возможным благодаря реализации Государственной про-



Линия подготовки торфяного брикета к сжиганию на ОАО «БЦЗ»



граммы «Торф», в рамках которой были значительно обновлены основные производственные фонды торфяной отрасли: осуществлена поэтапная реконструкция и техническое переоснащение около 20 торфобрикетных производств, модернизировано большинство действующих и создан ряд новых высокоэффективных предприятий в составе объединения.

В частности, в 2014 году на базе ОАО «Торфобрикетный завод Лидский» введен в эксплуатацию блочный мобильный мини-завод по производству топливных брикетов мощностью 20 тыс. т.

Значительный импульс развитию торфяной отрасли придало освоение производства и реализации экспорто-

плива на тонну добытого торфа. В производственных процессах применяются прогрессивные технические решения, позволяющие уменьшить потребление электрической и тепловой энергии, воды, топливно-энергетических ресурсов. Так, на большинстве предприятий установлены частотно-регулируемые электроприводы на насосном, вентиляторном, прессовом, конвейерном и другом оборудовании. Внедряются современные системы обеспыливания технологических зон с применением высокоэффективных рукавных фильтров, в отличие от традиционных систем обеспыливания дающие возможность исключить использование воды.

Перспективы развития

Можно утверждать, что торфяная отрасль Беларуси прочно встала на ноги. Сегодня организации объединения ГПО «Белтопгаз» поставляют топливные брикеты в 12 стран, при этом традиционно основными рынками их сбыта остаются Швеция и Литва. Экспорт верхового кипованного торфа и питательных грунтов на основе торфа осуществляется в 25 стран мира, среди которых крупнейшими потребителями являются Польша, Чехия, Италия, Турция, Германия, Россия, Украина. Расширяется рынок сбыта торфяной продукции



Цех по производству питательных грунтов ПУ «Витебскторф» УП «Витебскоблгаз»

ориентированной торфяной продукции нетопливного назначения – торфа верхового кипованного и грунтов торфяных питательных. Строительство в последние годы дополнительно к имеющимся новым производственным мощностям в агрогородке Крулевщина Докшицкого района и на базе торфопредприятия «Глинка» позволило более чем в два раза увеличить объем производства и реализации указанных видов торфопродукции и сохранить экспортный потенциал торфяной отрасли.

Очень важным фактором повышения конкурентоспособности нашей продукции стало освоение белорусскими предприятиями, в том числе и предприятиями объединения, практически всего спектра оборудования для добычи и переработки торфа. Сегодня для добычи используется широкозахватная высокопроизводительная техника и уборочные машины на пневматическом ходу, что позволяет сократить удельный расход то-

На торфобрикетных заводах в настоящее время внедряются системы автоматизированного управления технологическими процессами производства топливных брикетов. Это новый, высокоинтеллектуальный уровень производства, отвечающий передовым направлениям развития техники и позволяющий экономить трудовые ресурсы, повышать качество продукции и культуру производства, снижать удельные расходы энергоресурсов. В частности, автоматизированная система управления технологическими процессами внедрена в торфобрикетном цехе филиала «ТБЗ «Сергеевичское» УП «МИНГАЗ». В дальнейшем такими системами планируется оснастить ряд ведущих торфобрикетных заводов отрасли. В перспективе торфопредприятиями запланирована реализация еще ряда интересных проектов, направленных на повышение эффективности их производственно-хозяйственной деятельности.

на внутреннем рынке, и мы планируем и в дальнейшем активно развивать это направление деятельности.

Благодаря реализации Государственной программы «Торф» износ основных фондов торфяной промышленности снизился с 70,2 % до 44 %. Несмотря на то что действие программы прекращено, у отрасли хорошие перспективы. Они определены Отраслевой программой развития организаций торфяной промышленности, входящих в систему Министерства энергетики Республики Беларусь, на 2017–2020 годы. Документом предусмотрены дальнейшее развитие и модернизация производства. Техническое переоснащение предприятий объединения с внедрением инновационных технологий позволит существенно повысить конкурентоспособность нашей продукции как на внутреннем, так и на внешнем рынке.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АСКУЭ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Статья является продолжением материала, опубликованного в предыдущем номере журнала (№ 5, 2017). Процесс проектирования АСКУЭ объектов электроэнергетики регламентирован значительным количеством нормативных документов, которые зачастую содержат противоречащие требования. В статье приводится краткое описание особенностей, которые необходимо учитывать при проектировании АСКУЭ на подстанциях 35–750 кВ Белорусской энергосистемы.

Часть 2



В.В. ГОРОВОЙ,
заместитель начальника отдела
учета и качества электроэнергии –
заведующий группой АСКУЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»

Организация вторичных цепей и электропитания

При определении мер по защите измерительных цепей от несанкционированного доступа необходимо руководствоваться следующими требованиями ТКП 339-2011 [1]:

- все соединения вторичных цепей трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН), а также испытательных блоков, сборок зажимов и измерительных клемм, в которых соединяются цепи учета, должны быть опломбированы энергоснабжающей организацией (п. 4.2.4.8);
- ТН всех уровней напряжения должны защищаться со стороны высшего напряжения соответствующими предохранителями или защитными коммутационными аппаратами, оборудованными системой сигнализации при их срабатывании (п. 4.2.4.9);
- в электропроводке к расчетным счетчикам не допускаются пайки и промежуточные соединения (п. 4.2.5.5);
- на подстанциях (ПС) потребителей конструкция решеток и дверей камер должна обеспечивать возможность их опломбирования (п. 4.2.4.11).

Защита от несанкционированного доступа в части измерительных цепей, счетчиков электроэнергии (СЭ) и устройств контроля показателей качества электроэнергии (УКПКЭ) согласно п. 18.7.2 СТП 33243.01.216-16 [2] предусматривает следующее:

– все промежуточные клеммы должны опломбироваться;

– СЭ и УКПКЭ должны подключаться к вторичным цепям ТТ и ТН через специальные зажимы (испытательные колодки, блоки), обеспечивающие безопасное отключение цепей тока при замене и обслуживании средств учета электроэнергии, а также их опломбирование;

– конструкция защитных коммутационных аппаратов (КА) должна обеспечивать возможность их опломбирования.

Иными словами, в измерительных цепях не должно быть разрывов, а если таковые есть, то они должны опломбироваться.

В шкафах АСКУЭ, как правило, данные требования соблюдаются. Особое внимание надо уделять цепям в ячейках 6/10 кВ и щитках учета, так как в них могут присутствовать промежуточные клеммники, автоматические выключатели (АВ) и другие КА без возможности опломбирования.

Актуальность данных мер подтверждается опытом. В России, где требования к опломбировке в измерительных цепях строго соблюдаются, заметно снизилось безучетное потребление электроэнергии потребителями всех уровней и повысилась достоверность учета за счет исключения ошибочных действий персонала. Кроме того, пломба препятствует несанкционированному съему крышки испытательного блока, отключению АВ, других КА в цепях напряжения и др.

При организации измерительных цепей особое внимание надо уделять СЭ не-

посредственного включения. Это связано с тем, что клеммная коробка СЭ позволяет подключать кабель сечением 25–35 мм². В случаях, когда расключение силового кабеля в условиях ограниченного пространства шкафа проблематично, а применение промежуточных силовых клеммников при расчетном учете электроэнергии запрещено, лучше применять СЭ трансформаторного включения. Обоснование такого подхода приводится в [1]:

- при нагрузках до 100 А разрешается применять счетчики трансформаторного включения в случае ограниченных возможностей подключения силового кабеля к счетчику или его прокладки к шкафу (щитку) счетчиков. При этом необходимо учитывать параметры кабеля (п. 4.2.3.8);
- в электропроводке к расчетным счетчикам не допускаются пайки и промежуточные соединения (п. 4.2.5.5). Вопросы резервирования СЭ исчерпывающе описаны в [2] и [1];
- установку основного и дублирующего счетчиков следует предусматривать:
 - для межгосударственных ЛЭП 35 кВ и выше;
 - для вновь строящихся межсистемных линий 110 кВ и выше;
 - для действующих межсистемных линий 110 кВ и выше с годовым перетоком электроэнергии 100 тыс. МВт·ч;



– для ЛЭП 35 кВ и выше, по которым рассчитывают баланс электроэнергии по структурным подразделениям (п. 18.2.2 [2]);

- для межгосударственных и межсистемных ЛЭП устанавливается по два расчетных счетчика (основной и дублирующий), учитывающих электроэнергию по двум направлениям (п. 4.2.2.1 [1]);
- для межгосударственных ЛЭП всех классов напряжений выше 10 кВ и для линий межсистемных перетоков 110–750 кВ с годовым перетоком более 100 тыс. МВт·ч на каждом конце линии должны устанавливаться два расчетных счетчика активной электроэнергии – основной и дублирующий (п. 4.2.2.3 [1]).

Иными словами, основной и дублирующий СЭ устанавливаются на линии расчетного учета и наиболее нагруженные линии технического учета. Это позволяет демонтировать один из СЭ для проведения регламентных работ и поверки. Кроме того, дублирующий СЭ обеспечивает устойчивость в случае отказа или сбоя основного.

Резервирование цепей напряжения организуется за счет ручных переключателей, без использования автоматики. Этим обеспечивается точная идентификация составляющих измерительных комплексов (ИК): СЭ, ТН, ТТ и их вторичных цепей.

В случае резервирования цепей напряжения необходимо отслеживать суммарную нагрузку на основной и резервный ТН. Поэтому номинальные мощности ТН и параметры догрузочных резисторов подбирают так, чтобы в случае минимальной и максимальной нагрузки выполнялось требование ГОСТ 1983-2001 [3]: ТН находится в классе точности в случае, если мощность вторичной нагрузки ($S_{2нагруз}$) находится в диапазоне $0,25 \cdot S_{2номТН} \leq S_{2нагруз} \leq 1,0 \cdot S_{2номТН}$.

Резервное питание оборудования АСКУЭ должно обеспечиваться в соответствии со следующими требованиями:

- первичным источником электропитания компонентов АСКУЭ, включая средства представления информации, должна быть трехфазная сеть переменного тока напряжением 380/220 В и частотой 50 Гц бесперебойного питания (п. 6.24.1 [4]);
- должна предусматриваться система гарантированного бесперебойного питания АСКУЭ и всех ее элементов (включая СЭ). На необслуживаемых

энергообъектах допускается применять решения, обеспечивающие гарантированное бесперебойное питание на время переключения схемы аварийного ввода резерва (АВР) в щите собственных нужд (ЩСН) (п. 18.4.7 [2]).

Существенной особенностью в данном случае будет определение характеристик источника бесперебойного питания (ИБП). На всех ПС установлен ЩСН со схемой АВР, который в определенной степени является ИБП. Но время переключения схемы АВР в ЩСН может находиться в диапазоне 1–11 с, поэтому активное и сетевое оборудование может выйти в режим перезагрузки. Для обеспечения бесперебойного питания такого оборудования требуется аккумуляторная батарея или источник питания с накопителем энергии.

Нагрузки другого рода – резервное питание СЭ, некоторых типов УКПКЭ – нечувствительны к перерывам питания, и их можно запитывать непосредственно от ЩСН. Такой подход позволяет использовать аккумуляторные батареи меньшей емкости и, соответственно, более дешевые. Однако при этом следует учитывать, что ИБП с батареями малой емкости зачастую выдают несинусоидальный сигнал, что приводит к сокращению срока службы подключенного оборудования.

Недостатком ИБП является необходимость регулярной (каждые 2–5 лет, реже – 10 лет) замены аккумуляторных батарей. Для сокращения эксплуатационных затрат важно ограничивать количество замен. Выходом является использование общеподстанционного ИБП постоянного тока или энергоаккумуляторов на базе конденсаторов, позволяющих сохранить электропитание на время переключения АВР.

Решения в информационной части

Все информационные системы на ПС (АСУ ТП, РЗА, АСКУЭ, охранная сигнализация и др.) тесно связаны между собой, поэтому взлом или сбой в одной из них может влиять на функционирование смежных систем. Это обуславливает необходимость защиты от несанкционированного доступа для всех систем, в том числе АСКУЭ. Основной акцент, в силу ограничения физического доступа на ПС, необходимо делать на предотвращении удаленного доступа

и повышении устойчивости к внешним атакам. Для этого применяются специализированные роутеры (маршрутизаторы), аппаратные межсетевые экраны, коммутаторы уровней L2/L3.

Сетевое оборудование как минимум должно поддерживать управление по протоколу SNMP v.3, HTTPS-соединение, IPSec VPN, контроль доступа (AAA – аутентификация, авторизация и контроль прав доступа) для удаленного безопасного конфигурирования, DHCP, возможность защиты от атак (DoS, «переполнение буфера», нарушение RFC, аномалии, подмена адреса и др.).

Кроме того, должен быть настроен контроль доступа к портам по MAC-адресам, присвоен уникальный (отличный от номера по умолчанию) номер native VLAN, выключены неиспользуемые порты. Про такие настройки писалось неоднократно, но применяются они далеко не всегда.

Не менее важна и критически значима для сохранения работоспособности информационных систем (соответственно, и ПС) защита от внешних воздействий – грозовых импульсов и перенапряжений, создаваемых силовым оборудованием. Необходимо отметить, что молниеотводы и системы заземления на ПС снижают риск возникновения импульсных перенапряжений, но исключить их не могут.

Вследствие этого все технические средства АСКУЭ должны удовлетворять требованиям [5]. Важно учитывать, что зарубежное оборудование проверяется на соответствие МЭК 61850-3, требования которого несколько менее жесткие, чем в [5].

Поскольку перенапряжения возникают в проводниках, необходимо предусматривать:

- модули защиты кабелей связи (Ethernet, RS-485) от перенапряжений;
- заземление экранов кабелей связи;
- защиту линий питания оборудования от перенапряжений.

При этом надо учитывать следующее: – количество модулей защиты на информационной линии ограничивается величиной активного сопротивления модулей;

– для заземления экранов линий RS-485 надо применять специальный зажим, иначе эффективность заземления со временем падает (то есть приращение зажимов обязательно);

– при заземлении экранов линий Ethernet надо применять специальный разъем, позволяющий обеспечивать надежное заземление корпуса устройства;

– предпочтительно использовать диэлектрические оптические кабели (без использования PoE, без металлической брони);

– если в кабеле связи есть резервные жилы, то их также надо защищать;

– при защите линий питания надо учитывать их длину, способ прокладки (внутри или вне зданий) и наличие защиты в центре питания (ЩСН, ШРОТ и др.). Предпочтение лучше отдавать комбинированным модулям класса II+III или I+II+III;

– перенапряжения возникают в проводниках не только наружной, но и внутренней прокладки, в том числе проложенных между шкафами в одном здании.

Основными особенностями проектирования сегмента локальной вычислительной сети АСКУЭ является необходимость обеспечения резервирования и информационной совместимости.

В соответствии с п. 18.2.3 [2] СЭ должны иметь «не менее двух цифровых интерфейсов для организации основного и резервного каналов опроса для ответственных присоединений». Как правило, это присоединения номинального напряжения 110 кВ и выше, а также линии расчетного учета.

При резервировании линий Ethernet недостаточно выбрать соответствующую технологию только для АСКУЭ, необходимо также учесть возможности и настройки существующего оборудования и оборудования, проектируемого в смежных разделах. Конкретная технология – поддержка кольцевых топологий, технологии LAC (Link Aggregation Channel), поддержка виртуальных устройств и др. – выбирается на этапе формирования технических требований к оборудованию.

Для обеспечения информационной совместимости необходимо учитывать возможность обмена данными между следующими парами абонентов:

– СЭ и УСПД;

– УСПД и центр сбора и обработки данных (ЦСОД);

– СЭ и ЦСОД;

– системы АСКУЭ и АСУ ТП/ТМ.

При этом совместимость СЭ/УСПД и УСПД/ЦСОД не означает совместимости СЭ/ЦСОД. Следовательно, важно учитывать протоколы обмена. Кроме того, в ряде устройств различные версии протокола оказываются несовместимыми, что необходимо принимать во внимание при реконструкции и расширении существующих объектов.

При использовании каналов RS-485 по одной линии должны опрашиваться устройства одного типа и одной версии протокола.

Задания на изготовление шкафов АСКУЭ

При разработке документации на шкафы со средствами измерений следует учитывать нижеуказанные требования:

- высота от пола до коробки зажимов счетчиков должна быть в пределах 0,8–1,7 м (п. 4.2.5.2 [1]);
- необходимо предусматривать вертикально расположенные от цоколя счетчика прямолинейные участки проводов длиной не менее 120 мм (п. 4.2.5.7 [1]);
- установку счетчиков электроэнергии на присоединениях 35 кВ и выше, УСПД и другого оборудования АСКУЭ следует выполнять в отдельных шкафах. Шкафы с оборудованием АСКУЭ должны иметь возможность защиты от несанкционированного доступа (п. 18.4.11 [2]).

Как следствие, при соблюдении требований [1] в шкафу можно разместить не более 6 СЭ.

Благодаря отсутствию строгих норм становится возможным дополнительно разместить в шкафу СЭ два УКПКЭ (QCD1, 2). Данная возможность нереализуема при использовании испытательных блоков вместо испытательных коробок.

При изготовлении шкафов для СЭ следует предусматривать возможность беспрепятственного доступа к испытательным коробкам (блокам), а для шкафов с телекоммуникационным оборудованием – эффективный размер шкафа, радиусы изгибов и места ввода внешних кабелей. Игнорирование этих параметров может привести к надлому кабелей. Между тем производителями шкафов указанные требования соблюдаются лишь частично. Вследствие этого РУП «Белэнергосетьпроект» разрабатывает задания на изготовление шкафов самостоятельно. В результате удалось решить еще одну проблему, которую игнорировали многие поставщики оборудования, – применение оборудования с единым диапазоном эксплуатационных температур. В частности, зачастую температурный диапазон блоков питания был ниже требуемого по условиям размещения.

Определение границы балансового разграничения

Требование о нанесении границы балансового разграничения (ГБР) на чертеже или определении ее в проекте иногда содержится в технических условиях или заданиях на проектирование. Данное требование выполнимо при реконструкции и новом строительстве ПС по заказу энергосистемы.

При новом строительстве ПС по заказам сторонних потребителей права собственности, как правило, не определены. Соответственно, указать ГБР не представляется возможным.

Заключение

Проектирование АСКУЭ на ПС 35–750 кВ Белорусской энергосистемы требует знаний и навыков в части силового и измерительного оборудования, вторичных цепей, телекоммуникаций, программного обеспечения и, в определенной мере, конструирования низковольтных комплектных устройств.

Список литературы

1. *Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний: ТКП 339-2011. – Введ. 01.12.2011. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь: РУП «БЕЛТЭИ», 2011. – 601 с.*
2. *Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования: СТП 33243.01.216-16. – Введ. 15.02.2016. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «Белэнергосетьпроект», 2016.*
3. *Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: ГОСТ 1983-2001. – Введ. 01.03.2003. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь. – 48 с.*
4. *Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования: СТБ 2096-2010. – Введ. 01.01.2011. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь: НИИ средств автоматизации, 2010.*
5. *Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий: СТП 09110.47.104-08. – Введ. 17.09.2010. – Минск: ГПО «Белэнерго»: БелЭСП, 2010. – 64 с.*



УНП 191759977

KSB поздравляет всех с Новым годом и Рождеством!

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

Исключительная надежность и технологическое превосходство продукции KSB сделали наши насосы высоким техническим стандартом на годы вперед.

Насосы KSB – мы устанавливаем стандарты качества.

► 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



РАСЧЕТ ТЕХНИКО–ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПАРОГАЗОВОГО ЭНЕРГБЛОКА, РАБОТАЮЩЕГО ПО СБРОСНОЙ СХЕМЕ

Расчет технико-экономических показателей (ТЭП) оборудования, использующего для выработки электроэнергии и теплоты традиционный и высокотемпературный газовый циклы, в Белорусской энергосистеме осуществляется с помощью методики, применимой для всех возможных случаев использования сбросного тепла газотурбинной установки (ГТУ) [1]. В данной статье рассмотрен один из вариантов применения методики для расчета ТЭП блока с использованием сбросного тепла ГТУ и тепла топлива, сжигаемого в обычных горелках.



В.И. ФИЛАЗАФОВИЧ,
руководитель группы
топливоиспользования ТНЦ
филиала «Инженерный центр»
ОАО «Белэнергоремналадка»

Отдельные варианты применения методики для расчета технико-экономических показателей парогазовых конденсационных и теплофикационных блоков, а также газотурбинных надстроек ТЭС с поперечными связями приведены в [1, 2]. В них рассматривались случаи, когда в паросиловой части использовалось только сбросное тепло ГТУ в котлах-утилизаторах, в том числе со специальной схемой использования топлива в дожигающих устройствах. Между тем расчет ТЭП парогазового энергоблока с использованием сбросного тепла ГТУ и тепла топлива, сжигаемого в обычных горелках котла, имеет свои особенности.

Применение методики расчета ТЭП такого парогазового энергоблока рассмотрено на примере энергоблока, в состав которого входят паротурбинная установка и два прямоточных паровых котла, в каждый из которых осуществляется подвод сбросных газов от ГТУ. Таким образом, энергоблок представляет собой совокупность двух условных котлов (ГТУ+энергетический котел и паротурбинная установка). В тепловой схеме энергоблока имеется возможность отпуска тепловой энергии из оборотов паровой турбины. Для упрощения изложения совокупность двух условных котлов рассматривается как единый условный котел со средневзвешенными для двух котлов параметрами.

Следует отметить, что порядок расчета технико-экономических показателей, рассматриваемый в статье, может быть использован для всевозможных сочетаний режимов работы элементов энергоблока при условии, что работает хотя бы одна ГТУ:

- в работе оба котла на газообразном топливе и обе ГТУ;
- в работе оба котла на мазуте и обе ГТУ;
- в работе оба котла на газообразном топливе и одна ГТУ и т.д.

Режим работы энергоблока без ГТУ (так называемый режим паросиловой установки) может быть рассчитан по методике [3] и в данной статье не рассматривается.

Поскольку условный котел объединяет ГТУ и утилизирующую теплоту ее сбросных газов котельную установку (КУ), то уравнение теплового баланса условного котла для ПГУ сбросного типа можно представить в виде:

$$Q_{н,у}^p \cdot (V_{ГТУ} + V_{КУ}) + Q_{вн}^{цикл} + Q_{ст}^{кв} = Q_{э,бр}^{ГТУ} + Q_{бр}^{кв} + Q_{пот}^{\Sigma} \quad (1)$$

где $Q_{н,у}^p$ – низшая теплотворная способность условного топлива; $V_{ГТУ}$ – расход условного топлива на ГТУ; $V_{КУ}$ – расход условного топлива, сжигаемого в котле; $Q_{вн}^{цикл}$ – теплота, дополнительно (сверх



А.Н. ДУБРОВЕНСКИЙ,
ведущий инженер-программист



С.В. КВАНДЕЛЬ,
инженер по наладке
тепломеханического оборудования



химической теплоты топлива) вносимая в энергетический контур условного котла (подогрев воздуха в калориферах котла, повышение физической теплоты топлива при работе дожимного компрессора, подогрев воздуха перед компрессором и пр.); $Q_{ст}^{KV}$ – теплота, входящая в состав тепловой нагрузки котла и вносимая в его энергетический контур от сторонних источников (за счет нагрева питательной воды в насосах $Q_{п.нас}$ и др.), для данного примера $Q_{ст}^{KV} = 0$; $Q_{э.бр}^{ГТУ}$ – расход теплоты брутто на выработку электроэнергии ГТУ $\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ}$ с учетом электромеханических потерь $\Delta\mathcal{E}_{эм}^{ГТУ}$ и потерь на наружное охлаждение ГТУ $\Delta Q_{пот}^{ГТУ}$, определяемый как

$$Q_{э.бр}^{ГТУ} = 0,86 \cdot (\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} + \Delta\mathcal{E}_{эм}^{ГТУ}) + \Delta Q_{пот}^{ГТУ}, \quad (2)$$

$Q_{бр}^{KV}$ – теплопроизводительность котла; $Q_{пот}^{\Sigma}$ – суммарные потери теплоты (с уходящими газами, на наружное охлаждение котла и пр.).

При этом КПД брутто условного котла по прямому балансу (для энергоблока – средневзвешенный КПД условных котлов) рассчитывается следующим образом:

$$\eta_{бр}^{УК} = \frac{Q_{э.бр}^{ГТУ} + Q_{бр}^{KV} - Q_{ст}^{KV}}{Q_{н.у}^p (B_{ГТУ} + B_{KV}) + Q_{цикл}^{УК}}. \quad (3)$$

КПД брутто условного котла по обратному балансу определяется на основе нормативных характеристик.

Уравнение теплового баланса котла можно представить в виде:

$$\begin{aligned} & [(Q_{бр}^{KV} - Q_{ст}^{KV} - \Delta Q_{пот}^{ГТУ}) + (Q_{пэн})] = \\ & = [Q_{э}^{ГТУ} + Q_{сн}^{ГТУ}] + [Q_{отп}^{ГТУ} - Q_{сет.нас} + \Delta Q_{пот}^{отп}] + [Q_{сн}^{ГТУ}], \quad (4) \end{aligned}$$

где $Q_{сн}^{KV}$ – расход теплоты на собственные нужды котла, включая затраты, связанные с восполнением потерь пара и конденсата собственного технологического цикла, а также затраты на отопление и вентиляцию помещений, относимых к котельной установке, и пр.; $\Delta Q_{пот}^{ГТУ}$ – потери теплоты на ее транспорт от котла к ПТУ, при расчете номинальных ТЭП определяются на основании данных нормативных характеристик; $Q_{пэн}$ – тепло, внесенное в цикл питательными электронасосами (ПЭН); $Q_{э}^{ГТУ}$ – расход теплоты на выработку электроэнергии паротурбинной установкой $\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ}$, определяемый известным образом согласно [2]; $Q_{сн}^{ГТУ}$ – расход теплоты на собственные нужды паротурбинной установки; $Q_{отп}^{ГТУ}$ – отпуск тепловой энергии от ПГУ; $Q_{сет.нас}$ – теплота сетевой воды, полученная при ее нагреве в сетевых насосах; $\Delta Q_{пот}^{отп}$ – потери теплоты, связанные с ее отпуском потребителю, при расчете номинальных ТЭП определяются на основании данных нормативных характеристик; $Q_{сн}^{ГТУ}$ – расход теплоты на собственные нужды ГТУ, при расчете номинальных ТЭП определяется на основе нормативных характеристик.

