



КОМАНДА БЕЛОРУССКИХ ЭНЕРГЕТИКОВ ПОЛУЧИЛА ГРАН-ПРИ МЕЖДУНАРОДНОГО МОЛОДЕЖНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ФОРУМА

Белорусские энергетики приняли участие в Международном молодежном энергетическом форуме – главном ежегодном саммите лучших молодых специалистов ведущих электроэнергетических компаний Германии, Китая, Франции, Италии, Беларуси и России. Форум проходил под девизом «Энергетика без границ». Финальный этап его программы состоялся 23–25 мая в рамках Петербургского международного экономического форума – 2018. Ключевой темой стала разработка проектов в области цифровизации электроэнергетики в странах – участниках форума. Повышение управляемости сети и гибкости системы с учетом нужд потребителей при росте доступности, надежности и экономичности – основные задачи, которые требовалось решить конкурсантам.

В международное жюри вошли заместитель Министра энергетики Республики Беларусь О.Ф. Прудникова, ректор российского Национального исследовательского университета «МЭИ» Н.Д. Рогалев, глава представительства ГЭК Китая в Российской Федерации Оу Сяомин, президент представительства компании АBB по Европейскому региону Фрэнк Даггон и др.

Команда Беларуси получила Гран-при форума за проект «de-MOBILITY». В нем предлагается решение задачи эффективной интеграции электромобилей в энергосистему Германии, позволяющее снизить пиковые нагрузки в энергосистеме и в то же время сохранить выгодные условия для конечного потребителя.

В состав команды ГПО «Белэнерго» вошли молодые специалисты А.С. Беседа, М.А. Драко, И.И. Дуль, В.С. Ломейко, М.А. Соколова, В.А. Тихомирова (РУП «Белэнергосетьпроект»), А.А. Лавринович, С.В. Парепко (ОАО «Белэлектромонтажналадка»), А.Н. Булавко (РУП «ОДУ»), М.А. Шевалдин (аппарат ГПО «Белэнерго»).

Члены жюри отметили высокую степень проработки проектов и зрелость решений, выдвинутых молодыми энергетиками. Всего в ММЭФ-2018 приняли участие 45 молодых специалистов из 6 стран.

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

Новости ТЭК.....4

В Минске состоялось 12-е заседание Комиссии СНГ по вопросам сотрудничества органов энергонадзора.....7

Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика9

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

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

Некоторые аспекты обеспечения информационной безопасности на электроэнергетических объектах13

Казаков А.А., главный инженер – первый заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго»,
Короткевич А.М., к.т.н., директор РУП «Белэнергосетьпроект»,
Шикуть В.М., заведующий сектором охраны окружающей среды строительного отдела РУП «Белэнергосетьпроект»,
Драко М.А., м.т.н., заведующий ЭТЛ ОУКЭ РУП «Белэнергосетьпроект»

Об опыте разработки защитных мероприятий по обращению с отходами, содержащими ПХБ.....17

Кабанов А.В., заместитель генерального директора по информационным технологиям РУП «ОДУ»

Проблемы информатизации в электроэнергетике Республики Беларусь21

ОБСУЖДАЕМ ПРОБЛЕМУ

К вопросу о противоречиях в требованиях к распределительным устройствам переменного тока24

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Устинович Э.В., заместитель начальника Островецкого МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору

Контроль за восстановлением поврежденных кабельных линий 6–10 кВ потребителей26

Яковлева Т.М., заместитель начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»

Обеспечение теплом потребителей I категории по надежности теплоснабжения в социальной сфере28

В блокнот главного энергетика

Киселев Н.Н., начальник ЭИ филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
Телеш М.А., государственный инспектор по энергетическому надзору Гомельского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»

Электрохимическая и электрическая коррозия трубопроводов тепловых сетей. Способы защиты.....31

Красновский В.В., главный инженер филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго»

Электрокотлы. Приоритет выбора – безопасность.....34

Сазонов И.Е., заместитель начальника Витебского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

О ведении оперативной и технической документации35

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

Воробей Е.А., руководитель группы ЭИ Сморгонской
РЭИ ОМРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»,
Лукашик О.С., инженер ПТО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»
Наладка водяных тепловых сетей.....39

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Колпашиков В.Л., к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Института
тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси
Снижение небаланса и его распределение в системе учета газа41

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

СМИ Минэнерго представили свой творческий потенциал
По итогам XXII Международной
специализированной выставки «СМИ ў Беларусі»45

Беларусь приняла участие в «АТОМЭКСПО-2018»
По итогам X международного форума «АТОМЭКСПО-2018»46

Выставка «ТехИнноПром-2018» завершила свою работу
По итогам XXI Международной
специализированной выставки «ТехИнноПром-2018»47

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Фурсанов М.И., д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ
Потери электроэнергии в электрических сетях48

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Буров А.Л., старший преподаватель
кафедры «Тепловые электрические станции» БНТУ,
Павловская А.А., старший преподаватель кафедры
«Тепловые электрические станции» БНТУ
**Использование аналитических тренажеров
при подготовке кадров для БелАЭС53**

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Коваленко Е.И., директор Национального
центра правовой информации Республики Беларусь
**Обязательная юридическая экспертиза технических нормативных
правовых актов: актуальные вопросы правового регулирования**
Комментарии к Указу Президента Республики Беларусь № 135
«Об обязательной юридической экспертизе технических нормативных
правовых актов»56

Давыдовский С.С., заместитель начальника отдела охраны труда,
пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго»,
Саранцев В.В., к.т.н., доцент, директор ГУО «Центр повышения
квалификации руководящих работников и специалистов энергетики»
**Методическая работа по обеспечению
пожарной безопасности в организациях ГПО «Белэнерго»**
Комментарии к сборнику «Рекомендуемые формы
и содержание документов по организации и обеспечению пожарной
безопасности» и методическим пособиям по пожарной безопасности59

ПРАВО

Новости законодательства (май–июнь).....62

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.
Редактор	Моисеева Е.Н.
Компьютерный дизайн и верстка	Данюкова А.В.
Корректор	Лемехова Д.Д.
Реклама	Бричкаевич 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-прак-
тический журнал Министерства энергетики Рес-
публики Беларусь «Энергетическая стратегия»
включен в Перечень научных изданий Республики
Беларусь для опубликования результатов диссер-
тационных 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 21.06.2018 г., формат 60х90%,
тираж 1400 экз., заказ № 3155.

НОВОСТИ ТЭК

ЕЭК провела имитационные торги электроэнергией

В рамках работы по формированию общего электроэнергетического рынка (ОЭР) Евразийского экономического союза (ЕАЭС) Евразийская экономическая комиссия (ЕЭК) и российские АО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» и АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа» в начале июня провели имитационные торги электроэнергией с участием всех стран



евразийской «пятерки».

В торговых сессиях с использованием механизма свободных двусторонних договоров и централизованных торгов по срочным контрактам и на сутки вперед от белорусской стороны приняли участие представители Министерства энергетики, ГПО «Белэнерго», РУП «ОДУ» и РУП «Минскэнерго».

Для участия в торговых сессиях было зарегистрировано около четырех десятков участников, представлявших интересы генерирующих компаний и крупных потребителей электрической энергии из стран ЕАЭС. Во время деловой игры участники протестировали разные способы торговли электроэнергией, среди которых заключение свободных двусторонних договоров (СДД), централизованная торговля по срочным контрактам и на сутки вперед.

Результаты проведенных имитационных торгов показали пути совершенствования разрабатываемых проектов документов по формированию ОЭР ЕАЭС.

СНГ совершенствует подходы к инновационному развитию энергетики

Советом глав правительств стран СНГ 1 июня в г. Душанбе утверждены Концепция сотрудничества в области инновационного развития энергетики и разработки передовых энергетических технологий и план первоочередных мероприятий по ее реализации.

4 июня в г. Москве на 78-м заседании Экономического совета СНГ одобрены проекты Концепции сотрудничества государств СНГ по развитию производства высокотехнологичного энергетического оборудования, плана основных мероприятий по ее реализации, а также проект Соглашения о взаимодействии государств СНГ по обеспечению готовности на случай ядерной аварии или возникновения радиационной аварийной ситуации и взаимопомощи при ликвидации их последствий и др.

Утвержденные документы и их проекты направлены на расширение межгосударственного сотрудничества в энергетической сфере.

Стресс-тесты Белорусской АЭС соответствуют европейским требованиям по безопасности

В рамках визита в Беларусь 12–14 июня Совета по партнерской проверке результатов стресс-тестов БелАЭС европейские эксперты представили выводы по итогам изучения сведений об устойчивости БелАЭС к неблагоприятным внешним природным факторам.

Руководитель группы европейских экспертов Марк Фой отметил соответствие белорусского национального доклада о стресс-тестах требованиям ENSREG, значительный объем дополнительной информации к национальному докладу, представленной в короткий срок белорусской стороной, и открытость принимающей стороны при работе с экспертами.

Согласно графику мероприятий по проведению партнерской проверки, публикация финальной версии отчета европейских экспертов на сайте ENSREG ожидается в начале июля 2018 года.

13 июня делегация Совета посетила площадку строительства Белорусской АЭС.

ГПО «Белэнерго» подвело итоги работы за I квартал

30 мая Президиум Совета ГПО «Белэнерго» обсудил итоги работы организаций объединения за I квартал текущего года. На заседании присутствовал первый заместитель Министра энергетики В.М. Каранкевич. В ходе обсуждения было отмечено, что выработка электроэнергии энергоисточниками объединения увеличилась на 7,43 % в сравнении с соответствующим периодом прошлого года, отпуск тепловой энергии составил 108,96 %, удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии снизился на 3,6 г/кВт·ч, тепловой энергии – на 0,31 кг/Гкал. Уменьшены также технологические расходы электрической и тепловой энергии на ее транспорт.

В отчетном периоде выполнены ремонты энергетического котла на Пинской ТЭЦ, двух турбин на Гомельской ТЭЦ-2 и Минской ТЭЦ-2, трех паровых котлов, двух генераторов на Гомельской ТЭЦ-2 и Минской ТЭЦ-4, 29 ПС 110 кВ и 13 ПС 35 кВ и другого оборудования энергосистемы.

В рамках реализации комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции введены в эксплуатацию



8-й и 19-й пусковые комплексы объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой», осуществлена реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ивацевичи», строительство и реконструкция тепловых сетей протяженностью 4,94 км, электрических сетей 0,4–330 кВ протяженностью 584,8 км.

Участники заседания также обсудили ход реализации отраслевой Программы по импортозамещению, проблему экономии светлых нефтепродуктов, основные результаты финансово-экономической деятельности организаций и другие вопросы.

Первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич дал оценку работе организаций объединения и отметил, что основной задачей, стоящей перед ГПО «Белэнерго», является реализация мероприятий по интеграции в энергосистему Белорусской АЭС.