Удельный расход условного топлива нетто $b_{э.нет}^{ГТУ}$ на отпуск электроэнергии от паросиловой части рассчитывается по формуле

$$b_{э.нет}^{ГТУ} = \frac{Q_{э.нет}^{ГТУ}}{Q_{н.у}^p \cdot \eta_{нет}^{УК} \cdot \eta_{тп}^{ГТУ}}, \quad (5)$$

где $Q_{э.нет}^{ГТУ} = \frac{Q_{сн}^{ГТУ} - Q_{ст}^{ГТУ}}{\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}}$ – удельный расход теплоты нетто

на отпуск электроэнергии от ПТУ, где $Q_{э}^{ГТУ}$ – расход теплоты

на выработку электроэнергии паротурбинной установкой $\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ}$, определяемый в соответствии с [2], при расчете номинальных ТЭП определяется на основе данных нормативных характеристик; $\mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}$, $Q_{сн}^{ГТУ}$ – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды паротурбинной установки, при расчете номинальных ТЭП определяются из нормативных характеристик;

$$\eta_{нет}^{KV} = \frac{\eta_{бр}^{УК} \times \frac{Q_{бр}^{KV} - Q_{сн}^{KV} + Q_{пэн}}{Q_{бр}^{KV}} \times \frac{\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{KV} \cdot K_3^{ГТУ}}{\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}}}{K_Q^{цикл}} -$$

коэффициент полезного действия условного котла нетто,

$$\text{где } K_Q^{цикл} = \frac{Q_{н.у}^p \cdot (B_{ГТУ} + B_{KV})}{Q_{н.у}^p \cdot (B_{ГТУ} + B_{KV}) + Q_{цикл}^{УК}} - \text{коэффициент учета}$$

теплоты, дополнительно внесенной в цикл, определяемый по [2]; $\mathcal{E}_{сн}^{KV}$, $Q_{сн}^{KV}$ – расходы электроэнергии и теплоты на собственные нужды котла, включая затраты, связанные с восполнением потерь пара и конденсата собственного технологического цикла, а также затраты на отопление и вентиляцию помещений, относимых к котельной установке, и пр., при расчете номинальных ТЭП определяются из нормативных характеристик; $K_3^{ГТУ}$ – коэффициент отнесения затрат электрических собственных нужд на выработку электроэнергии паросиловой частью, определяемый следующим образом:

$$K_3^{ГТУ} = \frac{Q_{э}^{ГТУ} + Q_{сн}^{ГТУ}}{Q_{бр}^{KV} - Q_{сн}^{KV} - \Delta Q_{пот}^{ГТУ} + Q_{пэн}}; \quad (6)$$

$$\eta_{тп}^{KV} = \frac{Q_{бр}^{KV} - Q_{сн}^{KV} + Q_{пэн} - \Delta Q_{пот}^{ГТУ}}{Q_{бр}^{KV} - Q_{сн}^{KV} + Q_{пэн}} - \text{коэффициент теплового потока котла.}$$

Удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от газотурбинной части ПГУ определяется с использованием $\eta_{бр}^{УК}$:

$$b_{э.нет}^{ГТУ} = \frac{q_{э.нет}^{ГТУ}}{Q_{н.у}^p \cdot \eta_{бр}^{УК}} \cdot K_Q^{цикл} + \Delta b_{сн}^{ГТУ}, \quad (7)$$

где $q_{э.нет}^{ГТУ}$ – удельный расход теплоты на отпуск электроэнергии от ГТУ, определяется с учетом затрат электроэнергии $\mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}$ на собственные нужды ГТУ (дожимные компрессоры,

насосы технической воды и пр.): $q_{э.нет}^{ГТУ} = \frac{Q_{э}^{ГТУ}}{\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}}$; $\Delta b_{сн}^{ГТУ}$ –

поправка к удельному расходу топлива, учитывающая расход теплоты на собственные нужды ГТУ от паросиловой части ПГУ (что характерно для подавляющего большинства ПГУ):

$$\Delta b_{сн}^{ГТУ} = \frac{Q_{сн}^{ГТУ}}{Q_{н.у}^p \cdot \eta_{нет}^{УК} \cdot \eta_{тп}^{ГТУ}} \cdot \frac{1}{\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ} - \Delta\mathcal{E}_{сн.тф}^{KV}}, \text{ где } Q_{сн}^{ГТУ} - \text{расход}$$

теплоты на собственные нужды ГТУ, при расчете номинальных ТЭП определяется на основе нормативных характеристик; $\Delta\mathcal{E}_{сн.тф}^{KV}$ – часть расхода электроэнергии на собственные нужды котла, связанные с отпуском тепловой энергии, относимые на ГТУ, при этом

$$\Delta\mathcal{E}_{сн.тф}^{KV} = \frac{(\mathcal{E}_{сн}^{KV} \cdot (1 - K_3^{ГТУ}) + \mathcal{E}_{тф}) \cdot (\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн.э}^{ГТУ})}{(\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ}) + (\mathcal{E}_{выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{сн}^{KV} \cdot K_3^{ГТУ})}.$$

Таблица 1. Расчет фактических технико-экономических показателей работы парогазового энергоблока, работающего по сбросной схеме выхлопных газов

Наименование показателя	Порядок определения
Доля топлива, относимая на ГТУ	$\bar{b}_{ГТУ} = \frac{Q_{Э}^{ГТУ}}{Q_{Э}^{ГТУ} + Q_{БП}^{КВ}}$
Доля топлива, относимая на паровую часть КУ	$\bar{b}_{ПАР} = 1 - \bar{b}_{ГТУ} = \frac{Q_{БП}^{КВ}}{Q_{Э}^{ГТУ} + Q_{БП}^{КВ}}$
Доля затрат, относимая на собственные нужды ГТУ	$q_{СН}^{-ГТУ} = \frac{Q_{СН}^{ГТУ}}{Q_{БП}^{КВ} - Q_{СН}^{КВ} - \Delta Q_{Пот}^{ПТУ} + Q_{ПЭН}}$
Фактический расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ГТУ	$B_{Э(Ф)}^{ГТУ} = [B_{Ф}^{ГТУ} + B_{Ф}^{КВ}] \cdot \bar{b}_{ГТУ} + [B_{Ф}^{ГТУ} + B_{Ф}^{КВ}] \cdot \bar{b}_{ПАР} \cdot q_{СН}^{-ГТУ} \times \frac{\mathcal{E}_{Выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{ПТУ}}{\mathcal{E}_{Выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{КВ} \cdot K_{Э}^{ПТУ}}$
Фактический расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПТУ	$B_{Э(Ф)}^{ПТУ} = [B_{Ф}^{ГТУ} + B_{Ф}^{КВ}] \cdot \bar{b}_{ПАР} \cdot K_{Э}^{ПТУ} \times \frac{\mathcal{E}_{СН}^{ПТУ}}{\mathcal{E}_{Выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{КВ} \cdot K_{Э}^{ПТУ}}$
Фактический расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ	$B_{Э(Ф)}^{ПГУ} = B_{Э(Ф)}^{ГТУ} + B_{Э(Ф)}^{ПТУ}$
Фактический удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ	$b_{Э,отп}^{ПГУ} = \frac{B_{Э(Ф)}^{ПГУ}}{\mathcal{E}_{отп}^{ГТУ} + \mathcal{E}_{отп}^{ПТУ}} \cdot 1000$
Фактический расход условного топлива на отпуск теплоты от группы оборудования ПГУ	$B_{ТЭ(Ф)}^{ПГУ} = [B_{Ф}^{ГТУ} + B_{Ф}^{КВ}] - B_{Э(Ф)}^{ПГУ}$
Фактический удельный расход условного топлива на отпуск теплоты от ПГУ	$b_{ТЭ,отп}^{ПГУ} = \frac{B_{ТЭ(Ф)}^{ПГУ}}{Q_{отп}^{ПГУ}} \cdot 1000$

Расход условного топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ находится как средневзвешенный по отпуску этого вида энергии от газотурбинной $\mathcal{E}_{отп}^{ГТУ}$ и паросиловой $\mathcal{E}_{отп}^{ПТУ}$ частей:

$$b_{Э,отп}^{ПГУ} = \frac{b_{Э,нет}^{ГТУ} \cdot \mathcal{E}_{отп}^{ГТУ} + b_{Э,нет}^{ПТУ} \cdot \mathcal{E}_{отп}^{ПТУ}}{\mathcal{E}_{отп}^{ГТУ} + \mathcal{E}_{отп}^{ПТУ}}, \quad (8)$$

где $\mathcal{E}_{отп}^{ГТУ} = \mathcal{E}_{Выр}^{ГТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{ГТУ} - \Delta \mathcal{E}_{СН,ТФ}^{КВ}$;

$$\mathcal{E}_{отп}^{ПТУ} = \mathcal{E}_{Выр}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{ПТУ} - \mathcal{E}_{СН}^{КВ} - \mathcal{E}_{ТФ} + \Delta \mathcal{E}_{СН,ТФ}^{КВ},$$

где $\mathcal{E}_{ТФ}$ – расход электроэнергии на теплофикационную установку.

Удельный расход условного топлива на отпуск тепловой энергии от ПГУ $Q_{отп}^{ПГУ}$ находится по аналогии с методикой [3] как сумма двух слагаемых, которые определяют экономичность отпуска теплоты отработавшим паром из отборов паровой турбины с учетом затрат электроэнергии на собственные нужды, связанные с отпуском тепла потребителям:

$$b_{ТЭ,отп}^{ПГУ} = \frac{1}{Q_{Н,У}^P \cdot \eta_{нет}^{КВ} \cdot \eta_{ТТ}^{КВ}} \times \left[\frac{Q_{отп}^{ПГУ} - Q_{сет,нас} + \Delta Q_{пот}^{отп}}{Q_{отп}^{ПГУ}} + \frac{1}{Q_{ПГУ}} \left((\mathcal{E}_{ТФ} - \Delta \mathcal{E}_{СН,ТФ}^{КВ}) \cdot b_{Э}^{ПТУ} + \Delta \mathcal{E}_{СН,ТФ}^{КВ} \cdot \frac{q_{Э,нет}^{ГТУ} \cdot K_{Э}^{ПТУ}}{Q_{Н,У}^P \cdot \eta_{БП}^{КВ}} \right) \right]. \quad (9)$$

Таблица 2. Условия построения графиков удельных расходов топлив на отпуск тепла и электроэнергии

Параметр	Отопительный период	Межотопительный период
Температура наружного воздуха, °С	2,97	16,9
Барометрическое давление, кПа	99	99
Влажность наружного воздуха, о.е.	60	60
Мощность ГТУ, МВт	59	54
Абсолютное давление в конденсаторе ПТУ, кПа	5,5	5,5
Отпуск тепла потребителям, Гкал/ч	15	0
Потери с отпуском тепла потребителям, Гкал/ч	0,3	0
Мощность сетевых насосов, МВт	0,6	0
Мощность прочих механизмов теплофикационной установки, МВт	0,09	0,09
Прочие условия:		
Компрессор ГТУ – чистый (продолжительность работы в течение межпромыслового периода равна нулю)		
Поправка на невозвратимый износ ГТУ равна нулю		
Расход циркуляционной воды – 21 000 т/ч		
Температура циркуляционной воды на входе в конденсатор – 12 °С		
Коэффициент мощности ПТУ – 0,85 о.е.		
Коэффициент мощности ГТУ – 0,9 о.е.		
АОС ГТУ отключена		
Тепловые собственные нужды паротурбинной установки и котлоагрегатов (в том числе на калориферы) обеспечиваются отборами ПТУ		
Электрические и тепловые собственные нужды энергоблока определяются по данным НТД ТИ		
Тепловая схема работы энергоблока – штатная, согласно инструкциям по эксплуатации основного оборудования и режимным картам котлоагрегатов		
Температура свежего пара и пара ГПП перед ПТУ – 540 °С, давление свежего пара перед паротурбинной установкой – 12,75 МПа, потеря давления в тракте промперегрева и температура питательной воды – согласно данным НТД ТИ		
ПВД паротурбинной установки включены		



Расчет технико-экономических показателей паросиловой части производится по методике, приведенной в [3].

Формулы (5) – (9), использующие в качестве входных параметров исходно-номинальные значения КПД, удельные расходы теплоты на выработку электроэнергии, расходы теплоты и электроэнергии на собственные нужды, должны применяться для определения номинальных значений удельных расходов топлива на ПГУ. Такой метод расчета

номинальных показателей основан на базовых значениях относительных величин расчетных составляющих, входящих в состав формул.

При определении фактических значений удельных расходов топлива на ПГУ с использованием фактических значений $B_{\text{ф}}^{\text{ГТУ}}$ – расхода топлива, сожженного в камере сгорания ГТУ (на основании данных коммерческого учета), $B_{\text{ф}}^{\text{КУ}}$ – расхода топлива, сожженного в топке энергетического котла (на основании

данных коммерческого учета), отпуска теплоты от ПГУ, выработки электроэнергии ГТУ и ПТУ в составе ПГУ, отпуска электроэнергии от ПГУ, расходов теплоты на выработку электроэнергии ГТУ и ПТУ, а также расходов теплоты и электроэнергии на собственные нужды, принимаемых на основании данных технического и коммерческого учета и/или на базе нормативных характеристик, необходимо использовать формулы, приведенные в таблице 1. Такой метод расчета фактических показателей основан на значениях именованных величин.

Приводимый порядок расчета фактических технико-экономических показателей полностью отвечает основным методологическим подходам, приведенным в [3]. Для перехода к чисто утилизационной схеме (котел-утилизатор) в расчетных формулах расход топлива на КУ полагается равным нулю ($B_{\text{КУ}} = 0$).

В качестве примера рассчитаны и приведены на рисунках 1, 2 зависимости изменения удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии и тепла для всего диапазона нагрузок ПГУ.

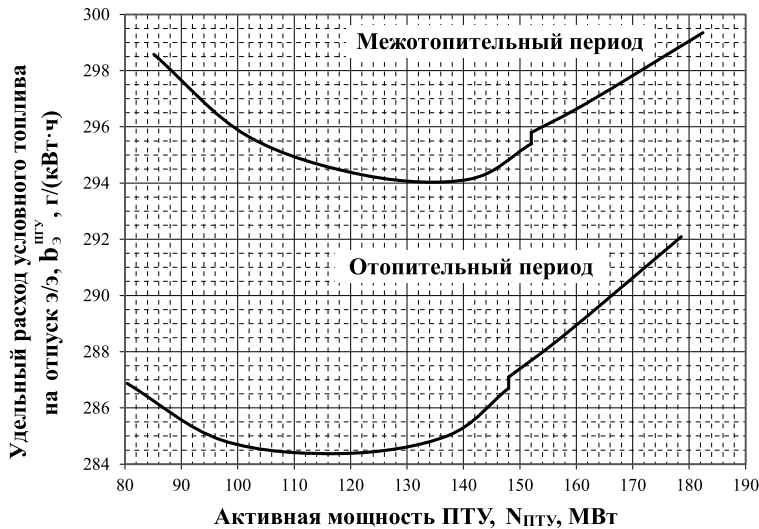


Рис. 1. Зависимости изменения удельного расхода условного топлива на отпуск электроэнергии

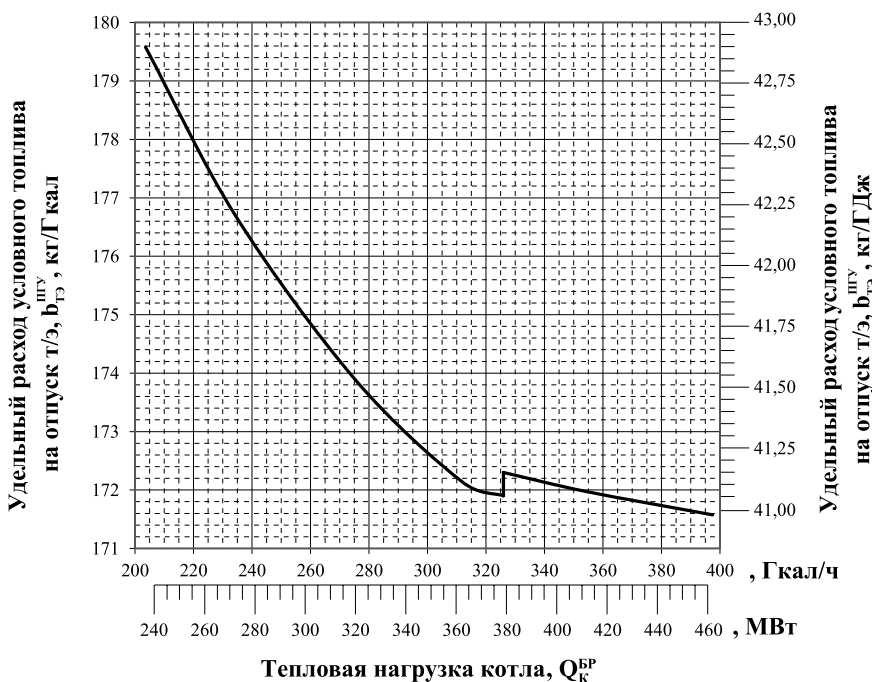


Рис. 2. Зависимость изменения удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии

Примечание: условия построения и поправки приведены в таблице 2. Режим ПГУ, топливо – природный газ

Выводы

1. Применение разработанной ОАО «Белэнергоремналадка» методики расчета ТЭП ПГУ позволяет обеспечить единство методологических принципов расчета ТЭП независимо от схемных решений ПГУ.

2. При соблюдении условий уравнений топливного, теплового и электрического балансов ПГУ результаты расчета ТЭП по методам от относительных и от именованных величин совпадают, что полностью отвечает методическим принципам, изложенным в [3].

Список литературы

1. Качан, С.А. К вопросу определения показателей топливоиспользования парогазовых установок / С.А. Качан, В.И. Филазафович // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 1. – С. 88–92.
2. Качан, С.А. Определение показателей топливоиспользования теплофикационных парогазовых установок утилизационного типа / С.А. Качан, В.И. Филазафович, А.Н. Дубровенский // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 6. – С. 84–90.
3. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем. – М.: 1984. – 87 с.

ИНСТРУМЕНТ ОЦЕНКИ БЕСПЕРЕБОЙНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Важнейшей задачей энергоснабжающих организаций является обеспечение надежного, безопасного и эффективного функционирования и инновационного развития сетей электроснабжения. В статье рассматриваются подходы к определению основных показателей непрерывности электроснабжения как одного из значимых факторов, влияющих на качество электроэнергии.



И.В. ЦУРАН,
начальник сектора эксплуатации
распределительной электрической
сети УЭЭС ГПО «Белэнерго»

Сегодня электроэнергетика является социально и клиентоориентированной отраслью. Наши клиенты обладают правовой грамотностью, экономически подкованы и в обмен на оплаченные счета ожидают получать услуги надлежащего качества. При этом каждый отдельный потребитель имеет собственные представления о качестве электроснабжения. Между тем согласно требованиям технических нормативных правовых актов качество электроснабжения определяется целым рядом различных факторов, из которых одни подлежат объективному измерению, а другие могут быть оценены только субъективно.

Одним из наиболее важных показателей высокого качества электроснабжения с точки зрения потребителя является бесперебойность, ведь отсутствие напряжения надлежащего качества в точке подключения потребителя к сети, полное прекращение подачи электроэнергии или перерыв в снабжении электроэнергией на практике означают ее недоступность. Чем реже и кратковременнее такие события, тем выше качество снабжения.

В современном технологически развитом мире бесперебойность электроснабжения имеет большое значение для всех видов потребителей. Даже непродолжительный сбой в подаче электроэнергии крупным промышленным потребителям может привести к существенным финансовым потерям, а в бытовом секторе перебои могут оставить людей без тепла, света, лишит возможности приготовить пищу и т.п.

Непрерывность электроснабжения контролируется в большинстве евро-

пейских стран, хотя имеется ряд различий в подходах к классификации типов контролируемых прерываний, перечне рассчитываемых показателей бесперебойной работы, методах измерения, контролируемых уровнях напряжения и т.д. Во всем мире компании, отвечающие за распределение электрической энергии, прилагают максимальные усилия для решения проблемы перебоев в работе электрических сетей. С этой целью энергосбытовые и энергоснабжающие компании определяют индексы надежности, выработанные международным Институтом инженеров электротехники и электроники (IEEE).

В Республике Беларусь до недавнего времени перерывы в электроснабжении потребителей классифицировались только в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемников. Действующими Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) [1] выделяются три категории надежности электроснабжения. Как правило, электроприемники рядового бытового абонента относятся к III категории. Согласно Правилам электроснабжения [2] перерывы в электроснабжении для потребителей этой категории при устранении аварии могут достигать 24 ч. Такой подход не позволял давать более тонкую оценку бесперебойности электроснабжения. Этот пробел был устранен с введением в действие с 1 сентября 2017 года ТКП 609-2017 «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ» [3]. Данным ТКП установлены единая классификация перерывов в электроснабжении и порядок определения показателей непре-

рывности электроснабжения как способа мониторинга состояния автоматизированных распределительных электрических сетей. Данный способ в полной мере позволяет выявлять наиболее уязвимые участки электросетей и разрабатывать соответствующие мероприятия по повышению их надежности.

К основным показателям непрерывности электроснабжения относятся:

- индекс средней частоты отключений по системе (SAIFI);
- индекс средней продолжительности отключений по системе (SAIDI);
- индекс средней продолжительности отключения одного потребителя (CAIDI).

Индекс SAIFI определяется отношением общего числа отключенных потребителей электроэнергии, питание которых прекратилось вследствие длительных внеплановых нарушений электроснабжения, к общему числу подключенных потребителей электроэнергии за рассматриваемый отчетный период:

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n NC_i}{NCT}$$

где NC_i – число конечных потребителей, затронутых перерывом i в электроснаб-



жении; NCt – число конечных потребителей, обслуженных в течение отчетного периода.

Индекс SAIDI определяется отношением общей продолжительности длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей к общему числу подключенных потребителей за рассматриваемый отчетный период:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n NC_i \cdot T_i}{NCt},$$

где T_i – продолжительность перерыва i в электроснабжении.

Индекс CAIDI определяется отношением общей продолжительности длительных внеплановых нарушений электроснабжения потребителей к количеству потребителей, отключенных хотя бы из-за одного такого нарушения за рассматриваемый отчетный период:

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n NC_i \cdot T_i}{\sum_{i=1}^n NCt} = \frac{SAIDI}{SAIFI}.$$

Показатели определяются в совокупности для всех уровней напряжения и по отдельности для электрических сетей 0,4 кВ и 10(6) кВ.

Перерывы в электроснабжении потребителей не всегда связаны с аварийными и нештатными ситуациями. Значительное время отводится на техническое обслуживание электрических сетей и контроль эксплуатационных параметров, таких как напряжение, ток, коэффициент мощности и др.

В связи с этим следует различать плановые и внеплановые перерывы в электроснабжении потребителей. Все перерывы длительностью более 5 мин, о которых было заранее сообщено потребителям (минимум за 24 ч до отключения) относятся к плановым, а те, о которых потребителям не было сообщено в указанный срок, – к внеплановым. Кроме того, перерывы в электроснабжении могут быть обусловлены оперативными переключениями, которые осуществляет диспетчер распределительной электрической сети для подготовки производства запланированных работ, а также работ по восстановлению нормальной схемы эксплуатации. Длительность таких перерывов не должна превышать 30 мин.

К внеплановым перерывам в электроснабжении могут привести нарушения работоспособности электроустановок



генерирующих предприятий, предприятий передающих и распределительных электрических сетей, а также электроустановок, принадлежащих потребителям. Кроме того, такие перерывы могут быть вызваны:

- событиями, произошедшими по вине третьих лиц;
- ошибочными действиями обслуживающего персонала генерирующих предприятий, предприятий передающих и распределительных электрических сетей;
- форс-мажорными обстоятельствами;
- массовыми отключениями или повреждениями объектов электросетевого хозяйства, вызванными неблагоприятными (стихийными) природными явлениями, экстремальными наружными температурами;
- отключением потребителей от электрической сети по причине неоплаты ими услуг энергоснабжения либо по причине превышения установленного договорными отношениями лимита потребляемой мощности/электроэнергии.

Плановые перерывы в электроснабжении обычно связаны с производством следующих работ:

- подключение установок новых конечных потребителей к электрическим сетям низкого напряжения;
- подключение, отключение или повторное подключение установок конечных потребителей к электрическим сетям среднего напряжения;
- текущий ремонт, профилактика и обслуживание;
- капитальный ремонт распределительных электрических сетей.

В 2016 году индекс SAIFI для сетей 0,4–10 кВ по г. Минску составил 0,282, SAIDI – 0,270 ч (около 16 мин), что соответствует среднеевропейскому уровню. Стоит отметить, что указанные индексы ежегодно оцениваются экспертами Всемирного банка при определении итогового места Республики Беларусь в рейтинге Всемирного банка «Doing Business».

Решением совещания по вопросам повышения надежности работы и развития электрических сетей, состоявшегося в апреле под председательством первого заместителя генерального директора ГПО «Белэнерго» – главного инженера С.Т. Машковича, РУП-облэнерго было поручено обеспечить в текущем году учет отключений абонентов с автоматизированным расчетом коэффициентов SAIDI и SAIFI. Таким образом, начало работы по контролю непрерывности электроснабжения в республике положено. В настоящий момент актуальной задачей является ускорение темпов деятельности в этой области.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд. перераб. и доп. – Минск: Экономэнерго, 2015. – 340 с.
2. Правила электроснабжения. Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 11.10.2017 № 766).
3. Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ: ТКП 609-2017 (33240). – Введ. 01.09.2017. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2017. – 184 с.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Указ Президента Республики Беларусь от 14 января 2014 года № 26 «О мерах по совершенствованию строительной деятельности» явился основополагающим документом по реформированию строительной отрасли в Республике Беларусь и определил перспективы развития строительной деятельности на многие годы. За четыре года, прошедшие с момента вступления Указа в действие, он оказал серьезное оздоравливающее и систематизирующее влияние на строительную отрасль, особенно в жилищном и гражданском строительстве.



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

За время действия Указа Президента Республики Беларусь от 14 января 2014 года № 26 «О мерах по совершенствованию строительной деятельности» в промышленном строительстве обозначились проблемные вопросы, которые связаны со спецификой промышленного строительства, а также с временными изменениями на рынке строительной деятельности. Эти вопросы касаются прежде всего проектирования и организации строительства.

В данной статье мы хотим привлечь внимание руководителей и специалистов энергетической отрасли к актуальным проблемам проектирования и строительства объектов энергетики, которые необходимо оперативно решить в свете задач, стоящих перед отраслью, в рамках существующей нормативно-правовой базы Республики Беларусь.

Затратность повторного проектирования

Проектирование энергетических объектов имеет существенные отличия от проектирования жилищных и гражданских объектов, однако это не всегда находит отражение в действующих ТНПА.

В настоящее время процесс проектирования таких объектов начинается с разработки и утверждения предпроектной документации в соответствии

с положениями ТКП 45-1.02-298-2014 «Строительство. Предпроектная (предынвестиционная) документация. Состав, порядок разработки и утверждения».

Пункт 1.4 Указа № 26 Президента Республики Беларусь содержит требование: «в случае принятия заказчиком, застройщиком по результатам разработки предпроектной (предынвестиционной) документации решения о целесообразности и (или) обоснованности осуществления инвестиций в возведение, реконструкцию и реставрацию объектов строительства предпроектная (предынвестиционная) документация, указанная в абзаце втором части первой подпункта 1.1 настоящего пункта, может являться основанием для проведения заказчиком, застройщиком в установленном порядке закупки технологического оборудования для объекта строительства, необходимого для учета при разработке проектной документации на такой объект (в том числе с фактической поставкой такого оборудования на объект строительства в соответствии с заключенным договором и графиком поставки)».

Но на практике заказчики-энергетики, получив возможность закупить в установленном порядке технологическое оборудование для объекта строительства, не стремятся ее реализовывать, так как считают аргументы и степень проработанности предпроектной документации



С.А. КОВРЕЙ,
м.э.н., главный специалист ПТО

недостаточными для многомиллионных (в долларовом исчислении) закупок. В результате оборудование не закупается, а процесс проектирования продолжается разработкой, согласованием, экспертизой и утверждением архитектурного проекта в соответствии с требованиями ТКП 45-1.02-295-2014 «Строительство. Проектная документация. Состав и содержание».

При разработке архитектурного проекта технические характеристики ос-



нового и вспомогательного оборудования принимаются исходя из данных об оборудовании объектов-аналогов. По окончании разработки архитектурного проекта и после его утверждения заказчик в установленном порядке проводит конкурсы на закупку основного оборудования. По итогам проведенных торгов заказчик направляет проектной организации исходные данные в виде технических характеристик закупленного оборудования и комплектующих. Проектная организация, в свою очередь, в увязке с этими характеристиками разрабатывает рабочую документацию строительного проекта.

Действующие в строительстве ТНПА требуют на стадии архитектурного проекта выполнения 60 % от общего объема проектных работ. В соответствии с п. 5.1.1 ТКП 45-1.02-295-2014 при двухстадийном проектировании в архитектурном проекте создаются:

- архитектурная модель с разработкой фасадов, поэтажных планов, кровли;
- конструктивная модель с выполнением необходимых расчетов, схем и узлов несущих конструкций, фундаментов, армирования железобетонных элементов;
- модель инженерных систем здания, сооружения с выполнением необходимых расчетов и разработкой схем инженерных систем и их отдельных узлов;
- генеральный план объекта строительства.

Все это можно выполнить только на базе основных технологических схем объекта и объемной компоновки оборудования и технологических коммуникаций, что, в свою очередь, требует конкретных технологических и массогабаритных характеристик конкретного оборудования. А так как заказчик на стадии архитектурного проекта оборудование не закупил, то проектная организация при разработке архитектурного проекта использует информацию об аналоге – оборудовании со схожими характеристиками, выбранном проектировщиком в меру своей квалификации и понимания вопроса.

В результате перед разработкой строительного проекта проектировщик вынужден повторно, с учетом технических характеристик уже закупленного оборудования, разрабатывать архитектурный проект и вновь направлять его на экспертизу, так как статья 21.1 Кодекса Республики Беларусь от 21 апреля 2003 года № 194-З (ред. от 09.01.2017) «Об административных правонарушениях» запре-

щает любое «отступление от утвержденного архитектурного проекта, допущенное при разработке строительного проекта без согласования с разработчиками архитектурного проекта и утвердившим его органом...».

А при установленной конкурсными торгами твердой цене на выполнение основных проектных работ и принятом Министерством архитектуры и строительства подходе к ее распределению (60 % – архитектурный проект и 40 % – строительный) проектная организация не в состоянии вести рентабельную хозяйственную деятельность, каждый раз разрабатывая бесплатно новый вариант архитектурного проекта.

При этом следует отметить, что эфемерная экономия средств, достигнутая сознательным занижением стоимости проектных работ, будет сведена на нет значительными издержками при эксплуатации энергетических объектов.

Это первая проблема, на которую мы хотим обратить внимание.

Метод параллельного строительства и проектирования как решение проблемы

Вторая проблема заключается в том, что генподрядная организация, выбранная заказчиком на основании утвержденного архитектурного проекта, может начать строительство только после выпуска последнего рабочего чертежа и передачи его заказчику.

Такой алгоритм действий, определенный Указом № 26, как минимум на 6–9 месяцев (продолжительность разработки строительного проекта) удлинит сроки строительства объекта.

При этом в соответствии с требованиями п. 4.15 ТКП 45-1.02-295-2014 проектная организация после завершения всех закупок оборудования по поручению заказчика должна на договорной основе внести изменения в спецификации оборудования, изделий и материалов на основании паспортных данных фактически закупленного оборудования, представляемых заказчиком.

По нашему мнению, решить данную проблему можно включая в договоры на разработку проектной документации и задания на проектирование промышленных объектов следующие пункты:

- обязывающие заказчика на стадии архитектурного проекта указывать объект-аналог по оборудованию;

– о подписании дополнительного соглашения на переработку утвержденного архитектурного проекта и повторное проведение экспертизы в случае закупки заказчиком оборудования, отличного от указанного в спецификации основного оборудования утвержденного архитектурного проекта.

В связи с тем, что архитектурные проектные решения, разработанные до закупки основного и вспомогательного оборудования, при разработке строительного проекта промышленных объектов претерпевают значительные изменения, что приводит к дополнительным затратам, сопоставимым со стоимостью проектных работ по созданию архитектурного проекта, считаем целесообразным рассмотреть вопрос о возврате к прежнему порядку разработки проектной документации промышленных объектов. То есть разрабатывать архитектурные проекты (утверждаемые части строительных проектов) в соответствии с требованиями, изложенными в СНБ 1.03.02-96, а необходимые расчеты, схемы и чертежи выполнять на следующей стадии проектирования после проведения заказчиком конкурсной закупки основного и вспомогательного оборудования.

РУП «Белнипиэнергопром» также считает необходимым внести дополнение в п. 1.9. Указа № 26 Президента Республики Беларусь и при разработке проектной документации для строительства и реконструкции промышленных объектов предоставить право генеральной проектной организации, определяемой заказчиком, после получения положительного заключения экспертизы по завершению архитектурному проекту (при двухстадийном проектировании) или утверждаемой архитектурной части проекта (при одностадийном проектировании) осуществлять выпуск проектной документации строительного проекта по графику в соответствии с этапами проектирования, предусматривающими одновременный выпуск комплектов чертежей одной или нескольких марок с целью параллельного строительства и проектирования.

Возвращение метода параллельного строительства и проектирования в практику возведения объектов топливно-энергетического комплекса позволит сократить срок их строительства на время, эквивалентное продолжительности разработки строительного проекта, и повысить качество работ на всех этапах инвестиционного цикла.

ЭНЕРГОНАДЗОР. ГЛАВНЫЙ ПРИОРИТЕТ РАБОТЫ – СОХРАНЕНИЕ ЖИЗНИ И ЗДОРОВЬЯ ЛЮДЕЙ

28–30 ноября на базе филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» состоялся республиканский семинар органов государственного энергетического надзора Республики Беларусь, посвященный вопросам профилактики электротравматизма среди персонала потребителей и населения. В статье рассматриваются основные аспекты профилактической работы специалистов энергонадзора, которые обсуждались в ходе семинара.



М.А. ГЕРМАН,
главный государственный инспектор Республики Беларусь по энергетическому надзору – начальник отдела государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Минэнерго

Профилактика электротравматизма требует системного подхода

Как свидетельствует статистика, основной причиной электротравматизма среди персонала потребителей и населения является нарушение элементарных требований безопасности. В этих условиях особое значение приобретает работа, направленная на предупреждение несчастных случаев, связанных с поражением электротоком. Поэтому главной задачей семинара стал обмен опытом работы в сфере электробезопасности, поиск и популяризация новых форм и методов профилактики электротравматизма.

Успех любой деятельности, и профилактической в том числе, зависит от системного подхода к ее осуществлению. Важную роль в решении этой задачи играет позиция руководителей различных уровней, поэтому мы пригласили к участию в семинаре всех директоров филиалов «Энергонадзор» областных энергосистем, а также начальников энергоинспекций и межрайонных отделений филиалов «Энергонадзор» РУП-облэнерго.

В мероприятии также приняли участие инициаторы и организаторы семинара – начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» Д.М. Лосенков и консультант отдела государственного энергетического и газового надзора и охраны труда Минэнерго А.М. Медведок.

Что касается цели мероприятия, то она ясна – совершенствование профилактической деятельности во имя сохранения

жизни и здоровья людей, которые по долгу службы или на бытовом уровне контактируют с электрооборудованием. Эта цель была и остается главным приоритетом работы органов энергонадзора.

Традиционные формы профилактической работы остаются востребованными

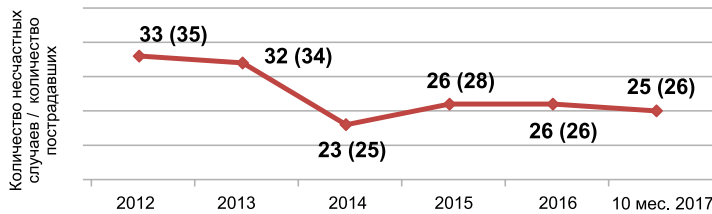
Энергонадзор имеет многолетний опыт работы по профилактике и предупреждению случаев электротравматизма среди персонала потребителей и населения. Причем направления этой работы очень многообразны: лекционная деятельность, беседы, подготовка памяток и их распространение, выдача информационных писем-предписаний, разработка диктантов для учреждений образования на тему предупреждения

электротравматизма, обследование домовладений граждан и ряд других.

В ходе семинара мы детально проанализировали состояние всех форм профилактической работы. И надо отметить, что в целом по республике в текущем году ее объем существенно увеличился практически по всем направлениям. Больше подготовлено и распространено памяток, прочитаны десятки тысяч лекций, проведены сотни тысяч бесед с персоналом энергослужб в поднадзорных организациях по вопросам организации и безопасного проведения работ в электроустановках, а также по профи-



Участники семинара органов государственного энергетического надзора Республики Беларусь



Уровень электротравматизма среди персонала потребителей и населения на объектах, поднадзорных органам госэнергонадзора



С докладом выступает главный государственный инспектор Республики Беларусь по энергетическому надзору М.А. Герман

лактике электротравматизма среди населения, в том числе с учащимися учебных заведений. Специалисты энергонадзора активно сотрудничали со СМИ: выступали по телевидению и радио, публиковали тематические статьи на страницах газет и журналов. Различные аспекты предупреждения электротравматизма и повышения уровня эксплуатации и надежности работы электроустановок обсуждались на семинарах и совещаниях с ответственными лицами потребителей.

Стало традиционным и динамично развивается и такое направление профилактики электротравматизма, как создание и трансляция рекламных аудио- и видеороликов по электробезопасности на областных и местных телеканалах и радиостанциях, в общественном транспорте, магазинах, спортивных сооружениях и кинотеатрах. В настоящее время ГПО «Белэнерго» организована работа по изготовлению новых единых видеороликов по этой тематике.

Кроме того, информация профилактической направленности размещается на средствах наружной рекламы – стендах и билбордах – в местах массового пребывания людей. Перспективным направлением профилактики электротравматизма стали конкурсы детского рисунка, которые позволяют такой уязвимой группе населения, как дети, в неформальном виде получить и осмыслить жизненно важную информацию об опасности поражения электротоком.

От многообразия форм к поиску новых подходов

Вопросы профилактики электробезопасности среди потребителей электрической энергии и населения со временем не теряют своей актуальности. Цифры, озвученные на семинаре, говорят сами за себя. За 10 месяцев 2017 года на объектах, поднадзорных органам госэнергонадзора, произошло 25 несчастных случаев, связанных с поражением электрическим током: 12 – с персоналом потребителей и 13 – среди населения. При этом пострадало 26 человек, 15 из них погибли, а 11 получили травмы с тяжелым исходом. При этом хочу подчеркнуть, что если среди персонала потребителей уровень электротравматизма остался на прежнем уровне, то среди населения он увеличился на 8,3 %.

Вместе с тем, проанализировав статистику несчастных случаев, связанных с поражением электрическим током, за период с 2012 по 2017 год и сопоставив результаты с данными о работе по профилактике электротравматизма, мы пришли к парадоксальному выводу: увеличение объема профилактической работы не оказывает влияния на уровень электротравматизма. Эти данные были представлены в докладе начальника управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» Д.М. Лосенкова. И я согласен с докладчиком в том, что нецелесообразно про-

должать наращивать объемы типовых, стандартных форм работы, которые уже нашли своих адресатов. Расширение деятельности по прежним направлениям не принесет требуемого эффекта, а только повлечет дополнительные трудозатраты. Это не значит, что надо отказаться от профилактической работы. Ее необходимо поддерживать на достигнутом уровне, но при этом важно искать новые подходы к предупреждению электротравматизма среди аудитории, которая осталась неохваченной.

Большой потенциал имеет профилактическая работа с использованием возможностей сети Интернет. В частности, эффективным может стать размещение материалов в социальных сетях (Facebook, ВКонтакте и др.). Очевидно, что создание отдельных страниц филиалов «Энергонадзор», межрайонных отделений или районных инспекций вряд ли даст должный результат, поскольку такие страницы не соберут значительного числа подписчиков. В этой ситуации целесообразно задействовать сайты РУП-облэнерго, как это делает филиал «Энергонадзор» Витебскэнерго.

Не стоит недооценивать и эффект, который может дать размещение материалов на веб-страницах региональных городов. Решение этой задачи облегчается тем, что администраторы региональных сайтов, имеющих огромные аудитории, порой соизмеримые с аудиториями общенациональных изданий, заинтересованы в сотрудничестве с энергонадзором.

Хочу отметить, что некоторые филиалы уже осваивают этот сегмент. В частности, материалы по профилактике электротравматизма, размещенные на сайте dnerproves.by (Речица), набирают около 260 просмотров в месяц. Есть и другие примеры. В то же время необходимо иметь в виду, что простая переделка информационных писем, как это зачастую бывает, не решает проблему. Для того чтобы информация, размещенная на таких сайтах, дала необходимый эффект, требуется серьезная проработка подаваемых материалов.

Мы готовы экспериментировать

Семинар оправдал наши ожидания. Он показал, что специалисты энергонадзора готовы экспериментировать в поисках новых форм работы. И это очень важно. К примеру, интересная инфор-

Профилактика электротравматизма	Год				
	2013	2014	2015	2016	10 мес. 2017
Подготовка новых памяток, шт.	443	366	336	371	383
Распространение памяток, шт.	295 877	293 632	313 511	356 818	331 579
Подготовка информац. писем-предписаний, шт.	1731	1663	1651	1766	909
Распространение информац. писем-предписаний, шт.	43 898	41 327	40 711	45 546	37 507
Работа со СМИ					
Опубликование статей в журналах и газетах, шт.	1596	1573	1619	1812	1556

мация о новых подходах к профилактике электротравматизма среди детей и подростков и, в частности, об эффективности участия специалистов энергонадзора в работе смотровых комиссий прозвучала в докладе главного инженера филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» С.А. Новацкого. Заслуживает внимания предложение начальника энергоинспекции филиала Н.Н. Киселева о создании единой республиканской

комплексной программы по профилактике электротравматизма среди детей и подростков, направленной на формирование в сознании детей устойчивых знаний об опасности электрического тока. Предполагается, что реализация программы будет осуществляться совместно с министерствами образования и информации Республики Беларусь.

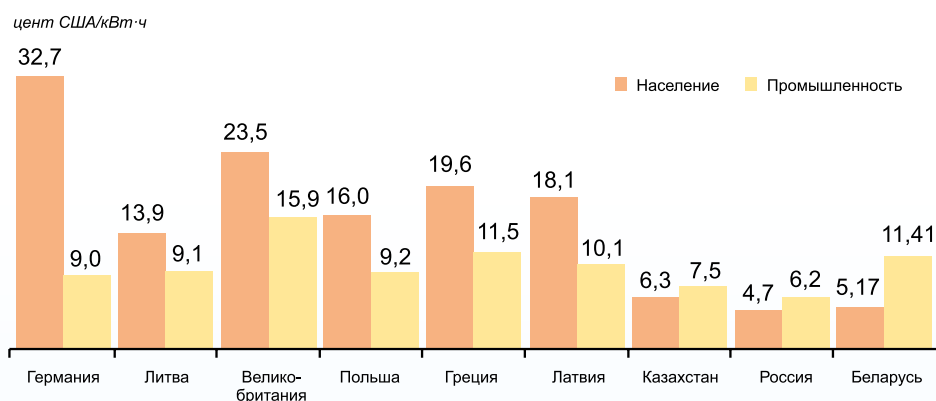
В ходе мероприятия его участникам была предоставлена возможность

на практике познакомиться с подходами специалистов филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» к профилактической работе среди детей и подростков. Участники семинара посетили класс по профилактике электротравматизма в СШ № 39 г. Гомеля, побывали на презентации урока по электробезопасности для учащихся 1–4 классов, просмотрели фильмы, посвященные этой тематике. Кроме того, они ознакомились с результатами реконструкции Гомельской ТЭЦ-1, в частности, осмотрели новый блок ПГУ-35 с установкой ГТУ-25, котлом-утилизатором и паровой турбиной.

Главными положительными итогами семинара стали обмен опытом применения филиалами энергонадзора новых форм и методов работы в области электробезопасности, а также выработка единых подходов к профилактике электротравматизма и путей их реализации.

К СВЕДЕНИЮ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Тарифы на электроэнергию в Беларуси и других странах



Справочно:

По странам Европейского союза цены представлены за 2015 г. (информационный бюллетень Исполкома ЭЭС СНГ).
По Брянской области приведены расчетные цены за I полугодие 2016 г.
По г. Алматы приведены расчетные цены по состоянию на 1 апреля 2016 г.
В Республике Беларусь тарифы приведены за 2016 г.

Цена газа для энергоснабжающих организаций:

Беларусь – 176 \$/тыс. м³ (факт 2016 г.),
170,88 \$/тыс. м³ с августа 2017 г.
Россия – 70,2 \$/тыс. м³.
Казахстан – 81,3 \$/тыс. м³.

По данным ГПО «Белэнерго», тарифы на электричество для населения в Беларуси являются одними из самых низких по сравнению с другими странами.

Так, в Германии население платит за электроэнергию по 32,7 цента за 1 кВт·ч, в Великобритании – 23,5, в Греции – 19,6, в Латвии – 18,1, в Польше – 16, в Литве – 13,9 цента. Данные по европейским странам энергетики анализировали за 2015 год

(источник – информационный бюллетень Исполкома ЭЭС СНГ).

Россияне платят за потребленную электроэнергию по 4,7 цента за 1 кВт·ч (данные по Брянской области в первом полугодии 2016 года), а жители Казахстана – 6,3 цента (данные по г. Алматы на 1 апреля 2016 года).

В Беларуси население платило за электричество в 2016 году по тарифу 5,17 цента за 1 кВт·ч. Это ниже, чем во всех приведенных выше евро-

пейских странах, а также в Казахстане, но выше, чем в России.

В то же время белорусские предприятия платят за электроэнергию больше, чем в Германии, Литве, Польше, Латвии, Казахстане и России. Выше, чем у нас, тарифы для организаций в Великобритании и Греции. При этом для предприятий тарифы выше, чем для населения, только в Казахстане, России и Беларуси.



ГОСЭНЕРГОНАДЗОР В УСЛОВИЯХ РЕФОРМИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

На современном этапе развития общества стабильность поставок электрической энергии является важнейшим условием устойчивого развития государства. Полная зависимость реального сектора экономики и благополучия населения от надежности энергоснабжения выдвинула энергетическую безопасность страны в разряд приоритетных задач. Особая роль в ее обеспечении принадлежит энергетическому надзору.

Связанная с эксплуатацией энергетического оборудования опасность для жизни и здоровья людей, а также их имущества требует, чтобы деятельность в сфере энергетики находилась в определенных правовых рамках, обеспечивающих необходимые стандарты безопасности, и обуславливает актуальность регулирующего воздействия на процесс вхождения субъектов электроэнергетики в электроэнергетический рынок и необходимость координации взаимодействия между создаваемыми структурами.

Госэнергонадзор как индикатор преобразований и инструмент реализации требований НПА и ТНПА

Процесс регулирования, под которым следует понимать установление определенных правил деятельности управляемых субъектов, находится в непосредственной взаимосвязи с надзором. Надзорные органы, обладая возможностью принудительного воздействия на поднадзорные субъекты, фактически обеспечивают исполнение этими субъектами требований нормативных правовых актов (НПА), аккумулируя при этом информацию о степени и качестве исполнения правовых норм, готовности их выполнять. Тем самым происходит накопление и обобщение положительного и отрицательного опыта правоприменительной практики, выявление коллизий и пробелов в законодатель-

стве, что имеет важнейшее значение для реализации принципа обратной связи, то есть передачи информации управляющему звену для оценки эффективности принятых решений по урегулированию правоотношений и возможной их корректировки. Это обуславливает актуализацию государственного энергетического надзора в период реформирования. На указанном этапе надзор можно рассматривать в качестве индикатора проводимых преобразований, отображающего влияние новых правовых норм на фактические обстоятельства.

Кроме того, государственный энергетический надзор является важнейшим инструментом обеспечения законности. Так, в процессе надзорной деятельности устанавливается соответствие деятельности поднадзорных субъектов требованиям НПА, в том числе технических нормативных правовых актов (ТНПА), в области надежности и безопасности в сфере электроэнергетики. При выявлении нарушений органами госэнергонадзора выдаются обязательные для исполнения предписания (требования) на их устранение, а в случаях, предусмотренных законодательством, виновные лица привлекаются к административной ответственности. В результате существенно снижается риск возникновения технологических нарушений, аварий и несчастных случаев.

Таким образом, государственный энергетический надзор направлен на обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, устойчивого функционирования энергетического оборудования и может



О.В. ГУРИНА,
к.ю.н., ведущий юрист-консультант
филиала «Энергонадзор»
РУП «Брестэнерго»

рассматриваться в качестве одного из основных средств предупреждения правонарушений и профилактики аварий, пожаров и несчастных случаев.

На современном этапе правовое регулирование государственного энергетического надзора сохраняет преемственность с законодательством советского периода в основных своих целях, задачах, функциях и направлениях.

Следует отметить, что надзор – это деятельность, производная от первичных правоотношений, по поводу которых она реализуется. В условиях меняющейся реальности эта деятельность должна совершенствоваться: если происходят преобразования в электроэнергетике (поднадзорной сфере), то они должны найти отражение в содержательном наполнении государственного энергетического надзора.

Представляется, что в целях совершенствования государственного энергетического надзора необходимо проработать ряд принципиальных вопросов: уточнить сферу надзорного воздействия, формы, методы и порядок его осуществления, а также выработать критерии оценки эффективности работы органов госэнергонадзора.

Сфера надзорного воздействия

Сфера надзорного воздействия государственного энергетического надзора в настоящее время нуждается в уточнении. Это касается как субъектного состава поднадзорных субъектов, так и границ вмешательства.

В результате разделения монопольных и конкурентных видов деятельности предполагается появление новых субъектов электроэнергетики. Одни из них сохраняют ведомственную принадлежность Министерству энергетики и государственную форму собственности (например, генерирующая компания по производству электрической энергии РУП «Белгенерация»), другие – будут субъектами хозяйствования как государственной, так и частной форм собственности (например, оптовые и розничные производители электрической энергии).

Появление частного капитала в энергетическом секторе вызывает необходимость создания условий для развития предпринимательской деятельности, опосредованных принципами экономической свободы и самостоятельности. В то же время государство проявляет публичный интерес к электроэнергетике, как к сфере, составляющей часть жизнеобеспечения общества. Поскольку деятельность в этой сфере характеризуется потенциальной опасностью для жизни и здоровья людей, их имущества и сопряжена со значительным материальным ущербом, должны быть предприняты меры по исключению злоупотреблений, преднамеренного нанесения ущерба, принятия необоснованных и опасных решений субъектами электроэнергетики.

Таким образом, регулятивное (и, как следствие, надзорное) воздействие должно быть сбалансировано. Так, например, в Российской Федерации органы, на которые возложена функция государственного энергетического надзора, осуществляют разрешительную деятельность, контроль реализации инвестиционных проектов; в период лицензирования – лицензирование отдельных видов деятельности в электроэнергетике. Кроме того, в стране ведется государственный энергетический надзор за осуществлением оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Аналогичная практика существует и в других странах (например, в Украине).

Мировой опыт показывает, что разделение технологического процесса электроснабжения по видам деятельности с созданием специализированных субъектов актуализирует проблему обеспечения недискриминационного доступа к электрическим сетям и услугам по передаче электрической энергии. Следовательно, предстоит определить орган, уполномоченный осуществлять надзор в обозначенной сфере в целях предупреждения нарушений и обеспечения добросовестной конкуренции.

Формы и методы осуществления госнадзора

Важнейшей проблемой совершенствования деятельности органов госэнергонадзора на этапе реформирования электроэнергетики страны является уточнение форм и методов осуществления государственного энергетического надзора.

Существующие формы надзора, в частности проверка и мониторинг, определены Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь». Этим же указом утверждены положения о порядке их проведения.

В соответствии с п. 2 Положения о порядке организации и проведения проверок, «проверка – это форма контроля (надзора), в ходе которого контролирующий (надзорный) орган проверяет соответствие деятельности, осуществляемой проверяемыми субъектами, требованиям законодательства и при выявлении нарушений законодательства применяет полномочия, предоставленные законодательными актами в целях пресечения нарушений и устранения их вредных последствий».