Сезон добычи торфа начат успешно

С начала сезона добычи (с 1 апреля по 14 июня) организациями Минэнерго добыто 1371 тыс. т торфа (59,1 % к запланированному на год), в том числе в организациях, входящих в состав ГПО «Белтопгаз», – 1342 тыс. т, или 154,4 % к соответствующему периоду 2017 года.

Хороший темп работ по заготовке торфа набран на ОАО «ТБЗ Неман» – 81 тыс. т (102,5 % годового плана), ОАО «ТБЗ Дитва» – 167 тыс. т (76,3 %), УП «Брестоблгаз» – 58,7 тыс. т (76,2 %), ОАО «ТБЗ Цна» – 63,7 тыс. т (70,8 %), ОАО «ТБЗ Ошмянский» – 28 тыс. т (70,0 %). Абсолютными лидерами по объемам заготовки торфа являются ОАО «ТБЗ Дитва» (167 тыс. т) и ОАО «ТБЗ Ляховичский» (153,5 тыс. т).

Сохранение темпов заготовки торфа позволит обеспечить торфобрикетные заводы сырьем до следующего сезона, цементные производства республики – импортозамещающим видом топлива.

Беларусь и Казахстан подписали Меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в области мирного использования атомной энергии

В рамках визита делегации Министерства энергетики Республики Казахстан в Беларусь состоялось подписание Мемо-

рандума о взаимопонимании между министерствами энергетики обоих государств по сотрудничеству в области мирного использования атомной энергии. С белорусской стороны документ подписал заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк.

Меморандум предусматривает двустороннее взаимовыгодное сотрудничество и обмен опытом в области мирного использования атомной энергии по таким направлениям, как разработка и принятие НПА и НТД, реализация ядерной энергетической программы, повышение уровня безопасности объектов использования атомной энергии, физическая защита данных объектов, а также ядерных материалов и источников ионизирующего излучения, контроль и учет ядерных материалов, источников ионизирующего излучения и радиоактивных отходов, контроль и мониторинг выбросов радиоактивных веществ, лицензирование, стандартизация в области использования атомной энергии и др.

Состоялось 17-е заседание Белорусско-Чешской рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики

В апреле в г. Гродно прошло 17-е заседание Белорусско-Чешской рабочей группы по сотрудничеству в области энергетики. Белорусскую делегацию возглавлял генеральный директор ГПО «Белтопгаз», председатель белорусской части рабочей группы Л.И. Рудинский.

Справочно: Среди наиболее значимых энергетических проектов, реализованных с участием чешских специалистов, – сооружение Полоцкой и Гродненской ГЭС, строительство цеха по переработке торфа и производству торфяных субстратов ОАО «Торфопредприятие Глинка» и др. В настоящее время успешно развивается сотрудничество ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры» с группой компаний Vitkovicе MG, ОАО «Белэлектромонтажналадка» – с компанией DRIBO.



«Могилевоблгаз» открыл новый центр по обслуживанию населения

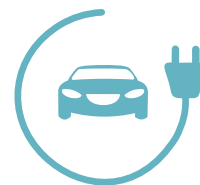
10 мая в филиале ПУ «Бобруйскгаз» РУП «Могилевоблгаз» состоялось открытие сектора по обслуживанию населения. В торжественной церемонии приняли участие генеральный

директор ПРУП «Могилевоблгаз» А.И. Кушнаренок и председатель Бобруйского горисполкома А.В. Студнев.

Первый подобный центр в Могилевской области был открыт в г. Могилеве. Основная цель нового центра в г. Бобруйске – повышение качества обслуживания населения и оказываемых услуг. Теперь в одном месте можно получить консультацию по газификации, расчетам за газ, узнать о перечне оказываемых услуг, льготах, условиях доставки газа, подать заявку на ремонт газового оборудования и т.д.



В Беларуси впервые установлен тариф на зарядку электромобилей



С 1 мая в Беларуси введен тариф на электрическую энергию, отпускаемую предприятиями ГПО «Белэнерго» и используемую электроразрядными стационарными станциями, предназначенными для зарядки электромобилей. Он сопоставим с тарифом на электрическую энергию для населения, обеспечивающим полное возмещение экономически обоснованных затрат на ее выработку.

Тариф установлен с целью дальнейшего развития в Беларуси рынка электромобилей. Теперь их владельцы смогут заряжать свое авто самостоятельно или на зарядных станциях юрлиц, индивидуальных предпринимателей, оказывающих такие услуги.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Беларуси отмечает, что государственному регулированию подлежит сам тариф на электрическую энергию, в то время как тариф на оказание услуги по зарядке автомобилей будет определяться хозяйствующим субъектом исходя из конъюнктуры рынка, с учетом затрат на покупку электрической энергии по указанному тарифу и иных затрат, связанных с оказанием услуги.

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

Гомельский «Энергосбыт» и ПУ «Витебскторф» отмечены премиями за достижения в области качества

Филиал «Энергосбыт» РУП «Гомельэнерго» стал лауреатом премии Правительства Беларуси за достижение значительных результатов в области качества и конкурентоспособности производимой продукции, оказываемых услуг или выполняемых работ, внедрение инновационных технологий и современных методов менеджмента.

Филиал «Энергосбыт» неоднократно становился победителем престижных республиканских конкурсов «Лучшие товары Республики Беларусь», «Лидер энергоэффективности».

Лауреатом областной премии за достижения в области качества среди организаций, производящих непродовольственную продукцию, с численностью рабочих до 500 человек стал филиал «Витебское производственное управление по добыче и переработке торфа» (ПУ «Витебскторф») УП «Витебскоблгаз». В течение трех лет лауреат конкурса будет использовать изображение премии в маркировке питательных грунтов, а также в соответствующей документации и рекламе.



Поздравляем коллективы предприятий с высокой оценкой производственной деятельности!



В МИНСКЕ СОСТОЯЛОСЬ 12-е ЗАСЕДАНИЕ КОМИССИИ СНГ ПО ВОПРОСАМ СОТРУДНИЧЕСТВА ОРГАНОВ ЭНЕРГОНАДЗОРА

24–25 мая в г. Минске состоялось 12-е заседание Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ (КГЭН). В заседании приняли участие представители органов государственного энергетического надзора Республики Беларусь, Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Молдова, Российской Федерации, Московского института энергобезопасности и энергосбережения, ПАО «МОЭСК» и Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета (ЭЭС) СНГ. На заседании присутствовал Председатель Исполнительного комитета ЭЭС СНГ И.А. Кузько.

В приветственном слове участникам мероприятия заместитель Министра энергетики Республики Беларусь В.А. Закревский отметил, что развитие электроэнергетики невозможно в замкнутой системе. Поэтому расширение и укрепление интеграционных связей энергетиков стран СНГ остается одним из важных направлений работы. Объединение усилий в целях взаимовыгодного сотрудничества, повышение практической отдачи от совместной работы – один из приоритетов для каждой из стран Содружества. В этом контексте заседание КГЭН является важной площадкой для обмена мнениями по актуальным аспектам многопланового взаимодействия между странами, подчеркнул заместитель Министра.

В ходе мероприятия Комиссия рассмотрела все вопросы повестки дня. Значительная часть заседания была посвящена обсуждению разработки проекта единых для государств – участников СНГ Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

На постсоветском пространстве ПУЭ являлись техническим нормативным правовым актом, устанавливающим единые для всех отраслей экономики требования к устройству электроустановок, что являлось фактором обеспечения надежности и безопасности их работы. Требования ПУЭ были обязательны для всех организаций независимо от формы собственности и организационно-правовой формы, а также для физических лиц.

На момент прекращения существования СССР действовали ПУЭ шестого издания (1985 год), переработанные и дополненные. При этом отдельные разделы Правил не пересматривались с 1973 года (к примеру, аналогичные по содержанию правила, действующие в США, меняются раз в три года). В разработке ПУЭ шестого издания были задействованы десятки научных организаций различных министерств и ведомств СССР. При подготовке издания учитывались действовавшие на тот момент ГОСТы, СНиПы, рекомендации совещаний научно-технических обществ энергетики и электротехнической промышленности, а также замечания и предложения энергосистем, предприятий энергетического надзора, проектных и монтажных организаций.

В настоящее время положения ПУЭ шестого издания существенно устарели и в большинстве случаев не соответствуют современным требованиям в области обеспечения надежной и безопасной работы электроустановок. В связи с этим в отдельных государствах СНГ предприняты попытки разработать взамен национальные технические нормативные правовые акты:

- в Республике Беларусь вместо тринадцати глав ПУЭ шестого издания разработан и введен в действие технический кодекс установившейся практики ТКП 339-2011 «Электроустановки на напряжение до 750 кВ...»;
- в Республике Казахстан приказом Министра энергетики от 20 марта 2015 года № 230 утверждены новые ПУЭ;



- в Российской Федерации разработана седьмая редакция ПУЭ, однако она является техническим актом Минэнерго Российской Федерации и имеет ограниченное распространение.

Вопрос о разработке общих для государств – участников СНГ правил неоднократно обсуждался на заседаниях КГЭН. При этом отмечалось, что наличие и использование в энергосистемах стран СНГ единых ПУЭ приведет к унификации требований к устройству электроустановок, позволит исключить разногласия в ходе их проектирования, монтажа, наладки и обслуживания, а также позволит различным предприятиям-изготовителям производить электротехническое оборудование, отвечающее требованиям и правилам, единым на пространстве СНГ. По мнению участников заседания, предлагаемые к разработке единые ПУЭ должны иметь статус документа, обязательного к применению во всех государствах Содружества.

Участники заседания также отметили, что разработка единого проекта ПУЭ – это большая многоплановая работа, которая должна осуществляться не отдельной комиссией, например КГЭН, а различными действующими структурами в рамках Электроэнергетического Совета СНГ. Разработку проекта ПУЭ целесообразно осуществлять поэтапно, используя при этом уже имеющиеся в отдельных государствах (Республика Беларусь, Российская Федерация) переработанные разделы/части документа.

Сложность документа определяет необходимость привлечения к его разработке научных учреждений и организаций, а также отдельных высококвалифицированных экспертов и специалистов в соответствующих областях. Решить эту задачу будет непросто, так как после распада СССР многие профильные научные учреждения и организации были закрыты или перепрофилированы.

Решение о финансировании разработки единых ПУЭ в рамках СНГ (определение суммы, порядка финансирования и долевого участия государств – участников СНГ) должно приниматься Электроэнергетическим Советом СНГ. Совет также должен утвердить порядок разработки и принятия разделов/частей документа и график работ.

Кроме того, необходимо учитывать работы, планируемые в данном направлении в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Следует также изучить мировую практику в этой области, в частности опыт ЕС, Америки и Азии, что позволит обеспечить современный уровень подготовки документа и адаптировать его к новейшим технологиям. По возможности проект должен быть гармонизирован с европейскими стандартами.

В решении, принятом по итогам заседания, участники мероприятия отметили целесообразность создания в рамках Электроэнергетического Совета СНГ целевой рабочей группы для подготовки пакета документов по разработке проекта ПУЭ. Также решено просить Исполнительный комитет ЭЭС СНГ обратиться в органы управления электроэнергетикой государств – участников СНГ с запросом о предоставлении информации по применяемым в этих государствах ПУЭ, а также о внесении предложений по структуре предлагаемого к разработке проекта ПУЭ и кандидатурам для включения в состав целевой рабочей группы. Варианты правового статуса проекта ПУЭ определит Исполнительный комитет ЭЭС СНГ совместно с КГЭН.