Согласно п. 2 Положения о порядке проведения мониторинга, «мониторинг – это форма контроля (надзора), заключающегося в наблюдении, анализе, оценке, установлении причинно-следственных связей, применяемая контролирующими (надзорными) органами в целях оперативной оценки фактического состояния объектов и условий деятельности субъекта мониторинга на предмет соответствия требованиям законодательства, выявления и предотвращения причин и условий, способствующих совершению нарушений, без использования полномочий, предоставленных контролирующим (над-

зорным) органам и их должностным лицам для проведения проверок».

Кроме того, Указом введено понятие «мероприятия технического (технологического, поверочного) характера». Исходя из анализа его определения, содержащегося в 8-м абзаце п. 2 Положения о порядке организации и проведения проверок, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь», можно выделить следующие специфические черты этого правового института:

- мероприятия технического (технологического, поверочного) характера осуществляются контролирующими (надзорными) органами;

- эти действия заключаются в реализации метода оценки, то есть в соотношении какого-либо объекта с принятым критерием, образцом, нормой;

- анализируемые действия контролирующими (надзорными) органами осуществляются в определенных сферах.

Обобщая вышеизложенное, можно сделать заключение, что мероприятия технического (технологического, поверочного) характера – это одна из форм контроля (надзора), в рамках которой проводится соотношение фактических обстоятельств с образцом, установленным нормами права.

Все перечисленные формы надзора органами госэнергонадзора реализуются в полной мере.

Мероприятия технического (технологического, поверочного) характера, осуществляемые органами госэнергонадзора, предусмотрены п. 13 Перечня мероприятий технического (технологического, поверочного) характера Республики Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 30 ноября 2012 года № 1105.

В целях улучшения условий развития бизнеса, создания режима наибольшего благоприятствования предпринимательской деятельности принят Указ Президента Республики Беларусь от 16 октября 2017 года № 376 «О мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности». Одной из принципиальных новаций нормативного правового акта является исключение плановых проверок. Так, в качестве форм государственного контроля (надзора) указываются: выборочные проверки; внеплановые проверки; мероприятия технического (технологического, поверочного) характера.



ческого, поверочного) характера; меры профилактического и предупредительного характера. К последним относятся:

- проведение мониторинга, направление рекомендаций по устранению и недопущению недостатков, выявленных в результате мониторинга;

- проведение разъяснительной работы о порядке соблюдения требований законодательства, применения его положений на практике;

- информирование субъектов (в том числе с использованием средств глобальной компьютерной сети Интернет, средств массовой информации) о типичных нарушениях, выявляемых в ходе проверок контролирующими (надзорными) органами;

- проведение семинаров, круглых столов и др.

Следует отметить, что аналогичный опыт в области контрольно-надзорной деятельности существует в Казахстане, где плановые проверки также не проводятся. В соответствии с п. 1 ст. 144 Предпринимательского кодекса Республики Казахстан проверки делятся на следующие виды:

- проверка, проводимая по особому порядку на основе оценки степени риска, – назначается органом контроля и надзора на основе оценки степени риска в отношении конкретного проверяемого субъекта (объекта) с целью предупреждения и (или) устранения непосредственной угрозы жизни и здоровью человека, окружающей среде, законным интересам физических и юридических лиц, государства;

- выборочная проверка – назначается органом контроля и надзора в отношении конкретного проверяемого субъекта (объекта) на основе оценки степени риска, по результатам анализа отчетности, результатов иных форм контроля с целью предупреждения и (или) устранения непосредственной угрозы жизни и здоровью человека, окружающей среде, законным интересам физических и юридических лиц, государства;

- внеплановая проверка – назначается органом контроля и надзора по конкретным фактам и обстоятельствам, послужившим основанием для назначения проверки в отношении конкретного проверяемого субъекта (объекта), с целью предупреждения и (или) устранения непосредственной угрозы жизни и здоровью человека, окружающей среде, законным интересам физических и юридических лиц, государства.

Представляется, что такой подход к дифференциации проверок направлен на усиление информационно-аналитической работы, от которой во многом зависит результативность контрольно-надзорной деятельности. Наличие аналитической информации позволяет более точно и своевременно определить необходимость проведения проверки того или иного субъекта хозяйствования, исключить назначение проверок по формальным основаниям и повысить эффективность деятельности контролирующих (надзорных) органов.

Порядок осуществления государственного энергетического надзора в Указе Президента Республики Беларусь от 16 октября 2017 года № 376 «О мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности» оговорен особо. Так, до 1 января 2019 года этот вид надзора предполагается осуществлять только в форме мероприятий технического (технологического, поверочного) характера.

Проблемные аспекты осуществления мероприятий технического (технологического, поверочного) характера

Мероприятия технического (технологического, поверочного) характера носят профилактический и предупредительный характер. В настоящее время в соответствии с постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 29 июня 2015 года № 25 «О некоторых вопросах осуществления мероприятий технического (технологического, поверочного) характера» по результатам их проведения должностным лицом органа госэнергонадзора поднадзорному субъекту выдаются соответствующие рекомендации.

В науке административного права рекомендации рассматриваются в качестве одного из способов правового регулирования. Так, Л.М. Рябцев указывает, что рекомендация – это пожелание юридического характера, как наилучшим образом поступать в условиях, предусмотренных правовой нормой. Из приведенного определения становится очевидным, что для поднадзорного субъекта выполнение рекомендаций не является обязательным.

Такой подход можно признать допустимым в отношении мероприятий технического (технологического, повероч-

ного) характера, проведение которых необходимо для осуществления разрешительных процедур. Так, осмотр электро- и (или) теплоустановок, изучение технической документации, проводимые при выдаче заключения о возможности ввода в эксплуатацию электро- и (или) теплоустановок, в том числе установленных на объектах с сезонным характером работы, являются одними из необходимых условий санкционирования соответственно подачи электрической и (или) тепловой энергии. Обследование электро- и (или) теплоустановок, теплоисточников и потребителей тепловой энергии на предмет их готовности к работе в осенне-зимний период – это условие законности включения систем теплоснабжения в осенне-зимний период.

В том случае, если указанные мероприятия не проведены или по ним получен отрицательный результат, заинтересованность поднадзорного субъекта в достижении соответствующих благ не будет реализована, что, тем не менее, не создает какой-либо угрозы его безопасности.

В свою очередь, если при проведении таких мероприятий, как осмотр технического состояния электроустановок и оценка организации их эксплуатации в учреждениях образования или на строительных площадках, будут выявлены нарушения обязательных требований законодательства в области безопасности и надежности, то выдачу рекомендаций по их устранению нельзя признать действенной мерой. В силу необязательного характера акта реагирования должностного лица органа госэнергонадзора, а также отсутствия правового механизма проверки выполнения данных рекомендаций устранение выявленных нарушений осуществляется фактически по усмотрению поднадзорного субъекта. В такой ситуации не только минимизируется эффективность деятельности органа госэнергонадзора, но и сохраняется высокий риск электро- и теплотравматизма, а также опасность возникновения аварии или пожара. Безусловно, положение можно назвать критическим при наличии указанных обстоятельств в учреждениях, где находятся дети.

В соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2017 года № 376 с 1 января 2018 года органы госэнергонадзора по результатам проведения мероприятий технического (технологического, поверочного) характера смогут:

– в случае выявления на территории и (или) объектах субъекта нарушений выносить требование (предписание) об их устранении в установленный срок;

– в случае выявления нарушений законодательства, создающих угрозу национальной безопасности, причинения вреда жизни и здоровью населения, окружающей среде, вручать (направлять) предложение о приостановлении (запрете) деятельности субъекта (его цехов, производственных участков), объекта строительства, оборудования до устранения нарушений, послуживших основанием вручения (направления) такого предложения.

Предполагается корректировка перечня мероприятий технического (технологического, поверочного) характера с расширением числа мероприятий, осуществляемых органами госэнергонадзора.

Однако следует отметить, что законодательством не предусмотрены правовые последствия в случае создания поднадзорным субъектом препятствий проведению мероприятий технического (технологического, поверочного) характера (ограничение допуска в поднадзорные помещения, отказ от предоставления объяснений, технической документации и др.). Указанный пробел создает правовую неопределенность и существенно снижает эффективность осуществления государственного энергетического надзора.

Таким образом, органы госэнергонадзора ограничены в применении мер государственного принуждения, являющихся гарантией выполнения обязательных требований надежности и безопасности в сфере электроэнергетики, установленных НПА, в том числе ТНПА.

Следует отметить, что аналогичный период в практической деятельности органов госэнергонадзора уже имел место. Так, в 2010 году, в силу требования Указа Президента Республики Беларусь от 16 октября 2009 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь» об обладании контролирующими (надзорными) органами статусом юридического лица, филиалы «Энергонадзор» РУП-облэнерго, указанные в законодательстве в качестве органов госэнергонадзора, лишились права осуществлять проверки. Важнейшая сфера жизнедеятельности общества, связанная с потенциальным риском для жизни и здоровья людей,

временно осталась вне сферы государственного энергетического надзора.

Результатом стал существенный рост количества несчастных случаев, связанных с поражением электрическим током. Это было отмечено в решении коллегий Генеральной прокуратуры Республики Беларусь и Комитета государственного контроля Республики Беларусь от 31 марта 2011 года № 2600-03-6/1/4. Так, в 2010 году произошло 30 несчастных случаев, связанных с поражением электрическим током (в 2009 году – 18), в результате которых погибли 20 человек и 10 получили тяжелые травмы.

Наряду с увеличением общего количества пострадавших следует констатировать и рост электротравматизма на производстве. В 2010 году зафиксировано 20 несчастных случаев (для сравнения: в 2009 году их было 14), в результате которых травмировано 20 работников (в 2009 году – 16). Из 20 случаев электротравматизма на производстве 13 произошло во втором полугодии 2010 года, когда плановые проверки органами госэнергонадзора уже не проводились.

Представляется, что такой негативный опыт не должен повториться.

Оценка эффективности работы органов госэнергонадзора

В целях совершенствования государственного энергетического надзора необходимо проработать вопрос об оценке эффективности работы его органов.

Деятельность надзорного органа ценна не сама по себе, а в связи с достижением целей, которые были перед ним поставлены. В соответствии с п. 1 Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26, в качестве цели декларировано обеспечение безопасности жизни и здоровья людей, устойчивого функционирования энергетического оборудования, систем энергоснабжения, соблюдения правил снабжения и пользования электрической и тепловой энергией.

Насколько эффективно проделана эта работа, можно судить по показателям травматизма и безаварийности функционирования поднадзорного субъекта после посещения его государственным инспектором. Безусловно, аварии и несчастные случаи могут про-

изойти и при безупречном выполнении государственным инспектором своих обязанностей, в том числе по обстоятельствам, на которые он не может повлиять. Тем не менее внедрение таких критериев оценки эффективности деятельности органов госэнергонадзора, как динамика количества несчастных случаев и аварий на поднадзорных объектах, результативность профилактической работы (информационная работа, запреты на эксплуатацию энергооборудования, отстранение от выполнения работ в энергоустановках и т.д.), может стать предпосылкой осуществления государственного энергетического надзора на качественно новом уровне.

В целом же при выборе пути совершенствования государственного энергетического надзора следует помнить, что законодательное регулирование деятельности его органов должно не только соответствовать задачам реформирования электроэнергетики, но и исходить из приоритета обеспечения надежности и безопасности эксплуатации энергоустановок.

Заключение

По нашему мнению, переход к рыночным отношениям в области электроэнергетики открывает возможность для более глубокого реформирования надзорной деятельности. В его основу предлагается положить два аспекта:

– переход инициативы проведения проверки от надзорного органа к поднадзорному субъекту. При наступлении определенных в законодательстве случаев или для реализации предусмотренных в законодательстве возможностей, преференций именно поднадзорный субъект должен обратиться в надзорный орган с инициативой проведения проверки для получения соответствующего заключения;

– сочетание экономических и административных методов правового регулирования. Дополнительным стимулом выполнения обязательных требований законодательства могут стать экономические механизмы (налоговые и страховые льготы, дотации и т.д.).

В любом случае на этапе реформирования электроэнергетики важно принять должные меры организационного и регулирующего характера в этой сфере, поскольку рассматриваемый аспект остается проблемным.



В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Статья, опубликованная в рубрике, предназначена для персонала, ответственного за тепловое хозяйство потребителей. Как показала практика, далеко не все работники этой категории обладают необходимыми знаниями в области выбора, установки и эксплуатации технических манометров в системах теплоснабжения. Между тем решение этих вопросов требует профессионального подхода. В статье специалисты Гомельского энергонадзора подробно разъясняют, как правильно выбрать, установить и использовать данные приборы, и напоминают технические требования к работе с ними.

Приглашаем работников энергослужб предприятий, других заинтересованных принять участие в обсуждении дискуссионных вопросов эксплуатации электро- и теплотехники. На страницах нашего журнала вы можете поделиться своим опытом, а также получить ответы специалистов на интересующие вас вопросы.

Тел.: 293-46-82
e-mail: 2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

При эксплуатации манометра немаловажное значение имеет класс точности прибора, то есть допустимый процент погрешности измерения от шкалы измерения (стандартный ряд классов точности для манометров: 4; 2,5; 1,5; 1; 0,6; 0,4; 0,25; 0,15).

Рассчитать погрешность манометра можно самостоятельно. Допустим, в системе теплоснабжения вашего предприятия установлен манометр с диапазоном измерения 0–1 МПа и классом точности 1,5. Это значит, что допустимая погрешность манометра составляет 1,5 % от шкалы измерения, то есть 0,015 МПа. Проверить соответствие погрешности прибора классу точности можно только в специализированной организации, имеющей поверочную установку с эталонным манометром.

В зависимости от высоты расположения манометры выбираются по диаметру корпуса. Стандартный ряд диаметров: 40, 50, 63, 80, 100, 150, 160, 250 мм. В большинстве случаев в потребительских системах теплоснабжения используется манометр с диаметром корпуса 100 мм, поскольку он создает наилучшие условия для визуального контроля показаний.

Для установки манометра на трубу применяются трехходовые краны и игольчатые вентили.

Выбор, установка и эксплуатация манометров в системах теплоснабжения потребителей

Ответственные за тепловое хозяйство потребителей зачастую не имеют специального образования, в связи с чем у них могут возникать проблемы с выбором, установкой и эксплуатацией манометров в системах теплоснабжения.

В первую очередь хотелось бы напомнить, что манометр предназначен для измерения избыточного давления рабочей среды ($P_{изб}$). Величина $P_{изб}$ показывает, насколько давление внутри сосуда больше атмосферного. Если у вас нет специфических требований к прибору, то следует выбирать технические манометры (манометры с трубчатой пружиной Бурдона), которые используются для измерения давления воды, воздуха, газов. Они получили широкое распространение в промышленности и сфере ЖКХ, что обусловлено простотой конструкции и относительно невысокой стоимостью. Маркировка манометров (МП – «манометр показывающий») и цифры, следующие за ней, указывают диапазон показаний давления в килопаскалях (кПа).

Один из определяющих выбор манометра параметров – это **диапазон измерения**. Стандартный ряд давлений для манометров выглядит следующим образом:

От (МПа)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
До (МПа)	0,1	0,16	0,25	0,4	0,6	0,1	1,6	2,5	4	6	10	16, 25, 40, 60, 100

Справочно: 1 кгс/см² = 10 000 кгс/м² = 1 бар = 1 атм = 0,1 МПа = 100 кПа = 100 000 Па = 10 000 мм вод.ст. = 750 мм рт.ст.

Одно из требований при выборе диапазона: рабочее давление должно попадать в сектор от 1/3 до 2/3 шкалы измерения. Например, если рабочее давление воды у вас в трубопроводе составляет 0,55 МПа, то нужно выбирать прибор со шкалой 0–1 МПа, так как давление 0,55 МПа попадает в диапазон от 1/3 до 2/3 шкалы, то есть от 0,33 до 0,66 МПа соответственно.

Если измеряемое давление меньше 1/3 шкалы, то резко возрастет погрешность измерения давления, если больше 2/3 – то механизм прибора будет работать в режиме перегрузки и может выйти из строя раньше гарантийного срока.

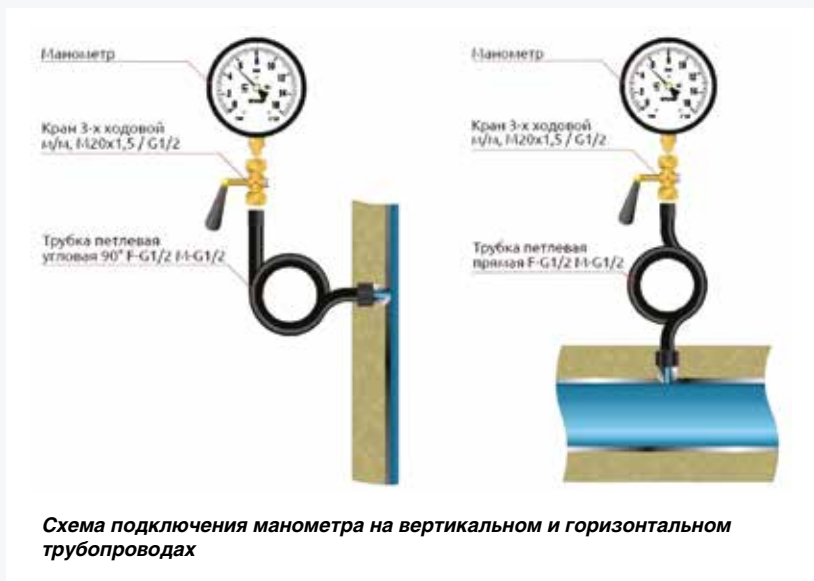


Схема подключения манометра на вертикальном и горизонтальном трубопроводах

Трехходовой шаровой или пробковый кран предназначен для подключения манометра к трубопроводу или любому другому оборудованию. Допускается установка двухходового крана с возможностью ручного сброса давления с манометра. На сегодняшний день это наиболее распространенный вид присоединения манометров к системам теплоснабжения с рабочим давлением до 2,5 МПа. Если рабочее давление больше, то рекомендуется устанавливать игольчатые вентили, которые позволяют плавно подавать рабочую среду благодаря запорному элементу, выполненному в виде конуса.

Использование стандартных шаровых кранов запрещается, так как после закрытия такого крана механизм манометра находится под остаточным давлением среды, что может привести к преждевременному выходу его из строя и не обеспечивает безопасность при его замене.

Для защиты манометров от механических повреждений, связанных с аварийной работой сети, используются демпферные блоки и петлевые отборные устройства.

Демпферный блок – это защитное устройство, которое устанавливается перед манометром. Оно предназначено для гашения пульсаций рабочей среды (под пульсацией в данном случае подразумевается резкое и частое изменение давления рабочей среды). Основными источниками пульсаций в трубопроводе являются мощные насосы без устройств плавного пуска, некорректная работа оперативного персонала при переключении насосного оборудования, а также использование на трубопроводах шаровых кранов и дисковых затворов, быстрое открытие которых приводит к гидравлическим ударам.

Петлевые отборные устройства (трубка Перкинса) предназначены для исключения искажения показаний манометров при образовании пароводяной смеси вследствие резкого снижения давления в сети, для гашения вибрации при переходных режимах работы сети, защиты манометров от гидравлических ударов, а также снижения температуры перед манометрами за счет охлаждения среды в петле. Данные устройства требуется устанавливать при температуре рабочей среды выше 105 °С. Существует два вида отборных устройств: прямые и угловые. Прямые устанавливаются на горизонтальных участках трубопроводов, угловые предназначены для установки на вертикальных трубопроводах.

При установке манометров необходимо соблюдать несколько обязательных требований:

- манометр следует монтировать так, чтобы показания четко распознавались (шкала должна располагаться вертикально или иметь наклон 30°);

- вращение манометра производится за штуцер при помощи гаечного ключа;
- запрещается прикладывать излишнее усилие к корпусу манометра;

- диаметр корпуса прибора, монтируемого на высоте до 2 м от уровня размещения площадки, должен быть не меньше 100 мм, на высоте от 2 до 3 м – не меньше 160 мм. Монтаж прибора на высоте больше 3 м от уровня размещения площадки категорически запрещен;

- манометр должен быть достаточно освещен для контроля показателей и защищен от низких температур и прямого попадания солнечных лучей;

- на шкалу манометра рекомендуется нанести красную черту, указывающую максимально допустимое давление работы для данной теплоустановки. Разрешается вместо этого прикреплять к корпусу прибора металлическую пластину, окрашенную в красный цвет и плотно прилегающую к стеклу манометра.

Работа манометра запрещается, если:

- имеются механические повреждения корпуса или присоединительного штуцера;

- во время подачи давления стрелка на приборе не движется или движется скачками;

- повреждено стекло прибора;

- после прекращения воздействия давления среды стрелка не возвращается к нулевой отметке;

- превышает допустимое значение погрешности при измерении;

- прибор не прошел или не прошел государственную поверку.

Необходимо напомнить, что сфера законодательной метрологии не распространяется на манометры, устанавливаемые в системах теплоснабжения потребителей. Согласно Закону Республики Беларусь «Об обеспечении единства измерений» средства измерений, применяемые вне сферы законодательной метрологии, но включенные в Государственный реестр средств измерений, могут подвергаться поверке или калибровке или в отношении этих средств измерений могут применяться иные способы обеспечения единства измерений, определенные юридическим лицом, индивидуальным предпринимателем или иным физическим лицом, применяющим эти средства измерений (ст. 13 Закона), при этом иной способ обеспечения единства измерений может быть назван в том числе «поверкой».

Другими словами, владельцы манометров могут распорядительным документом определить необходимость перевода части устанавливаемых в системах теплоснабжения манометров, кроме требуемых к обязательной установке ТКП 458 «Правила технической эксплуатации теплоустановок потребителей», в разряд индикаторов с самостоятельным определением срока поверочного интервала.

**Н.Н. Киселев, начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
В.В. Шугаев, государственный инспектор Кормянской РЭИ Жлобинского МРО**



Инициатива Европейского союза EU4Energy для ВИЭ



15–16 ноября 2017 года в г. Минске по инициативе Международного энергетического агентства состоялся форум «**Интеграция различных возобновляемых источников энергии в сеть**», посвященный вопросам интеграции ВИЭ в энергосистему, а также разработки и внедрения исследований при реализации Программы EU4Energy. Министерство энергетики на форуме представляла заместитель Министра энергетики О.Ф. Прудникова.

Заместитель Министра подчеркнула актуальность рассматриваемой тематики и большой интерес белорусских энергетиков к опыту европейских коллег в условиях, когда Беларусь готовится к созданию внутреннего рынка электроэнергии и участвует в формировании общего

рынка Евразийского экономического союза. О.Ф. Прудникова отметила, что рекомендации, которые республика получит в рамках программы технической помощи, можно будет применить для успешной работы по реализации национальной энергетической политики.

В ходе мероприятия были рассмотрены существующие проблемные вопросы и лучшие страновые практики в отношении использования ВИЭ и их системной интеграции с учетом специфики региона.



Инновации. Образование. Энергоэффективность



20–21 ноября в г. Барановичи состоялась XI научно-практическая конференция «**Инновации. Образование. Энергоэффективность**», проводимая ежегодно по инициативе ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ». Организатором мероприятия выступило Министерство энергетики при поддержке Министерства образования и НАН Беларуси.

В рамках конференции было рассмотрено более 30 докладов, посвященных вопросам апробации новых теоретических, экспериментальных, конструкторских и технологических решений в различных отраслях экономики, практикам использования энергоэффективных

и энергосберегающих технологий, нетрадиционных и возобновляемых источников энергии, а также проблемным аспектам дополнительного образования взрослых. С докладом о перспективах развития Белорусской энергосистемы выступила заместитель Министра энергетики О.Ф. Прудникова.

В ходе конференции состоялось подписание Меморандума о сотрудничестве между Фондом энергоэффективности Республики Молдова и ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ».



Современные тренажеры для повышения уровня подготовки кадров в энергетической сфере

Применение тренажеров в сфере энергетического образования и подготовки кадров обсуждалось на научно-практической конференции «**Использование современных тренажеров для повышения уровня образования и практических навыков работников энергосистемы и студентов энергетических специальностей**». Мероприятие состоялось 8 декабря на базе Белорусского национального технического университета и собрало более 80 представителей ГПО «Белэнерго», БНТУ, организаций – разработчиков тренажеров из Российской Федерации.





С приветственным словом выступили заместитель Министра энергетики Республики Беларусь О.Ф. Прудникова, Генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов, декан энергетического факультета БНТУ К.В. Доброго.

В ходе мероприятия заслушаны доклады российских специалистов о современных технических средствах обучения персонала электростанций, применении имитационных 3D-тренажеров для подготовки специалистов электросетевых предприятий. Белорусские участники конференции поделились опытом использования тренажеров для подготовки кадров для Белорусской АЭС, оперативного персонала электростанций, а также практического применения инновационных технологий в системе дополнительного образования взрослых.

Докладчики подчеркнули важность тренажерной подготовки как в обучении специалистов отрасли, так и в повышении квалификации действующего персонала.



Обсуждены актуальные вопросы проектирования, возведения и эксплуатации ВЛ 35–750 кВ



13–15 декабря в г. Минске состоялся семинар по вопросам проектирования, возведения и эксплуатации ВЛ 35–750 кВ, организатором которого выступило РУП «Белэнергосетьпроект». Участники мероприятия рассмотрели такие актуальные вопросы, как особенности проектирования и эксплуатации ВЛ с изолированными проводами; проектирование повышенных опор для прохождения над лесом; методы контроля технического состояния конструкций опор и проводов ВЛ, в том числе с применением беспилотных летательных аппаратов; использование современных материалов и технологий для выполнения ремонта и усиления конструкций опор ВЛ; осуществление авторского надзора при строительстве ВЛ и др. Своим опытом в этой сфере поделились также энергетики из стран Евразийского экономического союза.

В рамках семинара состоялась выездная экскурсия на участок повышенных опор в Молодечненском районе. Участники мероприятия познакомились с опытом приемки скрытых работ и ответственных конструкций в процессе строительства.



ЭВОЛЮЦИЯ ГАЗООХЛАЖДАЕМЫХ РЕАКТОРОВ

История развития технологий в области мирного использования атомной энергии насчитывает уже более 70 лет. За эти годы ученые опробовали разные подходы к созданию реакторов для атомных электростанций и сегодня предлагают все более совершенные разработки в этой области. Между тем может оказаться, что в основу развития инновационных технологий будущего будет положена концепция газоохлаждаемых ядерных реакторов, с которых начиналась эра атомной энергетики.



Г.Г. ШПУНТОВ,
начальник отдела УМО
учебно-тренировочного центра
Белорусской АЭС

Самый первый в мире реактор, собранный Энрико Ферми в Чикаго в декабре 1942 года («Чикагская поленница»), использовал в качестве замедлителя графит. Выбор замедлителя для реакторов на естественном необогащенном уране (с концентрацией ^{235}U всего 0,7 %) очень невелик: тяжелая вода, бериллий, графит. Последний дешевле и технологичнее. И, конечно, первый реактор имел в прямом смысле газовое охлаждение, а именно – охлаждение естественной циркуляцией воздуха.

Первые британские реакторы – работчики плутония, дававшие по 35 кг оружейного плутония в год каждый («Windscale Piles»), были построены в Уиндскейле в 1950–1951 годах. Они использовали графитовую кладку с горизонтальными топливными каналами, но ввиду большей мощности требовали более серьезной заботы о теплоотводе. Вырабатываемое тепло отводилось уже принудительной циркуляцией воздуха. Однако выбор воздуха в качестве охладителя был опасным решением: при превышении температуры в активной зоне графит способен гореть, что и произошло в 1957 году в реакторе № 1, причем пожар вызвал серьезное радиоактивное заражение значительной территории.

Для первого коммерческого реактора Magnox¹, пущенного в 1956 году, ввиду сравнительно большой мощности – 60 МВт(э) – и еще более высокой рабочей температуры пришлось применить CO_2

под давлением 2 МПа. Давление увеличивало плотность и, соответственно, объемную теплоемкость теплоносителя, а воздух был заменен инертной по отношению к графиту средой. Кроме того, важно было низкое поглощение нейтронов углекислым газом, так как иначе в случае разгерметизации системы можно было получить опасный всплеск реактивности.

Реакторы Magnox получались большими, с активной зоной диаметром 14 м и высотой 8 м. Газ с температурой на выходе около 400 °С отдавал тепловую энергию в парогенераторе (рис. 1). Во избежание выхода радиоактивного газа первого контура, давление воды в парогенераторе было выше, чем давление CO_2 . Сравнительно низкая температура газа приводила к более низким параметрам пара, чем в традиционной тепловой энергетике: КПД первого из 26 построенных реакторов Magnox составлял 22 %, последнего – 28 %.

Кроме Британии реакторы этого типа успели построить также Франция, Италия и Япония.

На смену реактору Magnox в 1963 году пришел его эволюционный последователь – первый реактор серии AGR (Advanced Gas-cooled Reactor – «улучшенный газоохлаждаемый реактор»), также чисто британская разработка. Принцип работы остался неизменным, хотя конструктивно реактор значительно изменился. Ввиду более высоких температур оболочку ТВЭЛов² сделали из нержавеющей стали, а поскольку она сильно

поглощает нейтроны, то вместо естественного металлического урана стали применять слабообогащенный (~2 %), в виде спеченной в керамику окиси. В результате температура газа на выходе из реактора поднялась до 650 °С, а КПД – до 40 %.

В настоящее время, кроме одного реактора под давлением на АЭС «Сайзел», блок В, смонтированного в 1995 году, все остальные 14 реакторов Великобритании, введенные в эксплуатацию с 1976 по 1985 год, относятся к газоохлаждаемому типу AGR и имеют мощность от 615 до 690 МВт(э).

Привлекательной чертой реакторов Magnox/AGR является возможность перегрузки ТВС³ без остановки реактора, что повышает коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) и позволяет сократить неравномерность выдачи электроэнергии в сеть. Правда, в первые годы работы реакторов AGR это преимущество в полном объеме не использовалось, так как при перегрузке топлива без остановки реактора возникала большая вибрация. Однако позже система крепления ТВЭЛов была усовершенствована, и от вибрации из-

¹ Название реактора происходит от названия окиси магния, покрывавшей металлический уран в тепловыделяющих элементах.

² ТВЭЛ – тепловыделяющий элемент, обычно тонкая трубка с делящимся веществом внутри.

³ ТВС – тепловыделяющая сборка: группа ТВЭЛов, жестко закрепленная в пучок.



бавились. Сейчас перегрузку проводят при несколько сниженной нагрузке.

Реактор АGR хорошо защищен от различных аварий. Максимально опасной для него является одновременная разгерметизация первого контура и прекращение работы газодувки: в этом случае остаточное тепловыделение приведет к разрушению активной зоны. В то же время по отдельности разгерметизация первого контура или остановка даже всех четырех газодувок не представляют большой опасности, так как теплоотведение будет достаточным. Работа АGR подстраховывается не менее чем четырьмя резервными дизель-генераторами.

В 1972 году в эксплуатацию на первом энергоблоке АЭС «Богунце» (Словакия) был сдан коммерческий реактор КС-150⁴ на необогащенном уране с охлаждением CO₂. Это была совместная разработка советского Института теоретической и экспериментальной физики и чехословацкой компании Škoda, обеспечившей поставку многих видов вспомогательного оборудования. Для Чехословакии, обладавшей собственными месторождениями урана и высоким уровнем машиностроения, это была попытка создать свою атомную энергетику, овладеть ядерными технологиями с целью войти затем в круг экспортеров АЭС. Особенностью нового реактора было использование тяжелой воды в качестве замедлителя. В качестве ТВЭЛов применялись прутки металлического урана, имеющие слой защитного покрытия 0,45 мм из магниево-бериллиевого сплава. Пучок прутков помещался в трубу из циркония с добавками меди и молибдена. ТВЭЛы подвешивали к стальной решетке, обеспечивавшей свободный проход теплоносителя в сборку. Дистанционирование прутков производилось с помощью специальных муфт из сплава циркония. По ряду параметров КС-150 был для своего времени вполне передовой техникой, в частности, обладал отрицательным температурным коэффициентом реактивности, что обуславливало высокий уровень ядерной безопасности. Но, к сожалению, другие аспекты безопасности, в том числе защита от ошибок персонала, были недоработаны: случились две тяжелые аварии, одна из которых стоила жизни двум работникам, а в результате второй произошел выход радиоактивных отходов

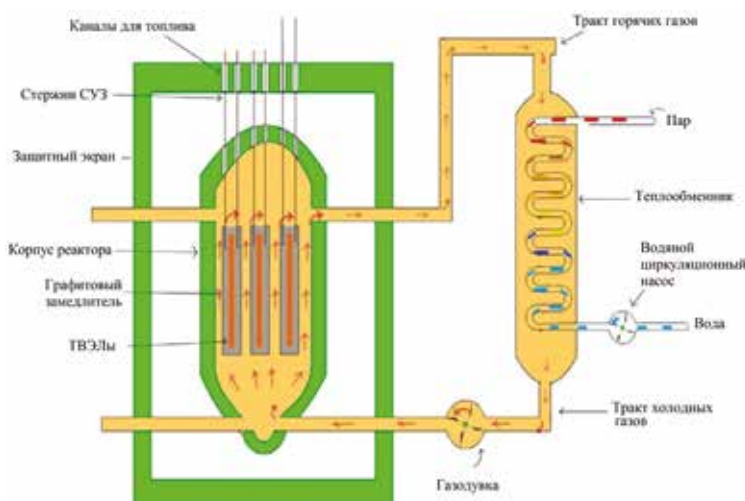


Рис. 1. Традиционный газоохлаждаемый реактор

(РАО) за пределы станции, что привело к выводу этого энергоблока из эксплуатации. Радиационное заражение местности усугубилось недостаточно продуманным выбором площадки АЭС: в июне 1978 года проливные дожди вызвали наводнение, затронувшее зараженные площади, и радионуклиды распространились на значительные прилегающие территории. Во многом из-за этой цепи фатальных событий уникальная технология сочетания тяжеловодного замедлителя и газового теплоносителя ни в СССР, ни за рубежом не получила дальнейшего развития.

В конце 1970-х годов в Советском Союзе ОКБМ имени И.И. Африкантова разработало концепцию установки ВГ-400 (тепловая мощность 1060 МВт, электрическая – порядка 400 МВт), которая, однако, не была реализована, так как в те

времена приоритетным считался реактор РБМК.

Среди газоохлаждаемых реакторов встречались довольно мощные. Так, в середине 1970-х годов в США на АЭС «Форт Сент-Врейн», а в середине 1980-х годов в Оберхаузене (ФРГ) были пущены и функционировали газотурбинные энергоблоки электрической мощностью порядка 300 МВт с призматическими топливными элементами.

В Лос-Аламосской лаборатории США с 1959 по 1971 год на высокообогащенном уране работал экспериментальный сверхвысокотемпературный реактор (UltraHigh Temperature Reactor Experiment – UHTREX) мощностью всего 3 МВт(т). Большая мощность не была самоцелью конструкторов, а вот величина выходной температуры гелия действительно стала серьезным достиже-

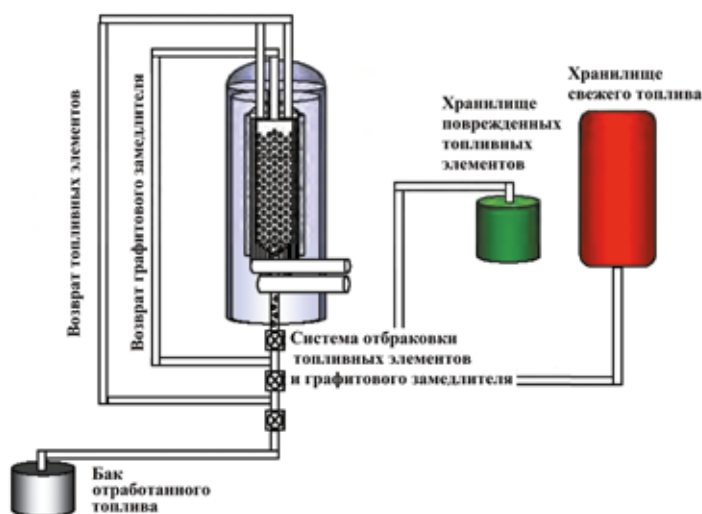


Рис. 2. Схема движения шарового топлива через реактор

⁴ КС – котел селеновый (селеном в целях секретности в СССР называли торий). Предполагалось использование этого реактора не только в урановом, но и в ториевом топливном цикле.

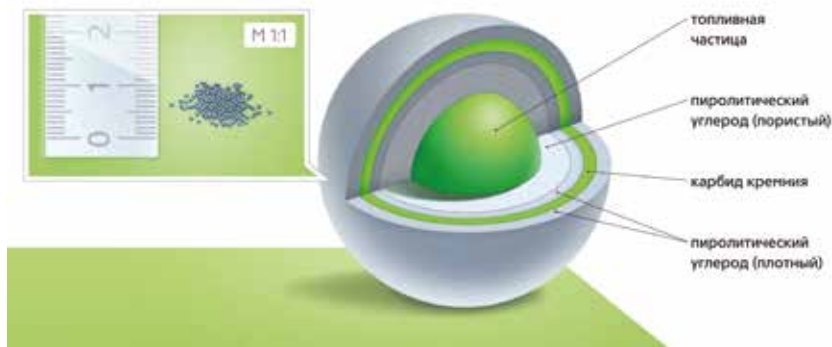


Рис. 3. Шаровое топливо для российского ВТГР



Рис. 4. Реактор IV поколения, Китай

нием – она составила 1316 °С. Однако пористая топливная матрица позволяла продуктам распада свободно выходить в охладитель, что привело в итоге к серьезному радиоактивному заражению всех устройств первичного контура.

Но это все – прошлое газоохлаждаемых реакторов. А в будущем к технологическим трендам для ВТГР⁵ IV поколения относят:

- отход от канальной конструкции;
- повышение температуры для увеличения КПД;
- инертный теплоноситель;
- другое топливо, как по форме (шаровое или призматическое), так и по композиции (керамическое или цельнометаллическое, включающее уран, плутоний, торий в разных вариантах);
- иные конфигурации активной зоны (кольцевая и др.);
- переход к прямому газотурбинному

циклу (в особо продвинутых разработках).

При требуемых высоких температурах азот окисляет многие металлы, а углекислый газ CO₂ способен восстанавливаться до СО, отдавая один атом кислорода для окисления графита или металла. Поэтому вне конкуренции оказываются гелий – негорючий, не корродирующий нейтроны и потому не активирующийся. Неслучайно в информационных материалах Международного форума по реакторам IV поколения (Generation IV International Forum – GIF) описание разрабатываемых перспективных конструкций начинается именно с ВТГР. А в паре с химически инертным гелием в качестве охладителя и старый добрый графит может получить вторую жизнь в качестве замедлителя нейтронов и термостойкого конструкционного материала.

КПД таких реакторов может достигать

42 % в паровом цикле и 50 % – в цикле с использованием газовой турбины. Высокая термостойкость и низкая повреждаемость шарового топлива, а также невосприимчивость гелия к наведенной радиации позволили МАГАТЭ классифицировать данный тип реакторов как абсолютно безопасный. Кроме того, для их работы практически не нужна вода, что позволяет строить АЭС с такими реакторами в бедных водными ресурсами районах вплоть до пустынь⁶. Неслучайно Саудовская Аравия и ОАЭ активно интересуются технологией ВТГР.

Общие идеи таких реакторов в научных публикациях обсуждаются давно. Причем, как правило, схема энергоблока наряду с генерацией электроэнергии включает также прямое использование тепловой энергии для получения водорода – перспективного экологически чистого топлива для автомобилей, а также сырья для многих химических процессов.

В разных странах были попытки построить прототипы таких конструкций. Более 20 лет назад в Германии был разработан реактор с насыпными шаровыми топливными элементами. В Юлихском исследовательском центре реактор AVR с шаровой засыпкой мощностью 40 МВт(т) и 15 МВт(э) функционировал 22 года, демонстрируя работоспособность данной технологии. На этом реакторе был поставлен уникальный демонстрационный эксперимент: одновременно прекращена подача теплоносителя и извлечены все поглощающие стержни. Цепная реакция прекратилась через несколько минут, разрушение топлива не превысило проектный уровень. Эта убедительная демонстрация физической самозащитенности реактора является мощным аргументом в пользу дальнейшего развития данной разработки. Эта же технология была использована при создании в немецком Хамме (район Унтроп) газоохлаждаемого реактора THTR300 мощностью 300 МВт(э), проработавшего с 1985 по 1989 год. Однако его конструкция оказалась несовершенной: за четыре года произошло около 80 аварий, суммарная выработка электроэнергии оказалась эквивалентной 423 дням работы на полной мощности.

Наиболее успешной в технологическом плане некоторое время признавалась конструкция частной фирмы из ЮАР⁷.

⁵ ВТГР – высокотемпературный газоохлаждаемый реактор.

⁶ Проект строительства Росатомом АЭС в Иордании уже долгое время сдерживается скудностью водных ресурсов страны.

⁷ Этот технически перспективный, по оценкам независимых экспертов, проект был остановлен по причине перерасхода государственных субсидий из-за неэффективного менеджмента, а также, предположительно, саботажа и коррупции.



Причем наряду с демонстрационными стендами гелиевого цикла и циркуляции топлива разработчикам удалось получить и высококачественное шаровое топливо, небольшое количество которого (81 шаровой элемент) было в начале 2000-х годов проверено в России в реакторных условиях. Делящееся вещество в виде мелких вкраплений интегрировано в более крупные шарики из графита. Эти шарики поступают в реактор сверху и постепенно выби- раются снизу, так что достаточно про- должительное время медленно переме- щаются в активной зоне (рис. 2). Выйдя из нее, шарики автоматически сортиру- ются: отработанные удаляются в специ- альное хранилище и идут на переработку, а содержащие еще достаточное коли- чество топлива повторно направляются на засыпку в активную зону. При таком алгоритме загрузки достигается более равномерное выгорание топлива, чем в нынешних реакторах III поколения. Безопасность реакторов с шаровой за- сыпкой основана как на низкой теплона- пряженности, высокой тепловой инерци- онности активной зоны и термостойкости оболочки топливных элементов, так и на самозащитности, которая обусловлена доплеровским эффектом расширения пика сечения захвата ней- тронов, компенсирующим сравнительно слабый положительный температурный коэффициент реактивности.

Проект реактора ВТГР с принци- пально аналогичной структурой топливных элементов (рис. 3) разработало ниже- городское предприятие «ОКБМ Афри- кантов». В настоящее время в России параллельно существуют пять различных проектов высокотемпературных газо- охлаждаемых реакторов на разной стадии разработки.

В 2012 году в Китае на площадке Шадао-бэй начато строительство демон- страционной АЭС «Шидаовань», вклю- чающей два ВТГР типа HTR-PM мощ- ностью 100 МВт каждый с шаровыми ТВЭЛами. Пуск первого реактора ожи- дается в 2018 году. В апреле 2017-го на- чата загрузка топлива. Впрочем, темпе- ратура гелия на выходе из активной зоны составляет всего 440 °С, что не вполне оправдывает амбициозный титул «вы- сокотемпературный».

В 2017 году Китайская атомная инже- нерная корпорация (CNEC) официально начала строительство в городе Жуйцзинь (провинция Цзянси, Восточный Китай) второй АЭС с газоохлаждаемыми реакто-

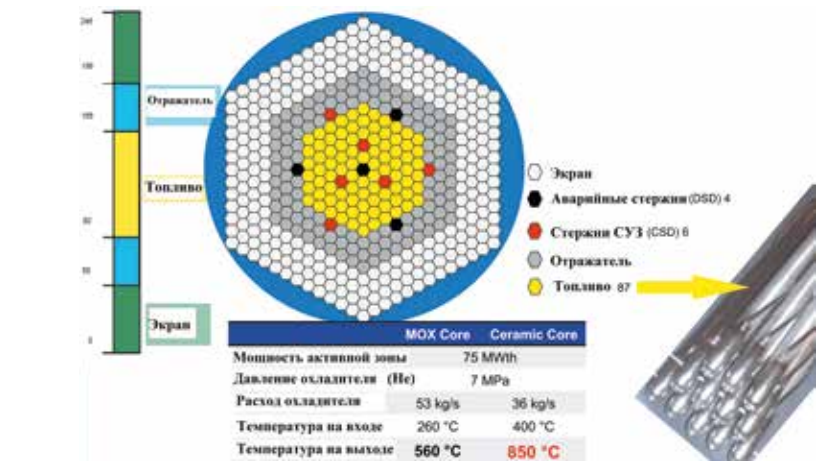


Рис. 5. Проект ALLEGRO: активная зона с ТВЭЛами в разрезе

рами HTR-PM (рис. 4). Компания плани- рует построить два энергоблока по три ре- актора в каждом, подающих пар на общую турбину мощностью 600 МВт. Первый энергоблок будет запущен в 2021 году. Пилотная линия по производству шаро- вого топлива для реакторов HTR-PM про- изводительностью 300 тыс. элементов в год введена в эксплуатацию в марте 2016 года.

Более амбициозным является проект ALLEGRO, активно развиваемый рядом европейских стран (рис. 5). Реактор с рас- четной мощностью 75 МВт(т) и темпера- турой гелия на выходе 850 °С должен по- служить демонстрационным прототипом для коммерческого ВТГР на быстрых ней- тронах GFR2400 мощностью 2400 МВт(т) (рис. 6). Разработчики уже достаточно далеко продвинулись в определении конструкции и способа функциониро- вания этого реактора. Так, например, по расчетам не получается удержать традиционное MOX-топливо (смесь оксидов урана и плутония в стальной

трубке) от расплавления в случае тя- желой аварии, поэтому приходится ис- кать варианты с керамической или цель- нометаллической топливной матрицей. Технологическое решение по использо- ванию карбида бора в качестве поглоти- теля признано неудовлетворительным, в связи с чем решено применять более дорогой EuB_6 . Расчетный КПД реактора превышает 40 %.

В перспективе мощность газоохлаж- даемых реакторов четвертого поколения будет увеличиваться, но пока основная задача – практическое освоение прин- ципов и технических решений, нара- ботка опыта. Прежние лидеры в сфере высокотемпературных газоохлаждаемых реакторов (Великобритания, Франция, США, Германия) по разным причинам утратили ведущие позиции, и кто придет им на смену – пока определить трудно. Однако наиболее осязаемых результатов на пути развития данной технологии на сегодня добился все-таки Китай, с его реактором HTR-PM.

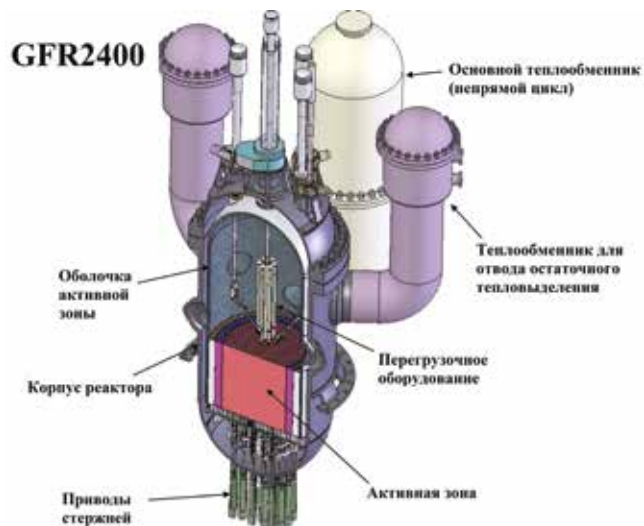


Рис. 6. Реактор GFR в разрезе

ДИСТАНЦИОННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ВЛ: ОТ ФИКСИРУЮЩИХ ПРИБОРОВ ДО НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) – один из наиболее повреждаемых элементов энергетической системы, в связи с чем особую актуальность для повышения надежности электроснабжения имеет оперативное и точное определение места повреждения. В статье рассматриваются различные подходы к дистанционному определению повреждений в распределительных, питающих и системообразующих электрических сетях.

Annotation

Overhead power lines – one of the most damaged elements of the energy system. Therefore fast and accurate fault location is very important for improving the reliability of power supply. This paper gives an overview of various methods for remote detection of fault location in transmission and distribution systems.

Статья поступила в редакцию 2 ноября 2017 года



Ю.А. МАЗУРЕК,
заместитель начальника
центральной заводской
лаборатории
ОАО «МЭТЗ им. В.И. Козлова»

Основными причинами повреждаемости ВЛ являются перенапряжения (атмосферные и коммутационные), климатические явления (изменения температуры окружающей среды, действие ветра и гололеда, загрязнение воздуха) и условия эксплуатации (трасса прохождения ВЛ, нагрузка линий и др.). Указанные причины приводят к коротким замыканиям (КЗ) или обрывам проводов с последующим нарушением электроснабжения потребителей, что, в свою очередь, наносит материальный ущерб населению и предприятиям.

С целью сокращения перерыва в электроснабжении потребителей и ликвидации повреждений на ЛЭП необходимо определить место повреждения, что является одной из самых важных и сложных задач в процессе работы предприятий электрических сетей (ЭС). Внедрение устройств и средств определения мест повреждения (ОМП) в ЭС 6–750 кВ способствует обеспечению экономичности их эксплуатации, повышению надежности электроснабжения потребителей, снижению потерь электроэнергии.

Формирование подходов к ОМП

Разнообразие структуры, условий и режимов работы ЭС, а также отличительные особенности различных видов повреждений ВЛ не позволяют применять какой-либо универсальный метод ОМП. Повреждения в ЭС 6–35 кВ и 110 кВ и выше отличаются ввиду использования различных способов заземления нейтрали трансформаторов подстанций (ПС). Это обуславливает применение различных принципов и методов ОМП для распределительных сетей напряжением 6–35 кВ, а также питающих и системообразующих сетей напряжением 110 кВ и выше.

Исследования в области ОМП стали активно проводиться в конце 1950-х – начале 1960-х годов. Основной вклад в теорию и практику ОМП ЛЭП внесли А.И. Айзенфельд, А.С. Малый, Г.М. Шалыт, Е.А. Аржанников, С.С. Саухатас, В.Н. Аронсон, Ю.А. Лямец и др.

Первым дистанционным прибором ОМП можно считать амперметр с фиксацией стрелки. Методика ОМП была основана на измерении тока КЗ, величина которого определялась амперметром на питающей ПС. Величина измеренного тока КЗ сравнивалась с заранее рассчитанными токами для различных точек сети. Теоретически обосновал и практически реализовал метод М.П. Розенкоп. Данные устройства отличались малой точностью ОМП [1].

В дальнейшем в связи с развитием техники осуществился переход от фиксации стрелки к запоминанию с помощью РС-цепочек. Для этого были разработаны фиксирующие приборы типа ФИП и ЛИФП [2, 3].

Серийный выпуск приборов типа ФИП был начат в 1969 году на Рижском опытном заводе «Энергоавтоматика». Эти приборы выпускались в различных модификациях как в качестве амперметров, так и в качестве вольтметров. Принцип ОМП с помощью данных приборов реализуется путем сравнения измеренных величин параметра аварийного режима (ПАР) с заранее рассчитанными.



Фиксирующий индикатор типа ЛИФП применяется для ОМП посредством измерения и запоминания периодической составляющей тока (ЛИФП-А) или напряжения (ЛИФП-В) с последующим анализом составляющих нулевой последовательности.

Дальнейшим усовершенствованием дистанционного метода ОМП является метод, применяемый в приборах ФТП. Расчет расстояния при этом производится по измеренному току обратной последовательности. Далее измеренный ток сравнивается с заранее рассчитанным. Аналогичным образом осуществляется поиск повреждения с помощью прибора ФПН, в котором в качестве измеряемой величины используется напряжение обратной последовательности [4].

Применение фиксирующих омметров

Развитие методов ОМП продолжилось с появлением приборов, которые фиксируют одновременно ток и напряжение аварийного режима, – фиксирующих омметров (ФИС, ИРА, ФМК-10) [5, 6].

Промышленный выпуск фиксирующих омметров типа ФИС был начат в 1983 году [7]. Принцип их работы следующий: в зависимости от вида КЗ в приборе кратковременно запоминаются две электрические величины. Расчет расстояния до места повреждения производится по следующему выражению:

$$l = \frac{U}{I \cdot x},$$

где U , I – соответственно напряжение и ток поврежденных фаз при КЗ; x – удельное индуктивное сопротивление ВЛ.