В ходе заседания члены Комиссии заслушали ряд докладов, в том числе об исполнении решений Протокола предыдущего заседания КГЭН, состоявшегося в г. Астане 24–25 августа 2017 года, и о разработке проекта Профессиональных требований к специалистам энергетического надзора государств – участников СНГ.

Еще одной важной темой обсуждения стал вопрос о технологическом присоединении потребителей. Данное направление деятельности является актуальным для всех электроэнергетических организаций стран СНГ в связи с тем, что в рейтинге стран «Doing Business», ежегодно составляемом Всемирным банком, оценивается показатель «подключение к системе электроснабжения». Комиссия приняла решение о необходимости разработки Рекомендаций по организации процесса технологического присоединения потребителей электроэнергии в государствах – участниках СНГ.

Участники заседания также сформировали проект Плана работы Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ на 2019–2021 годы. Это уже третий план работы за время существования комиссии. Помимо мероприятий, направленных на решение вышеперечисленных вопросов, проектом плана предусмотрена разработка рекомендаций по методикам проведения электрофизических измерений и испытаний электроустановок, а также рекомендаций о квалификационных требованиях к специалистам органов энергетического надзора.

Следующее, 13-е заседание КГЭН планируется провести 13–14 сентября 2018 года в г. Москве.

Д.М. Лосенков, начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – заместитель главного государственного инспектора Республики Беларусь по энергетическому надзору

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ФАКТЫ. ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА

Евросоюз намерен электрифицировать 60 % крупных потребителей

В рамках нового исследования «Пути декарбонизации», проведенного Европейским союзом электроэнергетической промышленности Eurelectric, был сделан вывод о том, что для достижения целей, поставленных Парижским соглашением по климату, требуются решительные действия в сфере климатических изменений. Необходим крупномасштабный переход к электрификации в области транспорта, строительства и промышленности Евросоюза.

Так, полная декарбонизация ЕС требует, чтобы к 2050 году доля электрификации в области транспорта и строительства составляла 63 %, а в сфере промышленности – 50 %. Для 95 %-ного сокращения выбросов CO₂ к указанному сроку необходимо, чтобы электрификация в странах ЕС охватила по крайней мере 60 % конечного энергопотребления. Этого можно достичь при ежегодном росте электрификации в 1,5 % и одновременном сокращении потребления электроэнергии на 1,3 % в год.

Данное исследование является результатом всесторонних консультаций, проведенных с энергетическими компаниями и представителями отрасли всех европейских стран при аналитической поддержке международной консалтинговой компании McKinsey & Company. Исследование осуществлялось вслед за принятием в декабре 2017 года Декларации о стратегической концепции в рамках европейского энергетического комплекса. Документ закрепил обязательство стран ЕС по осуществлению деятельности, направленной на ускоренный энергетический переход и достижение нулевых выбросов углерода в электроэнергетике к 2050 году.

В качестве дополнительных мероприятий в рамках объявленных сценариев Eurelectric проведет анализ ряда путей по достижению полной углеродной нейтральности энергетического комплекса к 2050 году.

Умное будущее энергетики

По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), мировой спрос на электричество с 2015 по 2040 год возрастет на 70 %. Под давлением этого фактора формируется новая энергетическая модель в масштабах всей планеты. Наблюдаются четыре основные тенденции, отражающие эти изменения: переход на возобновляемые источники энергии, децентрализация генерации электричества, фокус на энергоэффективность зданий и городской инфраструктуры, освоение новейших технологий интернета вещей.

На этом фоне мировая индустрия производства и распределения энергии перестраивается. Объемы добычи сырья для выработки электроэнергии на классических энергоносителях – угле и газе – падают во всем мире. Десять лет подряд растет производство солнечной энергии. По данным аналитической компании IHS Markit, в 2016 году

объемы поставок электричества, получаемого методом фотовольтаики, выросли на 34 %. В отчете Bloomberg New Energy Finance, опубликованном в прошлом году, говорится, что затраты на выработку электричества с помощью солнечных батарей в Германии, Австралии, США, Испании, Италии уже сравнялись с затратами на производство энергии за счет сжигания угля. К 2040 году стоимость метода снизится еще на 66 %. Уже в 2021 году солнце будет более дешевым источником энергии, чем уголь, в таких странах, как Великобритания, Бразилия, Индия, Мексика. Как следствие, к 2030-му половина всех новых энергоустановок и аккумуляторов будет использовать солнечные технологии.



Активный рост рынка потребления энергии из ВИЭ ведет к децентрализации индустрии. Раньше главными генераторами энергии были крупные корпорации и государственные предприятия. Сейчас обычные граждане и частные компании устанавливают солнечные батареи и ветрогенераторы и производят электричество для личных нужд, дополнительного заработка, ради получения льгот от государства. Согласно тому же прогнозу Bloomberg, к 2040 году солнечные батареи на крышах домов будут вырабатывать 24 % всего электричества в Австралии, 20 % – в Бразилии, 15 % – в Германии, 12 % – в Японии, по 5 % – в Индии и США.

Падение затрат на выработку солнечной энергии, рост спроса на нее, а также децентрализация генерации электричества требуют новых подходов к организации сетей распределения. Они должны становиться «умными» и двунаправленными. Smart grids, или интеллектуальные элек-



трические сети, позволяют отключать потребителей, когда они сами могут обеспечить себя энергией, принимать избыточную энергию, которую они генерируют, в счет оплаты потребленной ранее, перераспределять энергию и т.д. Это возможно только в цифровых сетях, оснащенных датчиками, переключателями, средствами дистанционного контроля и автоматического интеллектуального управления.

Поставщики решений для электроэнергетических компаний вынуждены меняться под влиянием этих тенденций, адаптироваться к изменениям и переходить на производство нового, цифрового оборудования, востребованного в современной парадигме.

Конкуренция на рынке сжиженного газа усилилась

В первом квартале 2018 года Китай значительно увеличил импорт сжиженного природного газа (СПГ) – на 59 % в годовом выражении. Взрывной рост спроса после стагнации в 2012–2016 годах стал неожиданностью для производителей. В результате крупнейшие игроки рынка – Катар, Австралия, Россия и США – заявили о планах по увеличению экспорта. Однако возможный исход конкурентной борьбы пока остается неясным. Аналитики подчеркивают, что в последние годы в отрасли практически не было новых инвестиционных решений.

По мнению специалистов Института энергетических исследований РАН и Аналитического центра при правительстве России, доля нефти и газа в мировом потреблении первичной энергии к 2040 году останется практически неизменной – 51,4 %. Для сравнения, в 2010 году этот показатель составлял 53,6 %. Наиболее существенный прирост потребления к указанному сроку обеспечит газ. Сланцевая революция отодвинула угрозу исчерпания ресурсов традиционных углеводородов, и ведущие нефтегазодобывающие страны теперь соревнуются в экспорте СПГ. В результате эксперты не исключают, что в ближайшие годы в мире может произойти перераспределение сил участников рынка.

В ежегодном обзоре ВР отмечается, что потребность мировой экономики в углеводородах до 2040 года не снизится. Рост спроса обеспечат развивающиеся страны – в первую очередь государства Северной Америки, Ближнего Востока и Азиатско-Тихоокеанского региона. При этом газ останется наиболее востребованным ресурсом, а поставки СПГ будут демонстрировать активный рост.

Лидером экспорта СПГ в настоящее время является Катар. Второе место занимает Австралия: в 2017 году она экспортировала 56,9 млн т СПГ, что на треть больше показателей 2016 года. Российский экспорт в 2017 году составил 24,4 млн м³, или 17,4 млн т, таким образом, за год рост составил 9,5 %.

По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2017 году Китай на 46 % увеличил объемы импорта СПГ в сравнении с 2016-м. Для защиты экологии КНР заморозила до 2020 года строительство новых угольных ТЭС, альтернативой которым стали газовые. В результате спрос на СПГ со стороны Китая будет стабильно высоким, отмечают в МЭА. К 2030 году этот показатель может увеличиться до 46–62 млн т в год.

Еще одним крупным импортером на рынке выступает Индия, которая, как и Китай, наращивает использование газа. Уровень прироста закупок СПГ к 2022 году здесь может увеличиться на 15 %. К 2030-му индийский спрос может превысить китайский и достигнуть 52–67 млн т.

В целом к 2040 году Китай и Индия суммарно обеспечат более четверти прироста мирового спроса на энергию, при этом потребление газа ежегодно будет увеличиваться на 1,6 %, считают аналитики ВР. По прогнозам, спрос на СПГ до 2040 года будет расти на 4–5 % в год.

Для большинства европейских государств американский СПГ не стал реальной альтернативой трубопроводным поставкам «Газпрома», поскольку в первом квартале этого года обходился покупателям в Европе дороже российского газа.

В Турции открыли Трансанатолийский газопровод

12 июня в турецкой провинции Эскишехир прошла торжественная церемония открытия Трансанатолийского газопровода (TANAP), по которому азербайджанский природный газ будет транспортироваться в Турцию, а оттуда – в Европу. Первую поставку газа в Грецию по нему планируется осуществить в июне 2019 года.

Газопровод называют «энергетическим Шелковым путем». Первоначальная пропускная способность трубопровода составит в год 16 млрд м³ газа, большая часть которого (10 млрд м³) предназначена для нужд Европы. Благодаря TANAP Турция превратится из транзитера газа в государство, вносящее вклад в каждый этап энергетической цепи от производителя до потребителя.

Проект «Южный газовый коридор» (ЮГК), частью которого является Трансанатолийский трубопровод, имеет особое значение с точки зрения диверсификации и безопасности энергоснабжения Турции и стран Евросоюза и предусматривает поставки газа по Южнокавказскому трубопроводу, TANAP и TAP.

Турецкая часть «Южного газового коридора», TANAP, способна прокачивать 31 млрд м³ газа в год. Это первый реализованный проект по трубопроводной доставке в Европу газа не российского происхождения за последние десятилетия. Первый газ придет с первой очереди месторождения Шах-Дениз в Каспийском море. Вторая очередь только планируется к запуску и еще должна обеспечить необходимое давление газа в трубопроводе. Выход на проектную мощность ожидается в 2022 году. Предполагается, что поставки газа к концу 2019 года со второй очереди месторождения вырастут до 1,9 млрд м³, к концу 2020-го – до 3,8 млрд, а к лету 2021-го – до 5,7 млрд м³.



Кроме TANAP в проект ЮГК входят также расширение уже работающего трубопровода «Баку – Тбилиси – Эрзурум» и строительство Трансадриатического газопровода (Trans Adriatic Pipeline, TAP), который протянется через Грецию и Албанию, а затем по дну Адриатического моря до Южной Италии. Планируется, что с 2020 года по «Южному газовому коридору» в Европу ежегодно будет транспортироваться 10 млрд м³ азербайджанского газа.