Определение вида и места повреждения с помощью фиксирующего омметра типа ИРА осуществляется при подаче на вход прибора фазных токов i_A , i_B , i_C и напряжений u_A , u_B , u_C . Расстояние до места повреждения при однофазном КЗ определяется по формуле

$$l = \frac{u_{A(t_0)}}{r'_A i'_{A(t_0)} + L'_A i'_{A(t_0)} + L'_{AB} i'_{B(t_0)} + L'_{AC} i'_{C(t_0)}},$$

где t_0 – момент перехода через нулевые значения тока нулевой последовательности; $u_{A(t_0)}$ – напряжение поврежденной фазы в момент t_0 ; r , L_A , L_{AB} , L_{AC} – удельные активное сопротивление и индуктивность линии; $i'_{A(t_0)}$, $i'_{B(t_0)}$, $i'_{C(t_0)}$ –

значения производных токов фаз А, В и С соответственно в момент времени t_0 .

При многофазном КЗ расчет осуществляется по формуле

$$l = \frac{(u_A - u_B)_{(t_0)}}{L_A (i_A - i_B)_{(t_0)}},$$

где t_0 – момент перехода через нулевые значения разности токов фаз А и В ($i_A - i_B$); $(u_A - u_B)_{(t_0)}$ – разность напряжений фаз А и В в момент времени t_0 ; $(i_A - i_B)_{(t_0)}$ – значение производной разности токов фаз А и В в момент времени t_0 .

Фиксатор ФМК-10 выпускался до 1988 года. Расчет расстояния до места междуфазного КЗ данным прибором осуществляется по реактивной составляющей сопротивления петли КЗ:

$$l = \frac{\text{Im} \left[\frac{U_{\text{МФ}}}{I_{\text{МФ}}} \right]}{x},$$

где $U_{\text{МФ}}$, $I_{\text{МФ}}$ – векторная разность напряжений и токов поврежденных фаз при КЗ.

На современном этапе для решения проблемы ОМП в качестве регистраторов ПАР используются фиксирующие приборы (индикаторы), регистраторы аварийных событий и микропроцессорные устройства релейной защиты. Применение цифровой вычислительной техники и программного обеспечения позволяет реализовывать методы ОМП с решением систем нелинейных уравнений и моделированием аварийных режимов.

Функция ОМП в условиях применения современных технологий

Функция ОМП сегодня реализуется современной микропроцессорной релейной защитой и цифровыми регистраторами различных производителей, в том числе:

- устройствами SPAC, REF и REL производства ABB;
- устройствами серии SIPROTEC производства Siemens;
- аппаратным комплексом «Бреслер» производства ООО «НПП Бреслер»;
- устройствами «Сириус» производства ЗАО «РАДИУС Автоматика»;
- цифровым регистратором «ПАРМА» производства ООО «ПАРМА»;
- устройствами серии МР производства РУП «Белэлектромонтажналадка».

Данные устройства могут реализовать сложные методы и алгоритмы ОМП, например, по мгновенным параметрам аварийного режима. Расчет расстояния до места повреждения при этом производится по следующим формулам [5]:

– при замере в двух точках осциллограммы:

$$l = \frac{u_{AB1} i_{AB2} - u_{AB2} i_{AB1}}{L \left[\left(\frac{di_{AB1}}{dt} \right) - \left(\frac{di_{AB2}}{dt} \right) \right]};$$

– при замере в момент времени t_0 , когда ток равен нулю:

$$l = \frac{u_{AB(t_0)}}{L \left(\frac{di_{AB}}{dt} \right)_{t_0}},$$

где u_{AB} – мгновенное значение междуфазного напряжения; i_{AB} – мгновенное значение тока повреждения; L – удельная индуктивность линии.

Применение данного метода становится возможным благодаря разработке и внедрению современных первичных преобразователей тока и напряжения (оптических трансформаторов тока, основанных на эффекте Фарадея, преобразователей на основе пояса Роговского и др.), у которых отсутствуют недостатки, присущие измерительным электромагнитным трансформаторам.

Другим методом ОМП по мгновенным значениям является метод, предложенный в [8]. В этом случае расчет искомого расстояния производится по формуле

$$l = \frac{1}{L} \cdot \frac{u - i \frac{U}{\omega} \ln \frac{I_{m1}}{I_{m2}}}{I_{m1} \omega},$$

где L – удельная индуктивность поврежденной линии; u , i – мгновенные значения напряжения и тока в момент повреждения; U – напряжение на нейтрале; I_{m1} , I_{m2} – амплитудные значения токов, следующих друг за другом на поврежденной линии; ω – собственная частота переходного процесса.

В [9] предложен новый метод ОМП по гармоническим составляющим ПАР. В его основе лежит разложение ПАР в ряд Фурье с последующим расчетом места повреждения по формуле

$$l_j = \frac{\text{Im} \left(\frac{U_{jAB}}{I_{jAB}} \right)}{2\pi f L},$$

где f – частота разложения Фурье; l_j – расстояние до места повреждения, най-



денное на частоте f ; U_{AB} – вектор напряжения АВ на частоте f ; I_{AB} – вектор тока КЗ на частоте f ; L – удельная индуктивность линии.

Перспективы развития методов ОМП

Технологии Smart Grid позволяют внедрять методы ОМП, которые ранее не применялись по причине сложности их технической реализации. Благодаря использованию цифровых коммуникационных сетей, интерфейсов обмена данными, двунаправленной схемы информационного обмена данными между элементами сети, современных точных преобразователей в сети Smart Grid решаются проблемы применения двухсторонних методов замера и реализации сложных алгоритмов, требующих обработки большого количества данных.

Примером реализации функции ОМП посредством сети Smart Grid может служить метод, основанный на получении информации от измерительных устройств (IED – Intelligent Electronic Device или Smart Sensors [10]), установленных в различных точках ЭС. Место повреждения в данном случае определяется посредством анализа падений напряжений и величин измененных токов [11].

Использование нейронных сетей является одним из наиболее перспективных направлений ОМП. Принцип работы алгоритмов в этом случае основан на сопоставлении измерительного образа (осциллограммы аварийного режима)

и набора расчетных образов для возможных мест повреждения. Особенностью использования нейронных сетей является их «обучаемость», суть которой состоит в возможности корректировки определенных параметров (весовых коэффициентов перцептрона) на основании информации о точном значении места повреждения [12].

Заключение

Современное развитие ЭС требует более качественного решения проблемы ОМП, в том числе за счет разработки новых современных алгоритмов, способных адаптироваться к различным условиям работы сети.

Сегодня существует хорошая теоретическая база для дистанционного ОМП, однако практическая реализация сильно отстает от теории.

Основными направлениями развития теории ОМП можно назвать:

- использование изохронного изменения ПАР в различных точках сети;
- использование математического аппарата искусственных нейронных сетей;
- использование теории нечетких множеств для учета неточности и неопределенности параметров сети;
- применение статистического анализа с целью повышения статистической надежности ОМП;
- оптимизацию системы аварийных измерений (выбор типов и мест установки фиксирующих приборов, определение режимов их пуска, организация передачи данных).

Список литературы

1. Розенкоп, М.П. Методика определения места замыкания на землю по токам и напряжениям нулевой последовательности в сетях разной конфигурации / М.П. Розенкоп. – М.: Энергия, 1964. – 32 с.
2. Арцишевский, Я.Л. Определение мест повреждения линий электропередачи в сетях с заземленной нейтралью: учеб. пособие для СПТУ / Я.Л. Арцишевский. – М.: Высшая школа, 1988. – 94 с.
3. Айзенфельд, А.И. Фиксирующие индикаторы тока и напряжения ЛИФП-А, ЛИФП-Б, ФПТ и ФПН / А.И. Айзенфельд, В.Н. Аронсон, В.Г. Гловацкий. – М.: Энергоиздат, 1989. – 88 с.
4. Аржанников, Е.А. Дистанционный принцип в релейной защите и автоматике линий при замыкании на землю / Е.А. Аржанников. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 176 с.
5. Аржанников, Е.А. Методы и приборы определения места короткого замыкания на линии: учеб. пособие / Е.А. Аржанников, А.М. Чухин. – Иваново: Ивановский государственный энергетический университет, 1998. – 74 с.
6. Айзенфельд, А.И. Фиксирующие индикаторы сопротивления ФИС / А.И. Айзенфельд, В.Н. Аронсон, В.Г. Гловацкий. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 64 с.
7. Шалыт, Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях / Г.М. Шалыт. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 312 с.
8. Байбурун, Э.Р. Метод оперативного определения места повреждения электрической сети напряжением 6(10)–35 кВ / Э.Р. Байбурун // Нефтегазовое дело. – 2006. – № 2.
9. Калентионко, Е.В. Определение расстояния до места междуфазного повреждения в воздушных распределительных электрических сетях на основе анализа гармонических составляющих параметров аварийного режима / Е.В. Калентионко, Е.О. Якович // Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2015. – № 4. – С. 5–13.
10. Zavoda, Fr. Sensors and IEDs Required by Smart Distribution Applications / Fr. Zavoda // ENERGY 2011: The First International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies, Venice, Italy, 22–27 May, 2011.
11. Kezunovic, Ml. Smart Fault Location for Smart Grids / Ml. Kezunovic // IEEE Transactions on smart grid. – 2011. – Vol. 2.
12. Sarvi, M. Determination of Fault Location and Type in Distribution Systems using Clark Transformation and Neural Networks / M. Sarvi // International Journal of Applied Power Engineering. – 2012. – P. 75–86.



ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Тенденции развития мировой энергетики довольно противоречивы. Об этом свидетельствуют прогнозы аналитиков Международного энергетического агентства (МЭА), представленные в его очередном ежегодном отчете. В статье рассматриваются основные тенденции развития энергетического сектора мира как с точки зрения динамики энергопотребления, так и в отношении перспектив развития мировых рынков энергоресурсов, включая рынок атомной энергетики.



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

Спрос и потребление

По оценке МЭА, мировой спрос на электроэнергию к 2040 году вырастет примерно на 37 %. При этом до 2025 года темпы этого роста будут составлять около 2 % в год, а затем упадут до 1 %. Это обусловлено направленностью энергетической политики государств на экономию энергопотребления, а также увеличением доли сферы услуг в мировой экономике.

Произойдет и резкое изменение распределения глобального спроса на энергию. Страны Западной Европы, Северной Америки и Япония уступят пальму первенства в потреблении энергии странам Азии, в первую очередь Китаю и Индии, на которые будет приходиться около 60 % глобального спроса. Значительно возрастет роль в потреблении электроэнергии государств Латинской Америки и стран Африки, расположенных южнее Сахары.

Прогнозируется, что к началу 2030-х годов основным потребителем нефти в мире станет Китай, оттеснив США на второе место. При этом странам Азии во главе с Китаем и Индией около 80 % необходимой им нефти придется покрывать за счет импорта.

Специалисты считают, что для обеспечения растущего спроса на энергию нужны масштабные инвестиции в энергетику. По прогнозам МЭА, до 2030 года они должны составить свыше \$ 20 трлн. Почти половину этой суммы придется направить на обеспечение текущего уровня поставок энергии, так как значительная часть существующей инфраструктуры (электростанции, линии

электропередачи, газо- и нефтепроводы) к 2030 году будет нуждаться в существенной модернизации или замене. Требуемый объем капитала в мировой экономике есть. Проблема состоит в том, что во многих странах государственные структуры уходят из энергетической сферы, а частный капитал не спешит занять освобождающуюся нишу, обращая внимание в первую очередь на уровень доходности вложений, возможность компенсации возникающих рисков и привлекательность тех инвестиционных условий, которые предлагаются правительственными органами.

Развитие международной торговли энергоносителями также ставит на повестку дня вопрос развития и модернизации соответствующей инфраструктуры. Здесь следует обратить внимание на несколько проблемных моментов:

- новые добывающие районы нефти и газа существенно удалены от традиционных потребителей, что требует сооружения протяженных, а значит и дорогостоящих трубопроводов или строительства крупнотоннажных танкеров большей грузоподъемности;
- увеличивается количество транзитных стран, через которые проложены или будут прокладываться трубопроводы, соответственно, увеличивается и количество транзитных конфликтов, что порождает проблемы в отношениях между транзитерами и поставщиками;
- часть транзитных путей, в частности многие международные проливы, функционирует на пределе своих пропускных возможностей;
- во многих развитых странах сооружение терминалов по регазификации

СПГ и нефтеперерабатывающих заводов вызывает резкие протесты местного населения;

- увеличивающиеся объемы трансграничной торговли энергоносителями ведут к повышению рисков, связанных с перерывами в энергообеспечении вследствие военных конфликтов, природных катаклизмов, техногенных катастроф.

Перспективы развития мировых энергетических рынков

Нефть, газ и уголь будут продолжать играть ведущую роль в мировой энергетике вплоть до 2040–2050-х годов. К 2040 году доля этих видов ископаемого топлива в мировом энергобалансе составит около 75 %, притом что сейчас этот показатель находится на уровне 85 %. Вместе с тем снизить количество выбросов углекислого газа в атмосферу не удастся. Рост объема этих выбросов составит около 25 % от нынешнего.

Нефтяной рынок. Как отмечают эксперты МЭА в новом ежегодном Среднесрочном прогнозе по нефтяному рынку (MTOMR), очень сложно предположить, как будет выглядеть рынок нефти даже в ближайшие 5 лет. Аналитики агентства

отметили несколько противоречивых тенденций, характеризующих международный нефтяной рынок, а именно: снижение цен на нефть не спровоцировало массового закрытия проектов по добыче высокозатратной нефти, падение цен на сырую нефть до 12-летнего минимума не привело к резкому увеличению спроса, а сокращение цены за баррель не подтолкнуло группу нефтедобывающих стран снизить производство нефти с целью стабилизации цен.

Региональные тенденции спроса на нефть сильно разнятся: снижение спроса на 1 барр. в странах ОЭСР влечет за собой рост спроса на 2 барр. в странах, не входящих в организацию. Но вместе с тем есть отрасли (нефтехимия и транспорт), где наблюдается устойчивый рост спроса на нефть. В 2016 году ежедневный спрос на этот энергоресурс в мире составлял 95,6 млн барр./сут (таблица 1). С учетом того, что увеличение суточного потребления нефти в мире происходит со скоростью около 1 млн барр. в год, примерно в 2020 году будет достигнута планка в 100 млн барр./сут. Но по прогнозам аналитиков МЭА, в последующем этот рост замедлится, что будет связано с повышением цены на нефть и мерами по регулированию спроса.

К 2030 году объем инвестиций в разработку и добычу нефти и газа должен составить около \$ 900 млрд в год. При этом существует неопределенность относи-

Таблица 1. Спрос и предложение нефти в мире в период с 2015 по 2021 год (млн барр./сут)*

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Мировой спрос	94,4	95,6	96,9	98,2	99,3	100,5	101,6
Предложение стран вне ОПЕК	57,7	57,1	57,0	57,6	58,3	58,9	59,7
Предложение стран ОПЕК	32,0	32,8	33,0	33,0	33,2	33,5	33,6
Газоконденсат ОПЕК	6,7	6,9	7,0	7,1	7,1	7,1	7,2
Мировое предложение	96,4	96,7	97,0	97,8	98,7	99,5	100,5

*По данным МЭА на первую половину 2016 года

тельно такого ежегодного инвестирования из-за рисков как экономического, так и политического характера. Среди них следует отметить политическую нестабильность в Венесуэле, на территории которой находится 18 % всех разведанных запасов нефти в мире (по состоянию на 2015 год Саудовская Аравия по этому показателю занимает второе место – 16,2 %); большую капиталоемкость и сложность разработки бразильских глубоководных месторождений нефти; санкции в отношении Российской Федерации, ограничивающие компаниям доступ к рынкам капитала и современным технологиям; неопределенность в освоении добычи нефти из канадских нефтяных песков; политическую нестабильность в Ираке. Одна из главных проблем в нефтяном секторе – это ситуация на Ближнем Востоке, которая сказывается на стабильности поставок в первую очередь в ази-

атские страны, которые, по прогнозам МЭА, в 2040 году будут импортировать из этого региона 2/3 сырой нефти, торгуемой на международных рынках.

Еще одной особенностью мирового рынка нефти станет увеличение в ближайшие 5–7 лет объемов нефтепереработки в условиях переизбытка перерабатывающих мощностей в течение всего прогнозируемого периода. Предполагается, что все запасные мощности в объеме 5,3 млн барр./сут будут сконцентрированы в Азии. Одним из крупнейших центров нефтепереработки, сопоставимым по мощности с США, станет Ближний Восток.

Газовый рынок. Что касается природного газа, то тенденция к росту его добычи и потребления сохранится и в будущем. Согласно прогнозу ОПЕК World Oil Outlook (WOO, 2015), к 2040 году





газ станет самым востребованным в мире энергоносителем. Ежегодно спрос на него будет прирастать на 2,4 %, и к 2040 году доля голубого топлива в мировом энергобалансе составит 27,9 %.

Самые высокие темпы прироста потребления природного газа будут характерны для развивающихся стран, которые, по прогнозам ОПЕК, к 2022 году станут крупнейшими потребителями данного энергоресурса. Причем в региональном плане большая часть спроса будет приходиться на развивающиеся страны Азии, и в первую очередь Китай и Индию, которые делают упор на развитие газовых ТЭС. Весьма активно продолжит расти газопотребление в странах Ближнего Востока: Саудовской Аравии, Иране, Катаре и ОАЭ – за счет ввода новых мощностей в электроэнергетике и промышленности. В то же время в ЕС, Японии и США особого роста потребления газа не ожидается.

Что касается рынка сжиженного природного газа (СПГ), то, по оценкам специалистов, его доля в мировых поставках увеличится с 8 % в 2013 году до 23 % в 2035-м. Минимально спрос на СПГ будет расти в Европе (всего лишь на 0,6 % ежегодно), максимально – в Азии (на 3,2 %, в том числе в Китае на 6,1 %). Такая динамика потребления на рынке СПГ объясняется несколькими причинами:

- возрастающими потребностями Китая в экологически чистых энергоносителях;
- ростом бытового потребления сжиженного газа на Ближнем Востоке и в Европе;
- формированием в Юго-Восточной Азии (ЮВА) и Латинской Америке новых генерирующих мощностей, работающих на экологически чистом топливе – СПГ.

По прогнозам англо-голландской компании Shell, мировой СПГ-рынок вырастет с 250 млрд м³ в 2015 году



до 460 млрд м³ в 2030-м и будет рынком покупателя. Производство данного вида энергоносителя в течение ближайших 5 лет будет превышать предложение на 60–65 млрд м³ ежегодно. Крупнейшими производителями СПГ станут США, Австралия и Восточная Африка. До 2020 года США планируют ввести в строй 5 терминалов, которые будут экспортировать сжиженный газ в объеме 57,8 млрд м³ ежегодно.

По состоянию на начало 2017 года производством и экспортом СПГ занимались 20 стран, а импортом – около 30 (таблица 2).

В России действует только один СПГ-завод – «Сахалин-2» («Газпром», Shell, Mitsui, Mitsubishi), который ежегодно производит около 14,9 млрд м³ сжиженного газа. По оценкам различных экспертов, в настоящее время российские производители занимают 4–5 % мирового рынка СПГ.

В России разрабатывается несколько проектов по постройке СПГ-заводов, в том числе «Ямал СПГ», «Печора СПГ», совместный проект «Роснефти» и Exxon Mobile на Сахалине и др. Из них в настоящее время наиболее перспективным выглядит проект «Ямал СПГ», реали-

зация которого уже профинансирована и законтрактована. Его производственные мощности должны составить 22,8 млрд м³. Первую очередь мощностью 7,6 млрд м³ СПГ планируется запустить в конце 2017 года.

Рынок каменного угля. Запасы каменного угля в мире огромны, проблем с его добычей и транспортировкой нет, но в перспективе ограничительным фактором спроса на уголь станет тенденция на снижение выбросов углекислого газа в атмосферу и борьба с загрязнением окружающей среды. Согласно прогнозу МЭА, темпы роста мирового спроса на уголь до 2021 года будут составлять всего лишь 0,6 % ежегодно. Это связано с тем, что развитые страны мира продолжают отказываться от этого источника энергии, а рост потребления угля в Китае остановился и будет падать до 2018 года, затем до 2021-го стабилизируется и только в дальнейшем возможен медленный рост. Кроме того, в 2014 году впервые с 1990 года было зафиксировано падение спроса на уголь на 0,9 %, притом что в предыдущие годы добыча угля росла на 4 % ежегодно.

В то же время прогноз по потреблению угля, в отличие от нефти и газа, разнонаправлен. Развитые страны снижают потребление этого вида топлива, но существует группа стран, наращивающих спрос на уголь, – это Индия и страны ЮВА. Так, согласно прогнозам МЭА, в Индии спрос на уголь вырастет на 187 млн т в год, но полагать, что эта страна простимулирует международный спрос на этот энергоресурс, не стоит. Большая часть

Таблица 2. Топ-5 крупнейших экспортеров и импортеров СПГ в мире по состоянию на начало 2017 года (млрд м³ в год)*

Страна	Объем экспорта	Страна	Объем импорта
Катар	106,4	Япония	118,0
Австралия	39,8	Республика Корея	43,7
Малайзия	34,2	Китай	26,2
Нигерия	27,5	Индия	21,7
Индонезия	21,9	Тайвань	18,7

*Источник: сайт <https://www.vostockcapital.com>

потребности будет удовлетворяться страной за счет развития собственных мощностей по добыче угля при одновременном сокращении традиционного импорта. В двух других странах ЮВА – Вьетнаме и Индонезии – будет наблюдаться рост потребления угля, он составит 7,2 % ежегодно. Большая часть этого спроса придется на импорт.

Что касается производства угля, то, по данным МЭА, в Австралии и Индии этот показатель будет расти, в Европе и США – падать, а в Китае останется неизменным.

Плохой новостью для угольной промышленности является то, что цены на уголь, в отличие от цен на нефть и газ, будут только падать и никаких перспектив роста здесь не просматривается. Так, банк Goldman Sachs снизил прогноз уровня цен на уголь, добываемый в австралийском Ньюкасле (штат Новый Южный Уэльс, NSW), до \$ 45 за тонну в 2018 году, а долгосрочные цены прогнозируются на уровне \$ 42,5 за тонну.

Ядерная энергетика. Ядерная энергетика была, есть и останется в перспективе составной частью национальных энергетических систем как в странах с позитивным восприятием мирного атома, так и в тех, что наметили и осуществляют поэтапное закрытие существующих станций. Следует также признать, что вопреки многочисленным ожиданиям, возникшим с появлением первых АЭС, атомная энергетика так и не стала ведущим источником энергии для человечества. В 2016 году она обеспечила только 5 % мирового потребления энергии. Прогнозируется, что к 2040 году этот показатель составит 7 %.

Следует отметить, что тенденции в сфере атомной энергетики в развитых и развивающихся странах мира будут разнонаправленными. В развитых странах ожидается незначительное падение доли АЭС в производстве электроэнергии: с 17,9 % в 2015 году до 17,5 % в 2040-м; в развивающихся странах за тот же период эта доля вырастет с 4,5 % до 7,9–8,1 %.

Большой проблемой для государств, эксплуатирующих АЭС, может стать вывод энергоблоков из промышленной эксплуатации: у большей их части проектный эксплуатационный период заканчивается в ближайшие десятилетия. Во многих странах сроки работы энергоблоков на АЭС продлены



с 40 до 60 лет. По состоянию на октябрь 2016 года реакторы со сроком эксплуатации до 20 лет составляли около 20 % от всех действующих в мире, свыше 40 лет – 15 %. По прогнозу МЭА к 2040 году предстоит вывести из эксплуатации около 30 % из 450 работающих в настоящее время реакторов, что обойдется странам с ядерной энергетикой примерно в \$ 100 млрд. Это ориентировочная сумма, так как в мире почти нет практического опыта демонтажа и дезактивации реакторов. Общий объем отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) к указанному времени составит 700 тыс. т. При этом ни в одной стране мира для ОЯТ еще нет постоянных хранилищ.

Снижение атомных мощностей на 20 % к 2040 году запланировано в таких странах Европы, как Бельгия, Великобритания, Германия, Испания, Франция, Швейцария, Швеция, где приняты политические решения об отказе от использования атомной энергии.

В Северной Америке атомные мощности за этот период снизятся незначительно – с 2,0 % до 1,8 %, в то же время в странах Азии они значительно возрастут – примерно в 5 раз, в первую очередь за счет Китая и Индии. Кроме того, ряд стран этого региона к 2040 году планируют обзавестись собственными АЭС, в частности Вьетнам, Индонезия, Лаос, Малайзия.

На Ближнем Востоке о строительстве собственных атомных станций заявили Израиль, Иордания, ОАЭ, Саудовская Аравия. Свои планы по стро-

ительству атомных блоков озвучили Польша и Турция, среди государств – участников СНГ ввод АЭС ожидается в Беларуси и Казахстане. Предполагается, что к 2040 году число стран с ядерной энергетикой вырастет с нынешних 31 до 36, с учетом государств, которые откажутся от использования атомной энергии.

В 2015 году лидерами по выработке электроэнергии на атомных энергоблоках были США, Франция и Китай. К 2040 году, по прогнозам МЭА, на первое место выйдет Китай, увеличив выработку электроэнергии на АЭС в пять раз, второе место займут США, а Франция замкнет тройку лидеров. Предполагается, что четвертой в списке окажется Южная Корея, атомные электростанции которой будут вырабатывать вдвое больше электроэнергии, чем в 2015 году, а Россия переместится на пятое место. При этом выработка электроэнергии на АЭС сократится в мире на 15 %.

И ученые, и аналитики полагают, что в рассматриваемом периоде есть вероятность появления в отрасли технологий нового поколения, внедрение которых будет осуществляться при строительстве АЭС. Но поскольку для атомной энергетики характерны длительные инвестиционные циклы, в ближайшие 25 лет даже передовые технологии не смогут коренным образом изменить мир атомной энергетики.



ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПРАВА, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В СУДЕБНОЙ ПРАКТИКЕ

В статье дается обзор судебной практики по спорам, вытекающим из энергетических отношений, анализируются наиболее актуальные категории этих дел, чаще всего применяемые источники энергетического права и приемы защиты. Рассматриваются также редко используемые формы и способы защиты прав и законных интересов в энергетической отрасли.



В.С. КАМЕНКОВ,
д.ю.н., профессор, заведующий
кафедрой финансового права
и правового регулирования
хозяйственной деятельности БГУ,
заместитель председателя
ОО «Белорусский республиканский
союз юристов»

Предметом настоящего анализа являются в основном судебные акты экономических судов страны по энергетическим спорам. Следует отметить, что в таких спорах специалисты достаточно редко опирались на положения Конституции Республики Беларусь [1] (ст. 46 и иные нормы). Тем не менее статистика свидетельствует, что Основной Закон нашего государства в юридической практике не забывается: из 504 изученных судебных актов Конституция упоминается в 6 случаях (1,2 %).

В частности, когда рассматривалось дело о признании недействительным решения районного исполнительного комитета об изъятии земельного участка из категории земель населенных пунктов, садоводческих товариществ, дачных кооперативов в категорию земель промышленности, транспорта, связи, энергетики, обороны и иного назначения [3], суд первой инстанции не ссылался на Основной Закон. В то же время автор апелляционной жалобы сослался на ст. 44 Конституции Республики Беларусь, защищающую право собственности. И хотя апелляционная инстанция экономического суда Минской области в своем постановлении [4] признала эту ссылку необоснованной, сама практика обращения к положениям Основного Закона является прогрессивным явлением.

В другом случае тот же суд по делу о взыскании долга за потребленную энергию [5] сослался на ст. 115 Конституции Республики Беларусь и ст. 19 Хозяйственного процессуального кодекса Республики Беларусь в обоснование необходимости соблюдения сторонами

принципа состязательности. Аналогичные ссылки делались и в других делах.

Чаще всего использовался либо анализировался судами Гражданский кодекс Республики Беларусь (ГК) [2]. Ссылки на его положения встречаются в 466 судебных решениях (92,5 %) по энергетическим спорам. Характерно, что частота применения судами конкретных правовых норм ГК по этим делам существенно различается.

Так, основные начала гражданского законодательства (ст. 2 ГК) использовались в 10 решениях судов (1,9 %). Как правило, дополнительно к иным правовым нормам для обоснования исковых требований и судебных актов применялись такие принципы гражданского законодательства, как свобода договора, равенство сторон перед законом, принципы добросовестности и разумности участников гражданских правоотношений. Например, рассматривая исковое требование о понуждении к заключению договора теплоснабжения (абонент подписал договор с протоколом разногласий, а энергопоставляющая организация отклонила все изменения, предложенные абонентом), суд удовлетворил иск с учетом спорных условий договора, принятых сторонами и установленных судом. Суд учел и принцип свободы договора, предполагающий, что понуждение к заключению договора не допускается, за исключением случаев, когда обязанность заключить договор предусмотрена законодательством или добровольно принятым обязательством [6].

Общие положения по исполнению обязательств (ст. 290 ГК) применялись в 303 судебных актах (60 %). Практи-

чески во всех изученных судебных решениях текст данной статьи приводится с целью указания, что обязательства должны исполняться надлежащим образом в соответствии с условиями обязательства и требованиями законодательства, а при отсутствии таких условий и требований – в соответствии с обычно предъявляемыми требованиями. Иногда ст. 290 ГК называется в качестве одного из правовых оснований исковых требований. Правда, некоторые суды приводят сокращенную формулировку этой правовой нормы без указания обоснования [7].

Положения, касающиеся срока исполнения обязательства (ст. 295 ГК), использовались в 19 судебных решениях (3,8 %), что могло бы свидетельствовать о незначительном количестве нарушений сроков исполнения обязательств в энергетике. Но при дополнительном изучении дел установлено, что эти нарушения стали предметом рассмотрения 28 дел (5,5 %). Следовательно, не все стороны, как и суды, употребляют весь необходимый комплекс правовых норм для обоснования требований и выводов.

Статистика также ярко свидетельствует о неиспользовании института залога энергетическими компаниями.

Так, **ст. 315 ГК** (залог), как один из возможных регуляторов энергетических конфликтов, применялась только в одном судебном деле (0,2 %) [8]. Банк заявил требование о взыскании задолженности по кредитному договору путем обращения взыскания на заложенное имущество, поскольку заемщик (залогодатель) ненадлежащим образом исполнял кредитный договор. Кредит получался в том числе на строительство объекта энергетики. Решением суда требование истца удовлетворено, так как у кредитора (залогодержателя) имелись основания требовать взыскания задолженности путем обращения взыскания на заложенное имущество.

В то же время ответственность за неисполнение денежного обязательства (**ст. 366 ГК**) упоминается в 62 судебных актах (12,3 %). Например, обществом с ограниченной ответственностью (далее – ООО) «Т» заявлен иск о взыскании с ответчика – ООО «А» основного долга за отпущенную электроэнергию, а также процентов за пользование чужими денежными средствами. В исковом заявлении истец просил взыскать с ответчика сумму неосновательно сэкономленных денежных средств, которые ответчик должен был израсходовать на оплату электроэнергии, подаваемой в арендуемые ООО «А» нежилые помещения, а также проценты за пользование чужими денежными средствами.

Ответчик предъявил встречный иск, где указал, что ООО «Т» получило предоплату по договору, а договор аренды помещения потребовало расторгнуть досрочно. На этом основании он просил взыскать с ООО «Т» неосновательно сэкономленные денежные средства и проценты за пользование чужими денежными средствами. Суд требования арендодателя удовлетворил. Встречный иск о взыскании неосновательного обогащения и процентов также был удовлетворен, так как за вычетом задолженности за потребленную энергию у арендатора существовала переплата по арендным платежам [9]. Другие судебные решения содержат, как правило, только упоминание ст. 366 ГК без подробной мотивировки ее применения. Незначительное число судебных актов по этой категории также говорит о нечастом использовании этой правовой нормы сторонами.

Еще реже используются в судебной практике основные положения заключения договора (**ст. 402 ГК**). Ссылки

на соответствующую статью встречается только в 8 судебных решениях (1,5 %). Как правило, ст. 402 ГК упоминается или ее текст приводится для того, чтобы от общих требований, предъявляемых к содержанию договора, перейти к особым условиям энергетических договоров. Это можно назвать характерной особенностью таких судебных актов. Так, в решении суда по одному из дел записано: «...п. 1 ст. 402 ГК предусматривает, что договор считается заключенным, если между сторонами в требуемой форме достигнуто соглашение по всем существенным условиям договора».

Согласно п. 10 Правил пользования тепловой энергией «существенными условиями договора теплоснабжения, заключаемого между абонентом и энергоснабжающей организацией, являются:

- предмет договора – обязанность энергоснабжающей организации обеспечить подачу в договорные сроки тепловой энергии в количестве и по качеству, соответствующим условиям договора теплоснабжения, а обязанность абонента – принять тепловую энергию и произвести ее оплату в соответствии с условиями договора;

- проектные максимальные часовые нагрузки по каждому виду теплопотребления и соответствующие расходы сетевой воды;

- количество тепловой энергии с разбивкой за каждый расчетный период;

- параметры теплоносителя;

- режимы теплоснабжения и теплопотребления;

- количество и продолжительность отключений систем теплоснабжения энергоснабжающих организаций и систем теплопотребления абонентов для проведения плановых работ по ремонту оборудования;

- указание группы потребителя, по которой будет применяться тариф на тепловую энергию;

- порядок, форма расчетов и сроки оплаты тепловой энергии;

- обязательство абонента обеспечить приборный учет и контроль потребляемой тепловой энергии с измерением расхода и параметров теплоносителя;

- обязанность абонента обеспечить доступ уполномоченных представителей энергоснабжающей организации при предъявлении служебного удостоверения к системам теплопотребления абонента, теплоиспользующим установкам и приборам учета для контроля исполнения условий договора теплоснабжения;

- ответственность сторон за нарушение условий договора теплоснабжения;
- величина нормируемых тепловых потерь в тепловых сетях потребителя в Гкал на участке теплосети от границы раздела до установки прибора учета» [10].

Правовые нормы о регулировании договора энергоснабжения (**ст. 510 ГК**) упоминаются в решениях по 234 делам (46,3 %). Чаще всего ссылка на данную статью дается в судебных решениях с целью отразить позицию истцов и для обоснования выводов суда. Как правило, приводится полный текст п. 1 ст. 510 ГК, иногда номер пункта не указывается [11].

Аспекты заключения и продления договора энергоснабжения (**ст. 511 ГК**) рассматриваются в 12 делах (2,4 %). В основном правовая конструкция этой статьи используется для завершающих выводов в решении суда и упоминается наряду с другими статьями материального и процессуального права. Но имеются решения, где суд указывает конкретный пункт статьи, например, п. 3 для опровержения доводов истца [12], п. 2 – для удовлетворения иска [13].

Незначительное число раз в судебной практике по энергетическим спорам применялись положения следующих статей: **ст. 512 ГК**, регламентирующей вопросы количества энергии (в 11 делах, или 2,2 %, только в качестве обоснования позиции одной из сторон по спору); **ст. 513 ГК** о качестве энергии (в одном деле, или 0,2 %, что свидетельствует о нераспространенности конфликтов по данному основанию); **ст. 514 ГК** об обязанности абонента по содержанию и эксплуатации сетей, приборов и оборудования (по 8 делам, или 1,6 %, что также подтверждает снижение количества дел по данному основанию: последнее судебное решение со ссылкой на эту статью датировано 2011 годом).

Несмотря на частое использование в судебной практике положений **ст. 515 ГК** об оплате энергии (173 дела, или 34,3 %), особенностей применения этих правовых норм не выявлено. Но само количество дел этой категории говорит о необходимости управления дебиторской задолженностью в организациях энергетики, использования механизмов медиации и иной системной работы с абонентами и иными партнерами.

Не выявлено особых проблем в применении **ст. 516 ГК**, регламентирующей вопросы взаимодействия с субабонентами (7 дел, или 1,3 %), и **ст. 517 ГК**

об изменении и расторжении договора энергоснабжения (3 дела, или 0,6 %). Дела последней категории не встречаются уже больше 10 лет.

Судебная статистика свидетельствует также о невысокой распространенности дел, касающихся ответственности по договору энергоснабжения (ст. 518 ГК). Ссылка на эту статью встречается в 30 делах (5,9 %). Чаще всего конструкция статьи применялась для общего обоснования решений различных судов.

Так, в одном случае истец, руководствуясь подпунктом 5.7 п. 5 договора, заключенного между сторонами, просил взыскать с ответчика убытки, причиненные неподачей тепловой энергии в паре для разогрева мазута. Сумма убытков оценивалась как пятикратный размер стоимости неотпущенной тепловой энергии. Суд сделал вывод, что ГК содержит специальные нормы, устанавливающие особенности ответственности сторон по договору энергоснабжения, и сослался на п. 1 ст. 518 ГК, которым установлено, что в случаях неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств по договору энергоснабжения сторона, нарушившая обязательство, обязана возместить причиненный этим реальный ущерб, а не убытки. То есть нормы п. 1 ст. 518 ГК ограничивают ответственность энергоснабжающей организации и обязывают возмещать лишь те расходы, которые лицо, чье право нарушено, понесло или должно будет понести для восстановления нарушенного права, а также утрату либо повреждение имущества. Поэтому суд пришел к выводу, что положения подпункта 5.7 п. 5 договора между сторонами противоречат п. 1 ст. 518 ГК, и признал данное положение ничтожным. Кроме того, экономический суд сделал вывод о том, что истцом не доказан размер реального ущерба, причиненного ему ответчиком в результате ненадлежащего исполнения обязательств по договору, и в иске отказал [14].

Апелляционная инстанция оставила решение суда первой инстанции без изменения. Она дополнительно указала, что для применения ответственности в виде взыскания убытков, предусмотренной ст.ст. 14, 364 ГК, необходимо наличие состава ненадлежащего исполнения (вред, противоправность поведения, вина причинителя вреда и причинно-следственная связь между действиями причинителя и наступившими у истца неблагоприятными последствиями, доказанность размера

убытков). А в материалах дела отсутствуют доказательства причинно-следственной связи между действиями ответчика (неподачей тепловой энергии) и наступившими у истца неблагоприятными последствиями в виде убытков в заявленном размере [15].

Что касается вопроса применения правил энергоснабжения (ст. 519 ГК) к иным договорам, то к этой правовой норме специалисты обращались в 53 делах (10,5 %), а в комплексе положения ст.ст. 510–519 ГК использовались в 35 судебных спорах (6,9 %).

Анализ применения положений ст.ст. 971–976 ГК, регламентирующих обязательства вследствие неосновательного обогащения, показал, что они практически не используются: ссылка на эти статьи найдена только в одном судебном решении (0,2 %), что свидетельствует о необходимости более пристального изучения этих правовых норм юристами, работающими в энергетической отрасли, для правильного их использования.

Заключение

Знание особенностей правоприменительной практики при рассмотрении энергетических споров является важным фактором профессионального успеха работников разного уровня, специализирующихся в энергетическом праве: юристов энергетических организаций, которые готовят иски и иные заявления в экономические суды, руководителей, подписывающих эти заявления, оппонентов этих организаций, судей, рассматривающих подобные дела и споры, прокуроров и адвокатов, медиаторов, а также преподавателей и студентов юридических вузов. Несмотря на то что интерес к подобной информации у каждой из этих групп свой, общим позитивным результатом будет складывающаяся судебная практика, позволяющая формировать обоснованную позицию по каждому конкретному исковому заявлению, жалобе, судебному акту и т.п.

Опубликование результатов судебной практики позволяет реально влиять на предупреждение таких явлений, как правовой нигилизм, непрофессиональное поведение, необоснованная нагрузка на суды и т.п. С другой стороны, анализ тенденций правоприменения способствует повышению квалификации практикующих юристов и сближению практики с юридической наукой.

Список литературы

1. Конституция Республики Беларусь 1994 года (с изменениями и дополнениями, принятыми на республиканских референдумах 24.11.1996 и 17.10.2004) // Ведамасці Вярхоўнага Савета Рэспублікі Беларусь. – 1994. – № 9, ст. 144.
2. Гражданский кодекс Республики Беларусь: Кодекс Республики Беларусь от 07.12.1998 № 218-3 (ред. от 05.01.2016) // Нац. правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 14.01.2016.
3. Решение экономического суда Минской области от 28.07.2015 (дело № 192-3/2015) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2015.
4. Постановление апелляционной инстанции экономического суда Минской области от 08.09.2015 (дело № 192-3/2015/269А) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2015.
5. Решение хозяйственного суда Минской области от 23.01.2009 (дело № 15-4/09) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2009.
6. Решение экономического суда Брестской области от 15.04.2016 (дело № 6-2/2016) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2016.
7. Решение экономического суда Минской области от 07.10.2015 (дело № 252-5/2015) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2015.
8. Решение экономического суда Брестской области от 04.04.2016 (дело № 25-9/2016) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2016.
9. Решение хозяйственного суда Витебской области от 14.11.2013 (дело № 95-9/2013) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2013.
10. Правила пользования тепловой энергией: постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 19.01.2006 № 9 // Нац. реестр правовых актов Республики Беларусь № 36, 8/13870 [Электронный ресурс]. – Дата доступа 06.03.2006.
11. Решение экономического суда Минской области от 21.10.2015 (дело № 228-2/2015) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2015.
12. Решение хозяйственного суда Могилевской области от 29.03.2006 (дело № 40-12/2006) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2006.
13. Решение хозяйственного суда Витебской области от 08.09.2010 (дело № 459-14/2010) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2010.
14. Решение экономического суда Витебской области от 14.01.2015 (дело № 155-2/2014) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2015.
15. Постановление апелляционной инстанции экономического суда Витебской области от 19.02.2015 (дело № 155-2/2014/18А) // КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2015.

Законы Республики Беларусь**▶ Закон Республики Беларусь от 10.11.2017 № 59-3****«О ратификации Договора о Таможенном кодексе Евразийского экономического союза»**

Законом ратифицирован Договор о Таможенном кодексе Евразийского экономического союза, подписанный в г. Москве 11 апреля 2017 года.

Новый кодекс вступит в силу с 1 января 2018 года.

▶ Закон Республики Беларусь от 10.11.2017 № 65-3**«О ратификации Протокола о внесении изменений в Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о мерах по урегулированию торгово-экономического сотрудничества в области экспорта нефти и нефтепродуктов от 12 января 2007 г.»**

Ратифицирован Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о мерах по урегулированию торгово-экономического сотрудничества в области экспорта нефти и нефтепродуктов от 12 января 2007 года, подписанный в г. Москве 13 апреля 2017 года.

Протоколом предусмотрено, что в индикативных балансах учитываются объемы российской нефти сырой, предназначенной для Республики Беларусь по заявкам компетентного органа Республики Беларусь, с 2017 года по 2024 год – 24 млн т ежегодно трубопроводным транспортом. Указанные ежегодные объемы нефти сырой могут быть изменены в зависимости от технических возможностей магистральных нефтепроводов не более чем на 2%. При этом они могут быть увеличены начиная с 2021 года по согласованию компетентных органов Сторон.

Закон вступил в силу 10 ноября 2017 года.

Декреты Президента Республики Беларусь**▶ Декрет Президента Республики Беларусь от 23.11.2017 № 7****«О развитии предпринимательства»**

Декрет принят в целях развития предпринимательской инициативы, стимулирования деловой активности. Нормативный правовой акт кардинально меняет взаимодействие между госорганами и бизнесом, минимизирует вмешательство должностных лиц в работу субъектов хозяйствования. Также усилены механизмы саморегулирования бизнеса и его ответственность за свою работу, сохранен минимально необходимый уровень контроля со стороны государства.

Внесены изменения в Декрет Президента Республики Беларусь от 16.01.2009 № 1 «О государственной регистрации и ликвидации (прекращении деятельности) субъектов хозяйствования».

Декрет вступает в силу в порядке, им определенном.

Указы Президента Республики Беларусь**▶ Указ Президента Республики Беларусь от 16.10.2017 № 376****«О мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности»**

Внесены многочисленные изменения и дополнения в Указ Президента Республики Беларусь от 16.10.2009 № 510 «О со-

вершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь».

Указ минимизирует вмешательство надзорных органов в деятельность субъектов хозяйствования. Количество контролируемых (надзорных) органов уменьшится с 39 до 28. Из перечня контролируемых (надзорных) органов, уполномоченных проводить проверки, исключены Министерство внутренних дел, Комитет государственной безопасности, Министерство спорта и туризма, Министерство энергетики, Министерство связи и информатизации и др.

ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», РУП «Брестэнерго», «Витебскэнерго», «Гомельэнерго», «Гродноэнерго», «Минскэнерго» и «Могилевэнерго», ПРУП «Брестоблгаз», «Витебскоблгаз», «Гроднооблгаз», «Мингаз», «Минскоблгаз» и «Могилевоблгаз», РПУП «Гомельоблгаз» вправе до 1 января 2019 года осуществлять энергетический и газовый надзор в форме мероприятий технического (технологического, поверочного) характера.

Указ вступает в силу в определенном им порядке.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь**▶ Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 11.10.2017 № 764****«О внесении изменений и дополнений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 23 марта 2017 г. № 216»**

Изложены в новой редакции объемы средств республиканского централизованного инновационного фонда, направляемых на финансирование научно-исследовательских, опытно-конструкторских и опытно-технологических работ, обеспечивающих создание новой продукции, новых (усовершенствованных) технологий, новых услуг для Республики Беларусь, по распоряжителям этих средств на 2017 год, установленные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.03.2017 № 216.

В частности, из перечня распорядителей средств исключено Министерство энергетики.

Постановление вступило в силу 14 октября 2017 года.

▶ Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 11.10.2017 № 766**«О внесении изменений и дополнений в некоторые постановления Совета Министров Республики Беларусь»**

Внесены изменения и дополнения в документы, утвержденные постановлениями Совета Министров, в частности:

– в Положение о порядке подтверждения происхождения энергии, производимой из возобновляемых источников энергии, и выдачи сертификата о подтверждении происхождения энергии, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24.06.2011 № 836. В документе указано, что Минприроды при принятии решения о выдаче сертификата или об отказе в его выдаче проверяет акт приемки оборудования после комплексного опробования (ранее действующий текст предусматривал проверку актов об индивидуальных испытаниях и комплексном опробовании смонтированного оборудования);

– в Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394. В Правилах расширен список документов, представляемых для подключения электроустановок потребителя к электрической сети. Также определено, что для применения повышающих



(стимулирующих) коэффициентов к тарифам, установленным в соответствии с законодательством, владелец блок-станции, работающей на возобновляемых источниках энергии, должен предоставить копию сертификата о подтверждении происхождения энергии и копию утвержденного акта приемки в эксплуатацию объекта, законченного возведением, реконструкцией, реставрацией, благоустройством;

– в 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. Расширены перечни документов, необходимых для подключения электроустановок к электрическим сетям, выдачи сертификата о подтверждении происхождения энергии, его дубликата, внесения в него изменений и (или) дополнений.

Постановление вступило в силу 14 октября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18.10.2017 № 786**

«О внесении дополнения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 5 января 2013 г. № 9»

Пункт 4 Положения о порядке и целях использования средств внебюджетных централизованных инвестиционных фондов, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 05.01.2013 № 9, дополнен подпунктом 4.71, который установил, что средства инвестиционных фондов дополнительно могут направляться на оплату перевода зарубежной технической документации и ее адаптации для целей организации новых и модернизации действующих производств, выпуска продукции для поставки на внутренний и внешние рынки.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 01.11.2017 № 820**

«О внесении изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394»

Внесены изменения в Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394.

В частности, предусмотрено, что промышленные и приравненные к ним абоненты осуществляют расчеты за электрическую энергию в форме предоплаты подекадно в объеме оплаты одной трети договорной величины электропотребления на расчетный период или в объеме оплаты договорной величины электропотребления на расчетный период.

Постановление вступило в силу 1 декабря 2017 года.

**Министерство экономики
Республики Беларусь**

► **Постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 22.11.2017 № 26**

«О признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства экономики Республики Беларусь»

Признано утратившим силу постановление Министерства экономики Республики Беларусь от 07.08.2015 № 45 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников 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».

Постановление вступило в силу 30 ноября 2017 года.

**Министерство энергетики
Республики Беларусь**

► **Приказ Министерства энергетики Республики Беларусь от 27.11.2017 № 398**

«Об утверждении перечней и форм ведомственной отчетности Министерства энергетики Республики Беларусь на 2018 год»

Утверждены перечни и формы ведомственной отчетности Министерства энергетики Республики Беларусь на 2018 год. Приказ вступает в силу 1 января 2018 года.

**Государственный комитет
по стандартизации
Республики Беларусь**

► **Постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 07.10.2017 № 55**

«Об утверждении Правил разработки технических кодексов установившейся практики»

Установлен порядок разработки, включая проведение нормативно-технической и метрологической экспертиз, утверждения, государственной регистрации, проверки, пересмотра, изменения, отмены, применения, официального распространения (предоставления) технических кодексов установившейся практики, официального распространения (предоставления) информации о них, размещения проектов технических кодексов, уведомлений об их разработке и о завершении их рассмотрения в глобальной компьютерной сети Интернет.

Постановление вступило в силу 1 ноября 2017 года.

**Министерство антимонопольного
регулирования и торговли
Республики Беларусь**

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 29.08.2017 № 46**

«Об утверждении Инструкции о порядке принятия решений о включении хозяйствующих субъектов, оказывающих услуги, относящиеся к сфере естественных монополий, в Государственный реестр субъектов естественных монополий и об исключении из него»

Определен порядок принятия решений о включении хозяйствующих субъектов, оказывающих услуги, относящиеся к сфере естественных монополий, в Государственный реестр субъектов естественных монополий и об исключении из него.

Основанием для принятия решения о включении хозяйствующего субъекта в Реестр является установление факта оказания хозяйствующим субъектом услуг, относящихся к сфере естественных монополий.

Основаниями для принятия решения об исключении хозяйствующего субъекта из Реестра являются:

- ликвидация (прекращение деятельности) хозяйствующего субъекта в установленном законодательством порядке;
- исключение оказываемых хозяйствующим субъектом услуг из сферы естественных монополий;
- прекращение оказания хозяйствующим субъектом услуг, относящихся к сфере естественных монополий.

Постановление вступило в силу 21 октября 2017 года.

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 06.10.2017 № 55**

«О наделении должностных лиц Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и его территориальных органов полномочиями на составление протоколов об административных правонарушениях и подготовку к рассмотрению дел об административных правонарушениях»

Должностные лица Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и его территориальных органов наделены полномочиями на составление протоколов об административных правонарушениях и подготовку к рассмотрению дел об административных правонарушениях, предусмотренных Указом Президента Республики Беларусь от 27.02.2012 № 114 «О некоторых мерах по усилению государственного антимонопольного регулирования и контроля».

К таким правонарушениям относятся:

– совершение юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем, занимающим доминирующее положение на товарном рынке, деяния, являющегося в соответствии с антимонопольным законодательством злоупотреблением доминирующим положением;

– уклонение должностного лица государственного органа, иной государственной организации, выполняющей отдельные функции республиканского органа государственного управления, должностного лица другого юридического лица от исполнения предписаний, иных законных требований антимонопольных органов, либо ненадлежащее или несвоевременное их исполнение, либо непредставление этим органам информации (документов, объяснений), необходимой для осуществления антимонопольными органами своих функций, либо представление заведомо ложной информации;

– совершение действий, являющихся в соответствии с антимонопольным законодательством недобросовестной конкуренцией, заключение и исполнение соглашений, осуществление согласованных действий, а равно договоренность осуществлять или осуществление других видов координированной деятельности, ограничивающих конкуренцию.

Постановление вступило в силу 18 октября 2017 года.

Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь

► **Постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 31.10.2017 № 31 «О внесении изменений и дополнения в постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 6 ноября 2015 г. № 32»**

Внесены изменения и дополнение в Инструкцию о порядке определения стоимости государственной экспертизы градостроительных проектов, архитектурных, строительных проектов, выделяемых в них очередей строительства, пусковых комплексов и смет (сметной документации), утвержденную постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 06.11.2015 № 32.

В частности, установлено, что в предусмотренных законодательством случаях осуществления оценки не в полном объеме (без рассмотрения отдельных разделов, комплектов градостроительной и проектной документации и (или) их частей) представленной на рассмотрение документации затраты трудовых ресурсов на разработку разделов, комплектов градостроительной и проектной документации и (или) их частей, не рассматриваемых органами государственной экспертизы, не учитываются при определении затрат трудовых ресурсов на проведение государственной экспертизы.

Изменения также касаются оснований для определения норм затрат трудовых ресурсов на проведение государственной экспертизы градостроительной и проектной документации методом интерполяции, а также норм затрат трудовых ресурсов на проведение государственной экспертизы инженерно-геологических изысканий в строительстве.

Постановление вступило в силу 24 ноября 2017 года.