Получено еще одно разрешение на строительство «Северного потока – 2»

В июне первое разрешение на строительство участка газопровода «Северный поток – 2» на российской территории выдало министерство строительства и ЖКХ России. Компании Nord Stream 2 предстоит еще получить согласие на прокладку трубопровода в территориальных водах страны от Росприроднадзора.

На настоящий момент полные комплекты разрешений на строительство и эксплуатацию «Северного потока – 2» дали Германия, Финляндия и Швеция. Федеральное ве-

домство Германии по судоходству и гидрографии выдало разрешение в марте. В апреле Финляндия разрешила использовать свою исключительную экономическую зону для прокладки нового трубопровода. Третьей страной, выдавшей разрешение, стала Швеция: она одобрила строительство газопровода «Северный поток – 2» в своей экономической зоне Балтийского моря в июне. Теперь дело за Данией.

«Северный поток – 2» – проект газопровода, который должен связать Россию и Германию по дну Балтийского моря. Совокупная мощность проекта оценивается в 55 млрд м³ газа в год. Запуск газопровода запланирован на конец 2019 года. Новый трубопровод планируют строить практически параллельно действующему МГП «Северный поток».

Строительство газопровода стартовало в Германии в начале мая. На наземном участке будущей магистрали в г. Лубмин в земле Мекленбург – Передняя Померания начались работы по закладке фундамента приемной станции, а также здания техобслуживания.

Евросоюз продолжит финансировать закрытие Игналинской АЭС

После визита в Литву комиссии Европарламента по контролю над бюджетом было принято решение о продолжении финансирования проекта по закрытию Игналинской АЭС. Работа станции была остановлена в 2009 году по требованию Еврокомиссии – это было одним из условий вступления Литвы в Евросоюз.

Игналинская АЭС состояла из двух энергоблоков типа РБМК-1500. Аналогичные реакторы были установлены на Чернобыльской АЭС. Еврокомиссия предложила выделить на работы по выводу литовской АЭС из эксплуатации в период 2021–2027 годов € 552 млн. Министр энергетики Литвы Жигимантас Вайчюнас отметил, что после 2020 года важной целью для страны является обеспечение отдельного финансового инструмента для закрытия Игналинской АЭС, который гарантировал бы постоянное финансирование проекта. Он подчеркнул, что Литва планирует и дальше демонстрировать прогресс в его выполнении и предоставлять информацию о ходе работ. Министр также отметил, что для работ по демонтажу станции в период с 2021 по 2027 год потребуется € 780.

Проект закрытия Игналинской АЭС оценивается в €3 млрд, при этом из своего бюджета Литва выделяет всего 14 %. Планируется, что все работы по выводу АЭС из эксплуатации завершатся к 2038 году.

В Италии создадут первую сеть сверхбыстрых зарядных станций для электромобилей

Международная компания Enel и немецкий концерн Volkswagen Group подписали соглашение о сотрудничестве в сфере электротранспорта с целью запустить к концу 2019 года до 20 зарядных станций компании IONITY на территории Италии, а также 400 зарядных станций высокой мощности (3СВМ) по всей Европе. Станции смогут осуществлять подзарядку как уже выпущенных электромобилей, так и машин следующего поколения, за 15–30 минут. Каждая станция будет оснащена максимум шестью зарядными устройствами мощностью до 350 кВт



В рамках соглашения Enel предоставит IONITY готовое решение: Enel X будет искать площадки для зарядных станций, закупать, устанавливать и обслуживать их. Первую станцию Enel планирует установить в 2018 году. Компания IONITY будет осуществлять эксплуатацию площадки с использованием европейского стандарта «Комбинированная система зарядки» (Combined Charging System, CCS) мощностью до 350 кВт, обеспечивая тем самым кросс-брендовую совместимость с большинством существующих и будущих электромобилей.

Станции будут интегрированы в национальный план Enel по расширению зарядной инфраструктуры (до 14 тыс. площадок к 2022 году), а также включены в общую сеть зарядных станций Италии для электромобилей. В то же время итальянские станции 3СВМ станут частью общей европейской сети IONITY, включающей 400 зарядных станций, которые будут

представлены к 2020 году. С их помощью водители смогут заряжать свои транспортные средства на любой из европейских площадок.

После ввода в эксплуатацию каждая станция сможет также заряжать новые электромобили, способные проезжать более 300 км без подзарядки. Их появление ожидается в конце 2018 года.

Эксперты считают, что подписание такого важного соглашения открывает новый этап развития электромобильности. Создание сети станций, способных быстро удовлетворять потребности электромобилей в электроэнергии, значительно сокращая при этом время зарядки, даст возможность водителям осуществлять поездки на большие расстояния, сочетая экологическую чистоту с удовольствием от безопасного и энергичного вождения.

Энергоблок № 4 Тяньваньской АЭС прошел «горячие» испытания

Энергоблок № 4 Тяньваньской АЭС, сооружаемой в Китае по российскому проекту ВВЭР-1000, готовится к загрузке ядер-



ного топлива. В начале мая на АЭС был успешно завершен обязательный этап в программе подготовки энергоблока к физическому пуску – «горячая» обкатка реакторной установки. Это подтвердило безопасную и эффективную работоспособность оборудования и технологических систем блока.

«Горячие» испытания реакторной установки – важнейший технологический процесс на этапе пусконаладочных работ. В ходе испытаний при температуре до 260 °С был выполнен весь комплекс предпусковых испытаний: опробованы системы защиты первого и второго контуров от превышения давления, проведены испытания работы главных циркуляционных насосов на горячих параметрах реакторной установки, проверены системы электропитания собственных нужд.

Таким образом, работы по подготовке энергоблока к физическому пуску вышли на финишную прямую. Предстоит провести ревизию основного и вспомогательного оборудования первого и второго контуров, после чего начнется загрузка топлива. Пуск блока в эксплуатацию запланирован на конец 2018 года.

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

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТАХ

При обеспечении информационной безопасности на подстанциях 35–750 кВ Белорусской энергосистемы необходимо учитывать ряд факторов, главным из которых является неразрывная связь информационной и электросетевой инфраструктуры. В статье рассматриваются принципиальные моменты обеспечения информационной безопасности электроэнергетических объектов и особенности этого процесса с точки зрения опыта, наработанного белорусскими специалистами.



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

Связь электросетевой и IT-инфраструктуры

Как отмечается в [10], ключевым моментом в установлении необходимости принятия мер по обеспечению информационной безопасности (ИБ) и, соответственно, в определении перечня этих мер является важность самого энергообъекта, в частности ПС. Там же, в [10], представлены для обсуждения классификаторы, позволяющие оценить степень важности энергообъекта с точки зрения его места в электросетевой инфраструктуре и оснащенности средствами автоматизации и управления. Такой подход дает возможность ранжировать меры в части ИБ для различных ПС, а также определять необходимость этих мер. Это, в свою очередь, позволяет сократить финансовые затраты на ИБ и повысить ее эффективность за счет концентрации средств на уязвимых направлениях.

Следует отметить, что определить степень важности ПС и ее IT-инфраструктуры не так просто. Например, с учетом закольцованности линий электропередачи отключение ВЛ 30 кВ может не вызвать перерыва в электропитании большинства потребителей, хотя и является чрезвычайным происшествием. А вот длительное отключение «тупиковой» ПС 110 кВ, обслуживающей потребителей I категории по надежности электроснабжения, повлечет неизбежные финансовые потери для потребителей. Подобные инциденты в Белорусской энергосистеме были.

Необходимо учитывать еще один важный момент. Все обслуживаемые подстанции (ПС 330 кВ) менее уязвимы для кибератак, чем необслуживаемые, в то же время постоянной угрозой для информационной безопасности ПС является их собственный персонал. Необслуживаемые подстанции (ПС 110 кВ) потенциально имеют больше шансов подвергнуться кибератакам в силу меньшей защищенности и широкого использования беспроводных линий связи. Кроме того, важно учитывать наличие на энергообъектах узлов связи (см. рисунок).

Эти существенные моменты отражены в аналитической записке РУП «Белэнергосетьпроект» [10]. Предлагаемый подход уникален и отличается от принятого, например, в российской энергетической компании ПАО «ФСК ЕЭС», где придержива-

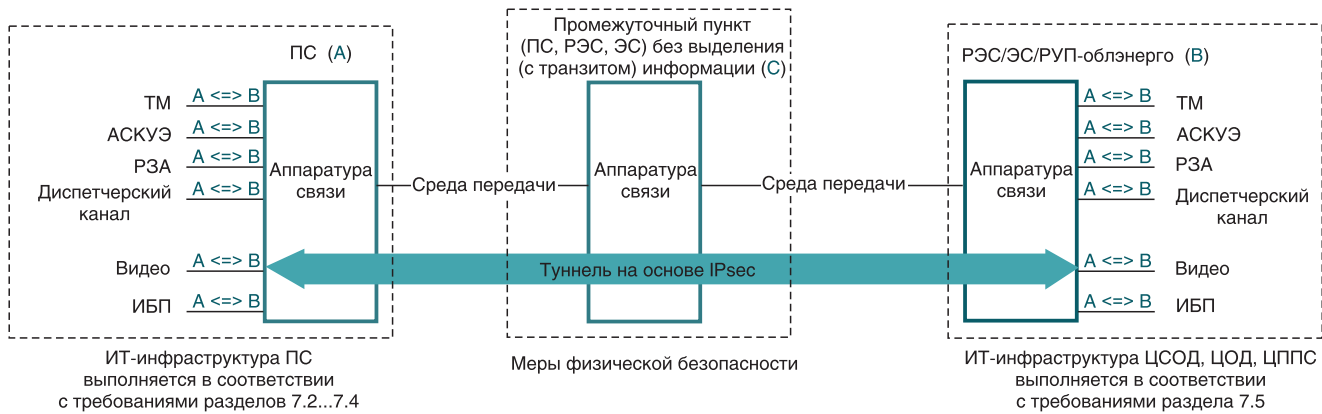
ются принципа защиты всех ПС с использованием оборудования примерно одного типа, но разной сложности (разных классов). Как уже говорилось ранее, при использовании такого подхода затруднительно ранжировать меры ИБ и определять их необходимость. Подход, предлагаемый в [10], позволяет:

- повысить эффективность ИБ за счет концентрации средств на наиболее уязвимых направлениях;
- определить очередность внедрения мер по обеспечению ИБ.

Не имеет прямого отношения к теме данной статьи, но требует упоминания оценка воздействия энергообъекта на окружающую среду. Фактор возможности нанесения ущерба окружающей среде из-за потери управляемости объекта необходимо учитывать. Для этого может быть использована информация из соответствующего раздела проекта строительства или реконструкции ПС при наличии соответствующего задания.

Локальные технические нормативно-правовые акты в части ИБ

В первую очередь необходимо отметить незначительное количество технических нормативно-правовых актов (ТНПА) в части информационной безопасности, локализованных в системе ГПО «Белэнерго», по сравнению с числом стандартов, действующих в России. Если в ФСК ЕЭС таких актов 11, то в Белорусской энергосистеме их всего два. Это Инструкция о порядке обеспечения информационной безопасности в информационных системах Министерства энергетики Республики Беларусь [2] и Регламент корпоративной сети передачи данных ГПО «Белэнерго» [1]. Безусловно, этого недостаточно для эффективного обеспечения защиты информационной инфраструктуры Белорусской энергосистемы.



Пример защиты каналов связи

Требования стандартов российской энергетической компании «ФСК ЕЭС» в основном сводятся к защите периметра любой ПС с активным использованием шифрования и межсетевых экранов (МСЭ). Кроме того, указанные стандарты ранжируют требования к аппаратным и программным средствам в части ИБ в зависимости от степени критичности объекта.

Что касается белорусских нормативно-правовых актов в части ИБ энергетических объектов, то согласно [1] корпоративная сеть энергосистемы логически разделяется на корпоративный (КСПД) и технологический (ТСПД) сегменты передачи данных. В технологический сегмент входят системы АСКУЭ, АСУ ТП, АСДУ и соответствующие сегменты сетей передачи данных, обеспечивающие функционирование данных систем. В документе также определен порядок взаимодействия ТСПД и КСПД (через МСЭ), установлены разрешенные виды взаимодействия, принципы управления энергетическим оборудованием, совместной передачи трафика и использования оборудования.

Основные принципы, указанные в [1] и в стандартах ФСК ЕЭС, схожи.

В [2] устанавливаются «основополагающие принципы и общий порядок обеспечения информационной безопасности в части защиты информации в государственных информационных системах, а также в информационных системах, содержащих информацию, распространение и (или) предоставление которой ограничено, не отнесенной к государственным секретам».

Перечень служебной информации ограниченного распространения для электроэнергетики приведен в приложении к [6]. В него, в частности, входят:

- схемы энергетики регионов и объединенных энергосистем и их развития;
- схемы внешнего электроснабжения электрифицируемой железной дороги (существующие, проектируемые и планируемые на перспективу);
- сведения о мощности (индивидуальной и суммарной) тяговых подстанций железной дороги.

Анализ положений [2] и [6] показывает, что эти нормативно-правовые акты предусматривают внедрение мер по обеспечению ИБ на очень немногих ПС, хотя очевидно, что эти меры в той или иной степени должны распространяться на все подстанции [10].

Характеристики угроз

Анализ имеющейся информации об угрозах IT-инфраструктуре электросетевых и промышленных объектов показывает следующее:

- 70 % атак направлены на IT-инфраструктуру;
- за 7 последних лет в 20 раз возросло число обнаруженных уязвимостей в системах управления;
- мотивы и уровень подготовки атакующих точно неизвестны, хотя некоторые эксперты считают, что зачастую атакующие подготовлены слабо;
- для 35 % уязвимостей АСУ ТП созданы эксплойты, что в разы превышает аналогичный показатель для IT-систем;
- по версии Международного совета по большим электроэнергетическим системам высокого напряжения (СИГРЭ), 20 % всех атак имеют намеренный характер, 80 % – случайный. При этом 53 % намеренных атак производится изнутри. Что касается случайных, то 40 % из них осуществляется извне, 15 % – изнутри, откуда производятся остальные 45 % – не установлено.

Сделать однозначный вывод об основном источнике угроз невозможно. Как представляется, проблема угроз определяется не наличием уязвимостей в устройствах, а скорее квалификацией и опытом собственного персонала. Имеется в виду персонал центров сбора и обработки данных (ЦСОД), диспетчерских, постоянный обслуживающий персонал ПС и персонал оперативных выездных бригад (ОВБ). Так, по данным экспертов СИГРЭ, собственный персонал считают опасным с этой точки зрения 69 % опрошенных.

Широко обсуждаемый рост уязвимостей систем управления (АСУ ТП), безусловно, важен, и его надо учитывать. Но также следует принимать во внимание закрытость ПС и особенности оконечных устройств РЗА и АСУ ТП:

- невозможность параметрирования по протоколам передачи данных;
- необходимость многоуровневых паролей для различных групп параметров и уставок;
- достаточно высокий уровень закрытости каналов связи ЦСОД – ПС;
- ограниченный доступ на ПС.

Вопрос еще требует исследований, но очевидно, что наиболее простой способ взлома – намеренные или случайные действия персонала. Что, в свою очередь, увеличивает роль его квалификации и обучения.

Квалификация персонала

Вопросы защиты информации, взаимодействия ТСПД и КСПД прописаны в [1] в общем виде, без детализации и указания конкретных способов.

В качестве примера можно привести несколько цитат из [1]:

- «разрешается... передача из ТСПД в КСПД информации из АСУ ТП, АСДУ, АСКУЭ»;
- «запрещается подключать автоматизированные рабочие места и серверы... одновременно через два сетевых интерфейса к КСПД и ТСПД»;
- «запрещено информационное взаимодействие между КСПД и ТСПД в целях выполнения функций управления энергетическим оборудованием... путем получения доступа к управляющим энергетическим оборудованием информационным системам».

Очевидно, что в рамках приказа, которым является [1], невозможно изложить требования более детально. Необходимо отметить, что такой же подход используется и в зарубежных ТНПА ([12–13], несколько более подробные сведения указаны в [11]). Опыт показывает, что для квалифицированных специалистов, постоянно занятых в сфере ИБ, достаточно информации, которая содержится в ТНПА. Следовательно, квалификация персонала является ключевой на всех этапах создания системы ИБ: от составления требований, проектирования и внедрения до мониторинга и реализации корректирующих мероприятий.

Важно учитывать, что персонал РУП-облэнерго при современном развитии каналов связи и оснащенности средствами мониторинга физически не сможет решить все вопросы обеспечения информационной безопасности ПС, следовательно, необходимо, чтобы предприятия электрических сетей были также укомплектованы специалистами соответствующей квалификации.

Между тем из-за разницы заработной платы в энергетике и IT-секторе привлечение специалистов по ИБ с должной квалификацией на постоянной основе или их аутсорсинг являются чрезвычайно затратными мероприятиями. С другой стороны, угрозы ИБ очевидны [10–13], и их игнорирование может обернуться серьезными последствиями.

Решением данной проблемы видится создание локального (локальных) ТНПА, где были бы четко указаны:

- требования к сетевому (IT) оборудованию и его функциональные возможности;
- состав оборудования для различных ПС;
- рекомендации по безопасному конфигурированию;
- перечень настроек, требования к их документированию и хранению;
- правила проектирования;
- типовые схемы подключения оборудования;
- методики, задания в части ИБ;
- правила эксплуатации, обновлений и корректировок систем ИБ.

Необходимость разработки таких ТНПА обосновывалась в [10] и сохраняет свою актуальность.

Кроме того, наличие ТНПА в области ИБ энергообъектов позволит упростить и удешевить процессы проектирования, пусконаладочных работ и обслуживания. Так, например, присутствие в нормах типовых схем IT-инфраструктуры объектов даст специалистам возможность сосредоточиться на подборе оборудования, его характеристиках, проектировании сети и т.д.

К созданию локальных ТНПА можно привлечь квалифицированных сотрудников IT-подразделений отраслевых проектных, эксплуатирующих организаций, РУП «ОДУ» и др. Создание системы четких правил позволит снизить требования к квалификации исполнителей и существенно умень-

шить затраты на оплату персонала. Кроме того, значительно сократится риск неправильных и/или неправомерных действий собственного персонала.

Особенности IT-инфраструктуры ПС

Большинство ТНПА, методик и правил в области ИБ, действующих в Республике Беларусь, создавалось для защиты информации, содержащей персональные данные или данные, распространение и/или предоставление которых ограничено. Это относится прежде всего к информационным системам банков, дата-центров, интернет-магазинов, органов государственного управления и других подобных структур.

В целом суть мер по ИБ для подобных систем сводится к предотвращению утечки данных и обеспечению их сохранности (целостности, непротиворечивости и т.д.). Доступность при этом рассматривается, но в большинстве случаев не является критически важной. Кроме того, подобные системы:

- существенно децентрализованы;
- включают большое количество серверов;
- имеют серьезный трафик транспортного уровня (L3) как по каналам связи, так и в ЦСОД;
- передача данных и доступ к ЦСОД осуществляются по общедоступным каналам связи (Internet).

Информационные системы в электроэнергетике, связанные с ПС, охватывают ТСПД и КСПД и обладают следующими характерными чертами:

- ЦСОД и соответствующие серверы установлены в РУП-облэнерго и РУП «ОДУ»;
- установка серверов на ПС не носит обязательный характер;
- серверы, устанавливаемые на ПС, как правило, являются специализированными устройствами. Это могут быть аппаратные устройства, модификация программного обеспечения (ПО) которых невозможна или крайне затруднена. Это также могут быть серверы на базе промышленных компьютеров, в которых используются усеченные и/или устаревшие версии операционных систем;
- оконечные устройства ПС (счетчики электроэнергии, терминалы РЗА и АСУ ТП, измерительные приборы) имеют высокий уровень защиты от модификаций внутреннего ПО;
- широко используются низкоскоростные и последовательные каналы связи;
- внутренний трафик на ПС на 90 % является трафиком уровня L2;
- передача информации с использованием транспортного уровня L3 осуществляется преимущественно между ЦСОД и ПС;
- передача данных и доступ к ЦСОД реализуются с использованием основных локальных энергетических каналов связи.

Кроме того, для ПС критически важно обеспечить:

- непрерывное управление, то есть доступ к основному оборудованию средствами АСУ ТП из ЦСОД;
- безотказность (избыточность оборудования локальной вычислительной сети);
- стойкость в сложной электромагнитной обстановке.

Из этого следует логичный вывод: функционал средств ИБ, предназначенных для информационных систем (ИС) объектов типа «банк», чрезмерен для обсуждаемых ИС,

а его эффективность неоднозначна. Разумно дифференцировать средства ИБ для применения на ПС (ТСПД) и в ЦСОД (КСПД). Так, например, в традиционных ИС одна из самых эффективных мер защиты – обновление ПО оконечных устройств. В условиях же действующего энергообъекта обновление прошивок терминалов и измерительного оборудования приносит больше затрат, чем пользы. Обновление серверов ПС выглядит логичнее, но данные, хранящиеся на них, далеко не всегда имеют достаточно высокую ценность. Соответственно, на первый план выходят усилия по защите серверов и автоматизированного рабочего места КСПД, каналов связи, соответствующих серверов ТСПД и, конечно, сетевого оборудования. Здесь можно применить известные меры защиты TCP/IP-трафика (уровень L3).

Но все перечисленное – это лишь часть ПС, и не самая обширная. Для внутреннего трафика ПС наиболее действенными мерами ИБ как по эффективности, так и по стоимости являются правильное проектирование ЛВС, настройка оборудования, документирование настроек. Это, в свою очередь, невозможно без локальных ТНПА, о которых шла речь выше, что свидетельствует о необходимости и важности их разработки.