Министерство здравоохранения Республики Беларусь

► **Постановление Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 11.10.2017 № 91**

«Об утверждении Санитарных норм и правил «Требования к санитарно-защитным зонам организаций, сооружений и иных объектов, оказывающих воздействие на здоровье человека и окружающую среду» и признании утратившим силу постановления Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 15 мая 2014 г. № 35»

Постановлением утверждены новые СанПиН по санитарно-защитным зонам. Установлены требования к санитарно-защитным зонам действующих, проектируемых, строящихся организаций, сооружений и иных объектов, оказывающих воздействие на здоровье человека и окружающую среду, за исключением объектов, проектирование и строительство которых началось до вступления в силу настоящих Санитарных норм и правил.

Новые требования касаются в том числе:

- автомобильных стоянок/парковок;
 - объектов сельского хозяйства;
 - котельных;
 - производств по переработке ртутисодержащих отходов и отходов металлургического производства;
 - логистических центров;
 - электротехнических предприятий;
 - производств изделий из металла и т.д.
- Ранее применяемые СанПиН № 35 утратили силу. Постановление вступило в силу 2 ноября 2017 года.

► **Постановление Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 11.10.2017 № 92**

«Об утверждении Санитарных норм и правил «Требования к контролю воздуха рабочей зоны», Гигиенических нормативов «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны», «Ориентировочные безопасные уровни воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны», «Предельно допустимые уровни загрязнения кожных покровов вредными веществами» и признании утратившими силу некоторых постановлений Министерства здравоохранения Республики Беларусь и постановления Главного государственного санитарного врача Республики Беларусь от 28 октября 2004 г. № 94»

Утверждены:

- Санитарные нормы и правила «Требования к контролю воздуха рабочей зоны»;
- Гигиенический норматив «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
- Гигиенический норматив «Ориентировочные безопасные уровни воздействия вредных веществ в воздухе рабочей зоны»;
- Гигиенический норматив «Предельно допустимые уровни загрязнения кожных покровов вредными веществами».

Постановление вступило в силу 2 ноября 2017 года.



СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗБУЖДЕНИЕМ ТУРБОГЕНЕРАТОРОВ И ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

*Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго»
СТП 33240.45.101-17*

С 1 ноября 2017 года введен в действие стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.45.101-17 «Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов». Новый стандарт устанавливает единые подходы к техническим и конструктивным решениям в области систем возбуждения синхронных генераторов с учетом современных технологий, нового оборудования и гармонизации с другими ТНПА.



Е.Л. ТЕЛЮК,
начальник отдела режимной
автоматики и электрических систем
РУП «Белнипиэнергопром»

Новый стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.45.101-17 «Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов» разработан РУП «Белнипиэнергопром» для определения и осуществления единой политики в проектировании и закупке современных систем возбуждения (СВ) для генерирующего электрооборудования объектов энергетики с учетом особенностей Белорусской энергосистемы.

До введения СТП 33240.45.101-17 часть требований к СВ была изложена в таких нормативных технических документах, как Правила устройства электроустановок, «Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций. ВНТП 81», ГОСТ 21558-2000, ГОСТ 183-74 и др.

В стандарте изложены современные требования к проектированию СВ синхронных генераторов, разработанные на основе изучения существующих проблем эксплуатации СВ на базе микропроцессорных устройств, анализа работы СВ с микропроцессорными автоматическими регуляторами возбуждения при нештатных ситуациях в энергосистеме. Положения стандарта актуализированы и гармонизированы с нормами технологического проектирования тепловых электростанций в части выполнения СВ синхронных генераторов.

В новом стандарте учтены предложения специалистов управления эксплуатации электрооборудования и от-

дела эксплуатации релейной защиты и автоматики электрооборудования и электрических сетей ГПО «Белэнерго», РУП «ОДУ», РУП-облэнерго и их филиалов – электрических станций.

Кроме того, учтен ряд положений в части СВ, которые прописаны в основополагающем документе ГПО «Белэнерго» «Техническая политика в сфере электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года». В частности, в СТП 33240.45.101-17 рекомендуется при модернизации энергетических объектов устанавливать современные тиристорные СВ со сроком эксплуатации не менее 30 лет и сроком службы между капитальными ремонтами не менее 8 лет, а также применять СВ синхронных генераторов с автоматическими микропроцессорными регуляторами, прошедшие испытания на электродинамических моделях и отвечающие требованиям электромагнитной совместимости.

В стандарте разработаны требования к СВ в целом и к отдельным системам и устройствам, входящим в ее состав, в том числе:

- общие требования, требования к основным параметрам и уставкам, резервированию, регулятору при согласовании с противоаварийной и режимной автоматикой, системе охлаждения силовых преобразователей, устройствам гашения поля;
- требования к силовым цепям и силовому оборудованию СВ (цепям подвода



В.Г. ДМИТРОЧЕНКОВ,
главный технолог отдела

и отвода электроэнергии от возбудителя, электропитанию, преобразовательному и коммутационному оборудованию);

- требования к организации внешних вторичных цепей и релейно-контактной схеме управления;
- требования к каналу регулирования и управления;
- требования к регулятору возбуждения;
- требования к системе импульсно-фазового управления;

- требования к системному стабилизатору;
- требования к электрическим и технологическим защитам;
- требования к уровням испытательных напряжений, методам испытаний, мерам безопасности, приемке, транспортированию и хранению.

В стандарте даны рекомендации по модернизации СВ, в частности с применением современных СВ на базе микропроцессорных устройств.

В документе также приведены методики выбора кратности форсировки возбуждения по напряжению тиристорных СВ синхронных генераторов на стадии проектирования, а также методики проверки параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов на цифровой модели энергосистемы при вводе СВ с АРВ сильного действия.

Для обеспечения надежной работы синхронного генератора с СВ в различных условиях эксплуатации в стандарте прописаны следующие основные требования к системам и устройствам СВ:

- в СВ синхронных генераторов должны применяться управляемые тиристорные преобразователи или диодные выпрямители;
- тиристорные преобразователи должны оснащаться техническими средствами автоматического выявления несимметричных режимов выпрямления, контроля исправности тиристоров;
- система импульсно-фазного управления тиристорного преобразователя и системный стабилизатор должны отвечать современным требованиям;

- параметры быстродействующей СВ с АРВ сильного действия должны быть не хуже принятых в СТП;

- для обеспечения устойчивой работы синхронных генераторов в аварийных режимах должны применяться быстродействующие СВ;

- быстродействующие СВ должны сохранять устойчивую работу синхронных генераторов при близких трехфазных коротких замыканиях;

- СВ должна обеспечивать возможность работы возбужденного генератора в случае кратковременного (с определением длительности) отклонения частоты в сети либо в островном режиме;

- для генераторов мощностью менее 60 МВт в состав СВ должно входить устройство, позволяющее автоматически определять работу генератора в островном режиме;

- для бесщеточных СВ необходимо вычислять ток ротора по диаграмме Потье, в том числе при токе, превышающем номинальный;

- в СВ или в составе релейной защиты должны быть предусмотрены электрические защиты:

- по напряжению и частоте в островном режиме;
- от перегрузок по току возбуждения бесщеточного возбудителя;
- от несимметричных замыканий в цепях вращающегося выпрямителя;
- от несимметричного режима работы тиристорного преобразователя;
- от перегрева тиристоров;
- электрические защиты СВ от перенапряжения (тиристорный разрядник), перегрузки и замыканий на землю ро-

тора генератора не должны выводиться при работе на резервном возбудителе;

- в АРВ следует исключить ложную форсировку возбуждения, перегрузку ротора генератора или недопустимое снижение возбуждения при перегорании одного из предохранителей на первичной стороне измерительного трансформатора напряжения (при наличии предохранителей) либо при отключении или повреждении цепей напряжения;

- перед испытаниями с использованием модели генератора следует проводить предварительную проверку устойчивости регулирования и ограничения минимального тока возбуждения;

- в составе АРВ должны быть программно реализованы регистратор событий и аварийный осциллограф;

- гарантийный срок изготовителя на соответствие СВ требованиям СТП 33240.45.101-17 и эксплуатационной документации при соблюдении условий эксплуатации, транспортирования, хранения и монтажа не должен быть менее трех лет.

Выполнение требований нового стандарта позволит уменьшить затраты на техническое обслуживание СВ, повысить надежность их функционирования (за счет типовых подходов), даст возможность согласовывать работу СВ с релейной защитой, противоаварийной и режимной автоматикой.

Требования стандарта не противоречат действующим стандартам ГПО «Белэнерго» и другим ТНПА и применимы для эксплуатируемых СВ в случае их модернизации, направленной на повышение надежности, безопасности и быстродействия данных систем.

НОВЫЕ ДОКУМЕНТЫ

✓ Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.45.101-17 «Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов»

Утвержден приказом ГПО «Белэнерго» от 24.10.2017 г. № 263. Введен в действие впервые с 1 ноября 2017 года.

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

- в редакции по телефонам:
+375 17 286-08-28 (многоканальный)
+375 29 399-11-04, +375 33 319-11-04
- на сайте: www.energystrategy.by, www.energodoc.by



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 августа 2017 года в республике действует ТКП 608-2017 (33240) «Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации».

В ТКП содержатся технические требования к организации безопасности выполнения работ при эксплуатации, ремонте, наладке и испытании теплотехнического оборудования, а также объектов газораспределения и газопотребления. Правила предназначены для административно-технического, дежурного (оперативного), ремонтного и оперативно-ремонтного персонала, занятого эксплуатацией теплотехнического оборудования действующих и реконструируемых электростанций (за исключением АЭС), тепловых сетей и отопительных котельных.

С 1 сентября 2017 года вступил в силу обновленный ТКП 460-2017 (33240) «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)».

Данный технический кодекс определяет порядок расчета технологических расходов электрической энергии на ее транспортировку (ТРЭТ) в участках электрических сетей между точкой измерения электрической энергии и границей балансовой принадлежности электрической сети при их несовпадении, ТРЭТ при транзите электроэнергии и в электрической сети абонента при передаче электроэнергии субабоненту. Требования распространяются на энергоснабжающие организации и потребителей электрической энергии (абонентов, субабонентов), заключивших с энергоснабжающей организацией договор электроснабжения, являющихся юридическими лицами или индивидуальными предпринимателями, зарегистрированными на территории Республики Беларусь, кроме бытовых абонентов.

С этой же даты действует ТКП 609-2017 (33240) «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ», который устанавливает общие требования к компонентам комплекса средств автоматизированной системы, применяемых в распределительных электрических сетях 0,4–10 кВ при проектировании, возведении или реконструкции и эксплуатации. Требования технического кодекса распространяются на вновь строящиеся, реконструируемые или автоматизируемые распределительные электрические сети напряжением 0,4–10 кВ.

С 1 апреля 2018 года начнет действовать ГОСТ 7746-2015 «Трансформаторы тока. Общие технические условия». Он распространяется на электромагнитные трансформаторы тока (трансформаторы) на номинальное напряжение от 0,66 до 750 кВ включительно, предназначенные для передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, защиты, автоматики, сигнализации и управления в электрических цепях переменного тока частотой 50 или 60 Гц. Дополнительные требования к отдельным видам трансформаторов в связи со спецификой их конструкции или назначения (например, для каскадных трансформаторов, трансформаторов, предназначенных для работы с нормированной точностью в переходных режимах, трансформаторов для установки в комплектных распределительных устройствах, пофазно экранированных токопроводах, комбинированных трансформаторов) следует устанавливать в стандартах, технических условиях, договорах или контрактах (документации) на трансформаторы конкретных типов. Стандарт не распространяется на трансформаторы лабораторные, нулевой последовательности, суммирующие, блокирующие, насыщающиеся.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO):

IEC 62561-4:2017 «Компоненты системы молниезащиты (LPSC). Часть 4. Требования к крепежным деталям для проводников» (принят 28.07.2017);

IEC 62561-5:2017 «Компоненты системы молниезащиты (LPSC). Часть 5. Требования к смотровым отверстиям и герметичным уплотнениям заземляющих электродов» (принят 28.07.2017);

IEC 62056-5-3:2017 «Обмен данными учета электроэнергии. Набор DLMS/COSEM. Часть 5–3. Прикладной уровень DLMS/COSEM» (принят 10.08.2017);

IEC 62041:2017 «Трансформаторы, блоки питания, реакторы и аналогичные изделия. Требования электромагнитной совместимости (EMC)» (принят 10.08.2017).

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) 269-68-74

ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В 2017 ГОДУ

Новости		
ТЭК Беларуси	№1	4–7
	№2	4–6
	№3	4–6
	№4	6–8
	№5	4–6
	№6	6–9
Введена в эксплуатацию ПС 330 кВ «Поставы»	№ 4	9
Ядерная безопасность – безусловный приоритет для Беларуси <i>По итогам 61-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ</i>	№ 5	7–8
Подготовка отрасли к ОЗП под контролем Горох А.М.	№ 5	9–10
Тарифы	№ 6	34
Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика	№ 1	8–10
	№ 2	7–10
	№ 3	7–10
	№ 5	11–14
	№ 6	10–13
Приоритеты		
Возобновляемая энергетика: «за» и «против» Закревский В.А.	№ 1	11–13
Формирование общих энергетических рынков Евразийского экономического союза Шенец Л.В.	№ 3	11–14
Энергетика остается стратегическим направлением сотрудничества Беларуси и Свердловской области <i>Интервью с заместителем Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюком</i>	№ 4	10–13
К вопросу использования электрохимических накопителей электроэнергии в условиях Белорусской энергосистемы Воронов Е.О., Ковалев Д.В., Сивак А.В., Кудрявец Д.И., Негодько А.З., Драгун А.А.	№ 4	14–17
Беларусь привержена принципам Договора к Энергетической хартии Закревский В.А.	№ 6	14–16
Электроэнергетика		
Технико-экономические показатели эксплуатации ПГУ 400 МВт Филазафович В.И., Дубровенский А.Н.	№ 1	14–17
	№ 2	15–18
Использование гранитного песка в качестве инертного материала в котлах с кипящим слоем Пицуха Е.А., Теплицкий Ю.С., Бучилко Э.К., Артамонов А.М., Новицкий А.Л.	№ 1	18–19
Современные разработки по расчету потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ Ковалев Д.В., Соловей А.В., Фурсанов М.И.	№ 2	11–14
О концептуальных основах совершенствования распределительных электрических сетей на современном этапе Забелло Е.П., Кирплюк М.Р.	№ 2	20–23
Развитие оперативных диспетчерских комплексов на основе современных программных продуктов Германович С.М.	№ 2	24–25
О предупреждении износа трубопроводов централизованного теплоснабжения Сенатов С.Н.	№ 2	26–28
Совершенствование подходов к расчетам показателей непрерывности электроснабжения Забелло Е.П., Кирплюк М.Р.	№ 3	15–19
Оценка возможности использования новых типов электроаккумуляторов для регулирования нагрузки энергосистемы Молочко А.Ф., Молочко Ф.И.	№ 3	20–21



Идеальный режим работы нейтрали Телюк Н.Е., Телюк И.Е.	№ 3	22–26
Снижение потерь электроэнергии путем увеличения коэффициента мощности Куличенков В.П., Чайковский А.З.	№ 3	28–31
Комплексные реагенты на основе аминов Суслов С.Ю., Кирилина А.В., Еремина Е.В., Зезюля Т.В., Одинцова Ю.Д., Соколова Е.А., Суслов И.С., Тимофеев Н.В.	№ 3	32–37
Адресная надежность электроснабжения. Возможности и варианты ее оценки и обеспечения Забелло Е.П., Кирплук М.Р.	№ 4	18–22
Технико-экономические аспекты строительства фотоэлектрической станции Короткевич А.М., Кулаковская Е.В., Драко М.А.	№ 4	23–26
Обзор проектных решений по снижению шумового воздействия трансформаторных подстанций Короткевич А.М., Шикуть В.М., Драко М.А.	№ 5	18–20
Особенности проектирования АСКУЭ электроэнергетических объектов Горовой В.В.	№ 5 № 6	21–24 20–22
Оценка электростатического потенциала как фактор повышения надежности работы энергетических объектов Драко М.А., Мойсенко О.А., Охременко А.Ю.	№ 5	25–27
Износ оборудования систем теплоснабжения можно предотвратить Сенатов С.Н.	№ 5	28–30
Расчет технико-экономических показателей парогазового энергоблока, работающего по сбросной схеме Филазафович В.И., Дубровенский А.Н., Квандель С.В.	№ 6	24–27
Инструмент оценки бесперебойности электроснабжения Цуран И.В.	№ 6	28–29
Возобновляемая энергетика		
Возведение Витебской и Полоцкой ГЭС придаст новый импульс развитию Придвинья <i>Интервью с генеральным директором РУП «Витебскэнерго» М.В. Лузиным</i>	№ 4	28–31
Энергоэкологическая безопасность и основные аспекты ее обеспечения Русан В.И.	№ 5	48–50
Ядерная энергетика		
Миссии МАГАТЭ – независимая оценка на международном уровне	№ 1	34–35
Четыре поколения ядерных реакторов Шпунтов Г.Г.	№ 1	36–38
О научном сопровождении строительства атомной электростанции в Республике Беларусь Высоцкий В.С.	№ 3	38–40
Обзор современных энергетических водоохлаждаемых реакторов под давлением Шпунтов Г.Г.	№ 4	32–34
Эволюция газоохлаждаемых реакторов Шпунтов Г.Г.	№ 6	44–47
Мнение специалиста		
Переход релейной защиты и автоматики на технологию «цифровая подстанция» назрел Шевалдин М.А.	№ 1	20–22
Режимное взаимодействие энергосистемы и потребителей энергии при наличии источников распределенной генерации Забелло Е.П.	№ 5	32–35
Актуальные вопросы проектирования и строительства объектов топливно-энергетического комплекса Рыков А.Н., Коврей С.А.	№ 6	30–31
Наука – энергетике		
Использование цифрового моделирования для разработки и испытаний устройств релейной защиты Романюк Ф.А., Новаш И.В., Румянцев В.Ю., Шевалдин М.А.	№ 1	46–49
К вопросу применения эксергетического метода термодинамического анализа при оценке и разработке энергоиспользования в промышленных теплотехнологиях Хрусталев Б.М., Романюк В.Н., Пехота А.Н.	№ 1	50–56

Имитационное моделирование систем электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта Дробов А.В., Галушко В.Н.	№ 2	43–46
Электродинамическая стойкость токоведущих конструкций с гибкими проводниками Сергей И.И., Пономаренко Е.Г.	№ 4	47–51
Дистанционное определение места повреждения ВЛ: от фиксирующих приборов до нейронных сетей Мазурек Ю.А.	№ 6	48–50
Государственный энергонадзор		
Обслуживание электрических сетей многоквартирных жилых домов Сазонов И.Е.	№ 1	27–30
Современные подходы к профилактике электротравматизма Киселев Н.Н., Коншин А.Н., Русецкий Н.П.	№ 1	31–33
Контроль качества работ при монтаже тепловых сетей и теплоустановок Арлюкевич Р.Ю.	№ 2	35–37
Факторы, влияющие на температуру обратной сетевой воды Киселев Н.Н., Житко О.Л.	№ 2	38–40
Системы автоматического регулирования и дистанционного контроля теплотребления Дмитриев А.В., Горбатенко Е.Н.	№ 3	45–47
Особенности функционирования и допуска в эксплуатацию когенерационных установок Киселев Н.Н., Житко О.Л.	№ 3	48–51
Измерение качества электрической энергии в условиях действия ГОСТ 32144-2013 Юшкевич М.М., Демиденко В.Ю.	№ 4	37–39
Требования ТНПА к проведению промывок и испытаний теплоустановок Арлюкевич Р.Ю.	№ 4	40–41
Основные требования при эксплуатации переносных и передвижных электроприемников Сазонов И.Е.	№ 4	42–44
Критерии оценки надежности работы теплоисточников Киселев Н.Н., Житко О.Л.	№ 5	38–40
К вопросу о качестве протоколов электрофизических измерений Сазонов И.Е.	№ 5	41–43
Энергонадзор. Главный приоритет работы – сохранение жизни и здоровья людей Герман М.А.	№ 6	32–34
Госэнергонадзор в условиях реформирования электроэнергетики Гурина О.В.	№ 6	35–38
В блокнот главного энергетика		
Маркировка степени защиты электрооборудования и классы электротехнических изделий по способу защиты от поражения человека электрическим током Киселев Н.Н.	№ 1	24–25
Проблема перетопов и недотопов в жилых помещениях в отопительный период Вонелик А.Л.	№ 1	26
К вам пришла проверка Банифатова Т.С.	№ 2	29–31
Какие электрозащитные средства нам необходимы? Сазонов И.Е.	№ 2	31–33
Требования к эксплуатации тепловых пунктов с расходом теплоты до 2,3 МВт Киселев Н.Н., Шугаев В.В.	№ 2	33–34
Методы измерения петли «фаза-ноль» Уласик Д.М.	№ 3	41–43
Автоматизация работы абонентских вводов Киселев Н.Н., Леонова Ю.Н.	№ 3	43–44
Что надо знать потребителю социальной сферы при заключении договора на эксплуатацию электрооборудования до 1000 В Киселев Н.Н., Леташков В.А.	№ 4	35–36



Требования к технической документации по инженерным сетям Харитонов В.А.	№ 5	44–45
Рекомендации по ведению оперативного журнала Катко Ю.В.	№ 5	46–47
Выбор, установка и эксплуатация манометров в системах теплоснабжения потребителей Киселев Н.Н., Шугаев В.В.	№ 6	39–40
Газоснабжение		
Новые подходы и инновации в сфере оказания услуг Турлай Д.В.	№ 1	39–41
О необходимости изучения структуры и закономерностей функционирования региональных систем газоснабжения Грунтович Н.В., Мороз Д.Р., Шолоник В.Е.	№ 1	42–45
Единая автоматизированная система ГПО «Белтопгаз». От идеи к результату Струцкий Н.В., Васильев В.Ю.	№ 3	52–54
Торфяная промышленность		
Торфяная отрасль прочно встала на ноги Ковалев В.В.	№ 6	17–19
Международное сотрудничество и опыт		
Энергетическая политика Китая на современном этапе Авчинников А.Б.	№ 3	61–63
Перспективы развития мировой энергетики Авчинников А.Б.	№ 6	51–54
Подготовка кадров		
Подготовка персонала как основа безопасной эксплуатации Белорусской АЭС Ерин А.А.	№ 2	47–49
Подбор квалифицированных кадров: структурированное собеседование Высоцкая С.А.	№ 2	50–53
Агрессивная мотивация: от пряника до кнута Высоцкая С.А.	№ 4	52–54
Новый человек на предприятии. Адаптация Глушакова О.А.	№ 5	54–56
Право		
Системный взгляд на правовые источники в энергетике Каменков В.С.	№ 1 № 2	57–59 54–56
Правовое регулирование в сфере лицензирования деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения Гурко О.Б., Казазян В.Т., Малыхин А.П.	№ 1	60–63
Источники энергетического права, применяемые в судебной практике Каменков В.С.	№ 6	55–57
Новости законодательства	№ 5 № 6	57–59 58–60
Стандартизация в энергетике		
Национальный фонд ТНПА – энергетике	№1 №2 №3 №4 №6	64 64 64 63 63
Ключевые изменения законодательства в сфере технического нормирования и стандартизации <i>Комментарии к новой редакции Закона Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации»</i> Осмола И.И.	№ 2	57–59
Новый стандарт в области устройств вводов линий электропередачи <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТТ 33243.20.262-17</i> Анищик А.Н.	№ 2	60–61

Техническое обслуживание и ремонт оборудования в Белорусской энергосистеме <i>Комментарии к СТП 33243.04.181-17 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей»</i> Козак А.Г.	№ 2	62–63
Изменения в порядке расчета технологического расхода электрической энергии на ее транспортировку <i>Комментарии к ТКП 460-2017 (33240) «Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)»</i> Колик В.Р.	№ 4	55–56
Требования к безопасности при эксплуатации теплотехнического оборудования <i>Комментарии к ТКП 608-2017 «Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации»</i> Филатова Л.И.	№ 4	56–58
Новые требования к автоматизации распределительных электросетей <i>Комментарии к ТКП 609-2017 «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ»</i> Гриневич А.М.	№ 4	58–59
О дополнениях и изменениях в Правила промышленной безопасности в области газоснабжения Жигуновская Т.С.	№ 4	60–62
Новые требования к проектированию кабельных линий с применением кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки <i>Комментарии к ТКП 611-2017 (33240)</i> Кудряшов В.Ф., Дуль И.И.	№ 5	60–63
Пересмотрен порядок расчета экономии ТЭР <i>Комментарии к СТП 33240.09.300-17</i> Щербич В.И.	№ 5	64
Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.45.101-17</i> Телюк Е.Л., Дмитроченков В.Г.	№ 6	61–62
Предприятия энергосистемы		
«Мы нацелены на повышение эффективности нашей деятельности...» <i>Интервью с директором ОАО «Белэнергозащита» В.И. Мухой</i>	№ 5	36–37
Событие		
Вперед, молодые проектировщики! <i>Интервью с директором РУП «Белнипиэнергопром» А.Н. Рыковым по итогам 2-го форума Клуба молодых специалистов проектных организаций</i>	№ 5	15–17
Выставки, семинары, конференции		
20-я международная выставка «ТехИнноПром» приглашает	№ 2	41–42
Курс на инвестиции и инновации <i>По итогам XX международной специализированной выставки «ТехИнноПром»</i>	№ 3	55–57
Беларусь строит самую надежную и безопасную атомную станцию <i>По итогам международной конференции ВАО АЭС «Поддержка новых энергоблоков АЭС»</i>	№ 3	58–59
В Беларуси создано полноценное национальное информационное пространство <i>По итогам XXI Международной специализированной выставки «СМИ ў Беларусі»</i>	№ 3	60
EnergyExpo-2017 приглашает	№ 4	45
Партнерство России и Беларуси способствует углублению интеграции <i>По итогам Второй международной промышленной выставки EXPO-RUSSIA BELARUS 2017</i>	№ 4	46
Завершился XXI Белорусский энергетический и экологический форум	№ 5	51–53
Инициатива Европейского союза EU4Energy для ВИЭ	№ 6	41
Инновации. Образование. Энергоэффективность	№ 6	42
Современные тренажеры для повышения уровня подготовки кадров в энергетической сфере	№ 6	42–43
Обсуждены актуальные вопросы проектирования, возведения и эксплуатации ВЛ 35–750 кВ	№ 6	43
Памяти ушедших		
Ушел из жизни человек-легенда	№ 4	64