Этот тезис можно обосновать следующим примером. Меры по защите L2- и L3-трафика ПС достаточно хорошо известны. Вот наиболее широко применяемые:

- включение устройств в отдельные (раздельные) VLAN (под)сети;
- организация VPN-соединений между оборудованием ТСПД и оборудованием ЦСОД и обеспечение возможности шифрования данных (применение туннелей IPsec);
- исключение несанкционированного доступа за счет применения сетевого оборудования с поддержкой аутентификации, авторизации и контролем прав доступа (применение серверов RADIUS или их аналогов);
- применение сетевого оборудования с поддержкой/настройкой:
 - а) SNMP v.3, удаленного безопасного конфигурирования (SSH, иные аналогичные);
 - б) контроля доступа (AAA – аутентификации, авторизации и контроля прав доступа), MAB или аналогичных протоколов;
 - в) защиты от атак DoS/DDoS;
 - г) контроля доступа к портам по MAC-адресам;
 - д) присвоения native VLAN-адреса/номера, отличного от 1;
 - е) выключения неиспользуемых портов.

Но без конкретного проектного решения с указанием перечня настроек, мест развертывания AAA-серверов, перечня VLAN даже такое небольшое количество мер останется на уровне пожеланий, а их реализация будет зависеть от доброй воли, квалификации наладчиков и персонала, участвующего в приемке. Кроме того, в проекте на основании требований локальных ТНПА должны быть решены вопросы о степени важности защищаемой информации, перечне мер защиты и обосновании их необходимости.

Источники финансирования

Для целенаправленного внедрения мер в части ИБ, замены оборудования, обновления версий прошивок и ПО,

выполнения пусконаладочных работ необходимо финансирование. Единственным постоянным его источником может быть проектное решение по созданию систем ИБ, которое, с учетом всего сказанного, должно быть интегрировано в проект реконструкции или строительства ПС и учитывать информацию большого числа разделов указанного проекта.

Определяющую роль в разработке решений по обеспечению информационной безопасности ПС Белорусской энергосистемы должно сыграть РУП «Белэнергосетьпроект» или иная проектная организация, проектирующая ПС, привлекая при необходимости ведущие компетентные организации. При этом следует подчеркнуть, что без разработки локальных ТНПА и конкретных указаний в заданиях на проектирование энергообъектов проектное решение и финансирование в части ИБ будут иметь недостаточную эффективность.

Заключение

Для создания системы ИБ на подстанциях 35–750 кВ Белорусской энергосистемы требуются усилия не только IT-служб, но и специалистов в области силового оборудования, ЛЭП, РЗА и ПА, АСУ ТП, а также эксплуатирующего персонала. Для эффективного внедрения системы ИБ необходимо создание или заимствование соответствующих локальных ТНПА.

Список литературы

1. Регламент корпоративной сети передачи данных ГПО «Белэнерго»: утв. приказом ГПО «Белэнерго» 15.05.2015 № 139.
2. Инструкция о порядке обеспечения информационной безопасности в информационных системах Министерства энергетики Республики Беларусь: утв. Министерством энергетики Респ. Беларусь 18.03.2015.
3. Об информации, информатизации и защите информации: Закон Респ. Беларусь, 10 нояб. 2008 г., № 455-З.
4. Информационные технологии. Средства защиты информации. Информационная безопасность: ТР 2013/027/ВУ. – Введ. 01.01.2014. – Минск, Совет Министров Республики Беларусь, 2013.
5. О некоторых мерах по обеспечению безопасности критически важных объектов информатизации: Указ Президента Респ. Беларусь, 25 окт. 2011 г., № 486.
6. О служебной информации ограниченного распространения: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 12 авг. 2014 г., № 783 (в ред. постановлений Совета Министров Респ. Беларусь от 18.03.2015 № 211, от 20.10.2015 № 873, от 13.02.2018 № 124).
7. О некоторых мерах по реализации Закона Республики Беларусь «Об информации, информатизации и защите информации»: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 26 мая 2009 г., № 673.
8. О некоторых вопросах безопасной эксплуатации и надежного функционирования критически важных объектов информатизации: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 30 марта 2012 г., № 293.
9. Приказы Оперативно-аналитического центра (ОАЦ).
10. Безопасность сетевой IT-инфраструктуры объектов белорусской энергосистемы. Аналитическая записка. – РУП «Белэнергосетьпроект», 2016.
11. Системы управления энергетикой и соответствующий обмен информацией. – IEC 62351. – Стандарт Международной электротехнической комиссии.
12. Группа стандартов ISA SP99 в части автоматизации и кибербезопасности.
13. Группа стандартов NERC Critical Infrastructure Protection (CIP) и Communications (COM).

ОБ ОПЫТЕ РАЗРАБОТКИ ЗАЩИТНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОБРАЩЕНИЮ С ОТХОДАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ ПХБ

Загрязнение окружающей среды полихлорированными бифенилами (ПХБ) – одна из глобальных экологических проблем современности, поскольку эти соединения являются опасными для окружающей среды и организма человека загрязнителями. Учитывая большое количество ПХБ в электрооборудовании Белорусской энергосистемы, проблема вывода из эксплуатации и хранения такого оборудования на данный момент является особо актуальной.

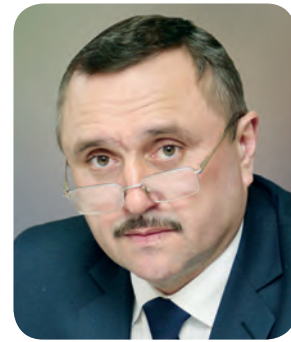
Физико-химические свойства ПХБ

Синтезированные для промышленных целей в 1930-х годах, ПХБ на протяжении продолжительного времени не рассматривались как опасные химикаты. Промышленные смеси на их основе, как и ПХБ-содержащая продукция, производились и использовались во многих странах мира практически без ограничений и контроля [1]. Низкая диэлектрическая постоянная и высокая точка кипения позволили широко применять ПХБ в качестве жидкого диэлектрика в конденсаторах и трансформаторах. Однако полезные с точки зрения промышленности физико-химические свойства ПХБ сделали их одними из опаснейших загрязнителей окружающей среды. Обладая термической и химической стабильностью, они оказались чрезвычайно устойчивы к воздействию биотических и абиотических факторов.

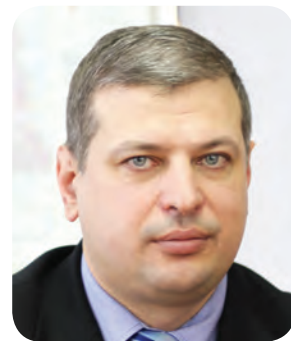
Полихлорбифенилы имеют уникальные физико-химические свойства. Они обладают исключительными теплофизическими и электроизоляционными характеристиками, термо- и огнестойкостью, инертностью по отношению к кислотам и щелочам, хорошей растворимостью в жирах, маслах и органических растворителях, высокой совместимостью со смолами, отличной адгезионной способностью. Ввиду устой-

чивости этих соединений к высоким температурам их сжигание разрешено только в экстремальных и тщательно контролируемых условиях (существующие международные правила требуют, чтобы ПХБ сжигались при температуре не ниже 1200 °С в течение как минимум двух секунд). Они плохо растворяются в воде и имеют низкую степень улетучивания, мало восприимчивы к окислению и другим химическим реакциям. В обычных условиях в окружающей среде эти соединения плохо разлагаются: период их полураспада зависит от уровня хлорирования и составляет 10–15 лет.

ПХБ относятся к группе стойких органических загрязнителей (СОЗ), наиболее опасных для экологии и человека. Они имеют очень высокую канцерогенность и такие же токсические характеристики, как диоксины и фураны. Особую опасность представляет способность ПХБ к взаимодействию с другими токсическими веществами, что ведет к усилению их отравляющих свойств. При однократном воздействии ПХБ обладают низкой токсичностью, но при длительном контакте проявляют высокую кумулятивную способность. Попадая в организм, они легко всасываются в желудочно-кишечном тракте и легких, проникают через кожу и накапливаются в жировой ткани [2].



А.А. КАЗАКОВ,
главный инженер – первый заместитель генерального директора РУП «Минскэнерго»



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



В.М. ШИКУТЬ,
заведующий сектором охраны окружающей среды строительного отдела РУП «Белэнергосетьпроект»



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

В Республике Беларусь ПХБ относятся к веществам 1-го класса опасности и фиксируются во всех компонентах природной среды повсеместно, включая фоновые территории.

Оборудование, материалы и отходы производства, содержащие ПХБ

К оборудованию, материалам и отходам производства, содержащим ПХБ, относятся:

- жидкости на основе ПХБ – промышленные химикаты, представляющие собой смесь хлорбифенилов, которые используются в качестве диэлектриков и охлаждающих жидкостей: пента-, тетра- и трихлордифенилы (коммерческие названия: арохлор, пирален, аскарел, клофен, канехлор, совол, совтол-10 и др.);
- трансформаторы и конденсаторы, в которых в качестве охлаждающей или диэлектрической жидкости используются жидкости на основе ПХБ;
- отходы, образующиеся в процессе обращения с оборудованием, содержащим ПХБ, и жидкостями на их основе:
 - конденсаторы, трансформаторы и другое ПХБ-содержащее оборудование, утратившее потребительские свойства и выведенное из эксплуатации;
 - неиспользованные или слитые из оборудования жидкости на основе ПХБ;
 - промывочные растворы, использовавшиеся для очистки трансформаторов, других емкостей с ПХБ;
 - емкости (тара), использовавшиеся при транспортировке (хранении) ПХБ и непосредственно контактировавшие с ПХБ;
 - материалы, применявшиеся при уборке разливов жидкостей на основе ПХБ (ветошь, опилки, загрязненная защитная одежда, перчатки);
 - грунты, загрязненные в результате разливов (утечек) ПХБ;
 - строительные конструкции, сооружения, пропитанные ПХБ в результате утечек и др.

Согласно отечественным исследованиям [1] на территории Беларуси функционируют 49 подстанций (ПС) распределительной сети с ПХБ-содержащим оборудованием, которое установлено

(или хранится) на открытых площадках, что существенно повышает риск поступления ПХБ в окружающую среду.

Наиболее высокие уровни загрязнения почв выявлены в местах эксплуатации и хранения электрооборудования, заполненного диэлектрическими жидкостями на основе ПХБ, что обусловлено утечками из оборудования (например, из статических конденсаторов). На некоторых ПС зафиксированы уровни загрязнения, на много порядков превышающие ориентировочно допустимую концентрацию ПХБ в почве – 0,02 мг/кг [3].

В качестве причин утечек выделяют следующие [2]:

- взрывы конденсаторов с разрушением корпуса;
- коррозия корпуса конденсаторов и трансформаторов;
- демонтаж оборудования;
- хранение резервного, поврежденного и демонтированного оборудования на открытых площадках;
- умышленная разгерметизация оборудования.

Методы утилизации ПХБ

В Республике Беларусь, как и во многих европейских странах, разработаны меры, регламентирующие производство, эксплуатацию, переработку и уничтожение ПХБ. Основными из них являются следующие:

- полный запрет на производство ПХБ;
- постепенная замена ПХБ альтернативными материалами с менее токсичными свойствами;
- контроль за материалами, содержащими ПХБ, при их эксплуатации, складировании, транспортировке и размещении;
- разработка эффективных экологически безопасных технологий переработки и обезвреживания ПХБ и ПХБ-содержащих материалов;
- разработка новых правил эксплуатации установок, в которых используются ПХБ, с учетом более жестких требований к экологической безопасности производств.

Наиболее перспективным способом снижения количества ПХБ является их обезвреживание и переработка в экологически безопасные продукты. Можно выделить следующие методы переработки ПХБ:

- щелочное дехлорирование (для регенерации загрязненного трансформаторного масла);

- высокотемпературное сжигание (при 1200 °С);
- плазмохимическая переработка;
- фотохимическое окисление жестким ультрафиолетовым излучением в присутствии озона и пероксида водорода.

Эти методы могут включать операции по концентрированию ПХБ перед обработкой, эффективные при очистке от остатков ПХБ трансформаторов и конденсаторов. К таким операциям относятся экстракция, адсорбция, диализ, выпаривание, дистилляция, фильтрация.

За последние годы в мире значительно повысилась эффективность процесса извлечения ПХБ из агрегатов, подлежащих очистке, благодаря применению экстракции жидкостями при критических температуре и давлении.

В целом выбор методов утилизации ПХБ, оборудования и отходов, содержащих ПХБ, зависит от агрегатного состояния отходов и концентрации загрязнителя в них. Для эффективного использования на практике всех возможных методов и технологий утилизации нужен их обобщенный анализ, причем не только токсикологический и экологический, но и экономический. Ведь стоимость работ по утилизации зависит от многих факторов (уровень загрязнения, состояние электротехнического оборудования, концентрация и структура ПХБ и т.д.). Полный цикл ликвидации тонны ПХБ, включая упаковку, транспортировку и удаление, оценивается в \$ 2000–5000.

В качестве мер по предотвращению дальнейшего распространения ПХБ при его хранении рекомендуется:

- слить остатки ПХБ из поврежденного электрооборудования в специальные герметические металлические емкости;
 - упаковать поврежденные конденсаторы, а также конденсаторы с признаками утечки жидкости в герметичные металлические контейнеры;
 - провести инвентаризацию электрооборудования, содержащего ПХБ.
- Оценка объемов ПХБ осуществляется на основе:
- баланса производства и потребления;
 - результатов инвентаризации электрооборудования.

Утилизация ПХБ-содержащего оборудования в Беларуси

В Республике Беларусь обращение с оборудованием и отходами, содер-

жащими ПХБ, регламентируется соответствующим постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды [4]. Вместе с тем принятых документов недостаточно для решения этой проблемы. Необходимо разработка системы утилизации ПХБ-содержащего оборудования и отходов.

Отметим, что в 2001 году Беларусь подписала Стокгольмскую конвенцию о стойких органических загрязнителях [5], которая предусматривает прекращение использования ПХБ к 2025 году и их уничтожение к 2028-му. В рамках реализации конвенции в республике уже осуществлен ряд мероприятий. Так, в 2012 году в рамках осуществления проекта международной технической помощи «Обращение со стойкими органическими загрязнителями» французской фирмой Tredi SA с предприятий РУП «Гродноэнерго» вывезено порядка 215 т ПХБ-содержащего оборудования и отходов для уничтожения.

Таким образом, РУП «Гродноэнерго» первым среди предприятий Белорусской энергосистемы полностью избавилось от оборудования, содержащего СОЗ, запрещенные к использованию Стокгольмской конвенцией.

В республике основной проблемой утилизации оборудования, содержащего ПХБ, является отсутствие предприятий по его переработке, а также объектов хранения ПХБ-содержащих отходов, принимающих отходы сторонних организаций. Поэтому для хранения оборудования, содержащего ПХБ, в том числе поврежденного, а также загрязненных ПХБ конструкций и почвы в основном используются уже существующие помещения и площадки.

Рассмотрим, как решается вопрос утилизации ПХБ-содержащего оборудования в РУП «Минскэнерго». Так, проектом «Котельная «Северная». Замена ПХБ-содержащих трансформаторов собственных нужд», разработанным в 2015 году, предусмотрено временное хранение четырех содержащих ПХБ (свотол) трансформаторов собственных нужд с признаками коррозии в здании склада котельной «Северная», имеющем бетонный пол. Трансформаторы должны помещаться в два контейнера для опасных отходов типа М018 с габаритами 1000х1200х1053 мм, объемом 600 л, позволяющие хранить опасные отходы массой 1200 кг. Такие контейнеры

Таблица 1. ПХБ-содержащие отходы реконструируемой ПС «Столбцы»

Наименование отхода	Объем образующихся отходов, т	Движение отходов
Оборудование и материалы, содержащие ПХБ	5,016	Хранятся в контейнерах для опасных отходов на площадке временного складирования ПХБ-содержащего оборудования на территории маслохозяйства ПС «Столбцы»
Малогабаритные конденсаторы с диэлектриком на основе ПХБ (поврежденные)	1,1	Хранятся в контейнерах (упакованы в полиэтиленовые пакеты, дно контейнера подсыпается слоем опилок либо торфа толщиной не менее 10 см) для опасных отходов на площадке временного складирования ПХБ-содержащего оборудования на территории маслохозяйства ПС «Столбцы»
Почва (грунт) с концентрацией возникшего в результате разливов (утечек) загрязнения ПХБ более 500 мг/кг	0,9	

производятся в ФРГ и приспособлены для транспортировки (сбора, хранения) твердых материалов 1–3-го классов опасности. Они изготовлены из листового металла и стальных профилей, закрываются плотной, герметичной, устойчивой к маслам крышкой с помощью болтов.

Отметим, что для применения таких контейнеров в Республике Беларусь требовалась обязательная сертификация, что в условиях временных ограничений могло привести к срыву сроков реализации объекта. Поэтому специалистами РУП «Белэнергосетьпроект» был разработан отечественный специализированный контейнер для хранения оборудования, содержащего ПХБ. Контейнер, приспособленный для хранения и транспортировки оборудования весом до 2400 кг, изготавливается из листового металла и стальных профилей, закрывается плотной, герметичной, устойчивой к маслам крышкой с помощью болтов. Размеры контейнера 1292х1112х1025 мм, вес 400 кг.

Разработанный тип контейнера позволяет избежать утечки ПХБ при транспортировке, а при хранении отходов дает возможность ответственному лицу контролировать их состояние, исключая утечку загрязнителя.

При разработке архитектурного проекта реконструкции ПС «Столбцы» в 2016 году [6] большое внимание было уделено оценке возможного воздействия на окружающую среду элементов подстанции, в частности отходов, в значительных объемах полученных при демонтаже содержащего ПХБ оборудования (таблица 1).

Ввиду отсутствия на ПС «Столбцы» специализированных площадок и помещений, пригодных для хранения оборудования и отходов с содержанием ПХБ, проектом [6] предусмотрено строительство на территории проектируемого маслохозяйства подстанции новой крытой площадки для временного хранения ПХБ-содержащего оборудования и загрязненного грунта. Проектируемая площадка имеет размер 5х7,5 м. Проектом также предусмотрено ограждение площадки сеткой, что позволит изолировать отходы с содержанием ПХБ от доступа посторонних лиц.

Поверхность площадки имеет твердое водонепроницаемое и химически стойкое покрытие из бетона. По ее периметру предусмотрено устройство бордюра высотой 30 см и приямка для сбора жидкости на случай аварийного разлива, что позволит избежать загрязнения почв, поверхностных и грунтовых вод.

Под навесными конструкциями, предотвращающими попадание на площадку атмосферных осадков, ПХБ-содержащее оборудование будет храниться в стальных контейнерах, разработанных РУП «Белэнергосетьпроект».

Отметим, что если неповрежденное оборудование, содержащее ПХБ, можно хранить на металлических поддонах или стеллажах в вертикальном положении, то поврежденное оборудование, а также загрязненный грунт, ветошь и т.п. целесообразно хранить в герметичных емкостях.

В целом на балансе РУП «Минскэнерго» находится 615 шт. ПХБ-содержащего оборудования. Это ма-

Таблица 2. ПХБ-содержащее электрооборудование, находящееся на балансе РУП «Минскэнерго»

Наименование структурного подразделения	Ориентировочное количество электрооборудования, шт.	Ожидаемый объем ПХБ, т
Борисовские электросети	185	3,515
Молодечненские электросети	194	3,686
Слуцкие электросети	130	2,47
Столбцовские электросети	106	1,942
Всего	615	11,613

логабаритные конденсаторы с диэлектриком на основе ПХБ (таблица 2). В настоящее время из эксплуатации выведено 486 конденсаторов, оставшиеся 129 планируется вывести из эксплуатации и разместить на местах хранения к концу 2018 года.

Таким образом, все малогабаритные конденсаторы с диэлектриком на основе ПХБ, находящиеся на балансе РУП «Минскэнерго», будут размещены на местах их хранения в герметичных контейнерах отечественного производства.

Список литературы

1. Кухарчик, Т.И. Загрязнение окружающей среды полихлорированными бифенилами в Беларуси / Т.И. Кухарчик // Вестник Белорусского государственного университета. Сер. 2. Химия. Биология. География. – 2007. – № 2. – С. 104–110.
2. Кухарчик, Т.И. Полихлорированные бифенилы в электрооборудовании / Т.И. Кухарчик, С.В. Какарека, П.В. Цытик. – Минск: Минсктиппроект, 2003. – 28 с.
3. Гигиенические нормативы 2.1.7. 12-1-2004 // Сборник нормативных документов по разделу коммунальной гигиены. – Минск, 2004. – 28 с.
4. Об утверждении правил обращения с оборудованием и отходами, содержащими полихлорированные бифенилы: постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Респ. Беларусь, 24 июня 2008 г., № 62.
5. Стокгольмская конвенция о стойких органических загрязнителях / UNEP. – Женева, 2001.
6. Реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ Столбцы – Барановичи. Архитектурный проект. Том 6.5. Отчет об оценке воздействия на окружающую среду. – РУП «Белэнергосетьпроект», 2016.



ОБНОВЛЕННАЯ ВЕРСИЯ

ЭНЕРГОДОКУМЕНТ

ENERGODOC.BY

- предоставление пользователю доступа в личный кабинет
- возможность добавления часто используемых документов в «Избранное»
- улучшенный механизм поиска документов благодаря размещению строки поиска на всех страницах сайта
- перенос дополнительных параметров поиска в закладку «Расширенный поиск»
- новый раздел «Часто задаваемые вопросы» (FAQ)
- современный дизайн с адаптацией под размер используемого экрана

ПРОБЛЕМЫ ИНФОРМАТИЗАЦИИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Бурное развитие компьютерной техники привело к широкому распространению автоматизированных информационных систем (АИС) самого разного масштаба и функциональности. Сегодня невозможно себе представить крупное предприятие или организацию, не использующие возможности этих систем. Внедрение АИС особенно актуально в условиях формирования цифровой экономики и призвано способствовать повышению эффективности производства и качества управления.



А.В. КАБАНОВ,
заместитель генерального
директора по информационным
технологиям РУП «ОДУ»

Говоря об информатизации, хочется перефразировать известное выражение классика русской литературы: все успешные отраслевые проекты информатизации похожи друг на друга, а каждый неуспешный неуспешен по-своему. В этом смысле обсуждение успехов не столь интересно и важно. Формулировка причин неудач, анализ проблем, поиск решений – это не только увлекательный процесс исследования, но еще и фактор, обеспечивающий в конце концов успешность последующих IT-проектов, эффективность всего процесса информатизации.

Ни для кого не секрет, что единственно правильной стратегией развития любой современной организации является внедрение в производство инноваций на основе новых технологий, в том числе с использованием автоматизированных информационных систем, которые являются либо результатом собственной разработки, либо программным продуктом сторонних организаций. Последнее вызывает неутраченные споры в среде белорусского электроэнергетического IT-сообщества. Речь идет, конечно же, о спорах вокруг способов автоматизации организационно-экономических бизнес-процессов. Как лучше создавать такие системы: на основе собственной разработки либо путем внедрения готовых решений? И тот, и другой подход имеет сторонников и ярых противников, и оба они получили развитие в организациях отрасли.

Кто должен сделать выбор?

Аргументы сторон очевидны. Да, на сегодняшний день технологии создания и внедрения информационных систем, особенно крупных, отраслевого уровня, стали развитыми и чрезвычайно сложными, включают в себя опыт сотен профессионалов – технологов, архитекторов, разработчиков, тестировщиков и специалистов по эксплуатационной поддержке. Естественно, что ни один маленький коллектив разработчиков не имеет и не может иметь за плечами такого

огромного опыта, который позволил бы в короткие сроки внедрять корпоративные интегрированные автоматизированные системы управления (АСУ). В то же время малые группы разработчиков, к тому же находящиеся в структуре самой организации, не требуют одномоментных, достаточно больших инвестиций и в состоянии оперативно решать определенные задачи. Продукты собственной разработки не требуют ежегодных лицензионных отчислений и в большинстве случаев гораздо лучше «заточены» под существующие именно в этой организации бизнес-процессы. Правда, за это приходится расплачиваться невысокой скоростью внедрения и отсутствием масштабыности решений.

Таким образом, на одну чашу весов брошены необходимость и желание в короткие сроки создать полномасштабную интегрированную информационную систему, одновременно решающую широкий спектр задач, вложив в это соответствующие средства, на другую – желание создать подсистему автоматизации, решающую частную проблему, без стремления все сделать быстро, но и без значительных затрат, которые требовали бы дополнительного обоснования в рамках бизнес-планов развития организаций. Кто может ответить на вопрос, что предпочтительнее? Кто должен выбирать, как поступать?

Выбирать должен Заказчик. Именно так, с большой буквы. То есть выбирать должен тот, кто обеспечивает финансирование проекта, кто кровно заинтересован в создании подсистемы автоматизации. Это конкретные лица в организациях, принадлежащие к кругу топ-менеджмента, отвечающие за бизнес-процесс и понимающие, каким именно способом можно повысить его эффективность. Если такого менеджера нет, а проблема автоматизации бизнес-процессов (а значит и повышения эффективности работы всего предприятия)



не рассматривается как комплексная, то и ответ очевиден. Все будет делаться очень медленно либо вообще не будет делаться. Что, собственно говоря, мы и наблюдаем в последние годы в нашей отрасли в части, как минимум, корпоративной автоматизации отраслевого уровня. Есть Заказчик и поставка задачи – есть работа в этом направлении. Нет Заказчика – наблюдаем топтание на месте.

Концепция создания интегрированной отраслевой АСУ: каковы перспективы?

Необходимо уяснить, что поиск Заказчика и понимание им своей роли в IT-процессах чрезвычайно важны именно для автоматизации нетиповых и сложных бизнес-процессов, прежде всего корпоративного уровня. В отношении процессов стандартных или уровня предприятия все гораздо проще. Все прекрасно понимают, что без автоматизации, например, бухгалтерского учета ни одно предприятие в принципе существовать уже не может, поэтому такие системы есть абсолютно везде. Главный бухгалтер автоматически, уже в силу полученного образования, осознает тот факт, что именно он выставляет требования к функционалу информационной системы и контролирует их реализацию в ней.

В ГПО «Белэнерго» достаточно давно разработана концепция создания интегрированной отраслевой АСУ. Она содержит в себе простые и разумные вещи. Все как по учебнику: создание типовых подсистем автоматизации с последующим тиражированием по организациям, единый центр обработки данных, единая платформа, единые типовые бизнес-процессы. На сегодняшний день концепцией и всеми вопросами ее реализации занимается Рабочая группа по внедрению и развитию информационно-коммуникационных технологий, специально созданная приказом Министерства энергетики. На мой взгляд, в составе данной группы очень мало топ-менеджеров, реально задействованных в управлении информационными технологиями. Конечно, хорошо, что крупные отраслевые предприятия в группе представлены главными инженерами или их заместителями, которые в соответствии с распределением обязанностей курируют вопросы информатизации. Но курировать – не значит заниматься этими вопросами в реальности. Руководители такого уровня – профессионалы совсем в другой области. У главного инженера голова занята важнейшими для отрасли вопросами, у него слишком много обязанностей, чтобы становиться еще и IT-директором по совместительству. В итоге страдает продуктивность рабочей группы.

Сама концепция, на наш взгляд, уже нереализуема в своем нынешнем виде в силу уже упомянутых факторов, а именно

наличия диаметрально противоположных представлений о подходах к автоматизации и отсутствия заказчиков крупных систем автоматизации на верхнем уровне.

Что делать? Возможно, пришло время полностью отказаться от идеи разработки типовых подсистем автоматизации с последующим их тиражированием по организациям, входящим в состав объединения. И сосредоточиться на создании на отраслевом уровне не интегрированной, а интегрирующей информационной системы с выставлением стандартизованных требований по автоматизированному «подъему наверх» аналитической информации, необходимой для поддержки принятия управленческих решений.

Автоматизацию бизнес-процессов внутри организаций целесообразно отдать на откуп им самим, тем более что они и так этим занимаются.

Кто отвечает за IT?

Взглянем на информатизацию отрасли немного под другим углом.

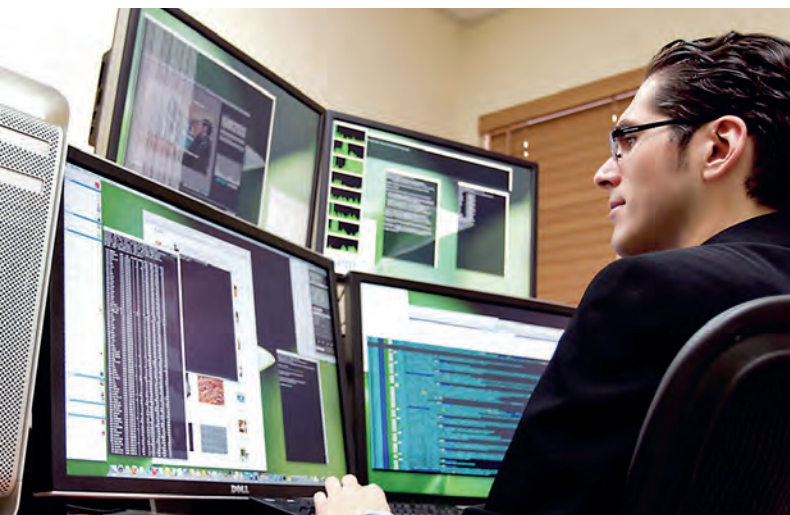
Какие еще факторы влияют на выбор подходов к автоматизации? Отчасти это особенность наших отраслевых организационных структур, не предполагающих наличия топ-менеджера – профессионала, который бы нес ответственность за развитие процессов информатизации на уровне организации, служил интегратором всех IT-процессов и отвечал за финансирование и исполнение работ в этом направлении. Речь идет о персоне IT-директора, профессионально подготовленного заместителя руководителя предприятия.

Про главных инженеров выше уже говорилось, повторять не стоит. Да, есть начальники отделов АСУ и аналогичных структурных подразделений, которые в отсутствие IT-директора формируют подходы по автоматизации в организации. Это профессионалы, знатоки своего дела, прекрасно понимающие проблемы и задачи в своей области. Они способны проводить работу по автоматизации на предприятии и делают это в рамках своих возможностей, своими силами, силами своих структурных подразделений, в большинстве случаев предлагая вариант медленной, «ползучей» автоматизации. Но по статусу заменить IT-директора им вряд ли удастся. Они исполнители, строители и создатели. В круг их обязанностей не входит оценка эффективности мероприятий по информатизации с точки зрения бизнеса, как и принятие глобальных решений, в том числе в части реализации масштабных проектов, таких как внедрение покупной корпоративной интегрированной автоматизированной системы.

Мысли не мои, да и не новые. Позволю себе напомнить принятое еще в декабре 2012 года решение Межведомственной

комиссии по координации работы республиканских органов государственного управления и иных госорганов, подчиненных Правительству Республики Беларусь, по вопросам создания и внедрения современных интегрированных информационных систем и технологий. На одном из заседаний рассматривался вопрос о введении должностей заместителей директоров (генеральных директоров) по информационным технологиям на предприятиях, подведомственных Минпрому, Минстройархитектуры, Минэнерго, Госвоенпрому и ряду концернов, включая управляющие компании холдингов. В решениях этим госорганам было рекомендовано вводить такие штатные единицы на условиях возложения соответствующих обязанностей либо штатного совмещения. Подписал протокол Первый заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко.

На сегодняшний день в аппаратах управления наших самых крупных организаций, областных энергетических предприятий нет топ-менеджеров с профессиональным IT-образованием. То есть нет определенного лица, ответственного за информатизацию (притом что есть лица, отвечающие за основную технологию, сбыт, экономику, капитальное строительство). Информационные технологии, которые, как нервы, пронизывают абсолютно все бизнес-процессы и фактически являются их неотъемлемой составной частью, – по сути, без единого хозяина. Я уж не вспоминаю про информационную безопасность. Это тема для отдельной беседы.



Пока еще есть начальники ОАСУ в некоторых РУП-облэнерго. Это пока – наблюдается устойчивая тенденция их перевода в состав филиалов. Это же касается структурных подразделений электросвязи, там та же проблема. Аутсорсинг – вполне нормальный и разумный подход к организации работы, с этим никто не спорит. Но у него есть свои особенности и подводные камни. Получается, что вертикаль функционального управления IT в РУП-облэнерго, которая и раньше не была идеальна, ослабевает все больше. Как можно тогда говорить о проведении единой политики в области информатизации?

Конечно, энергосистема имеет опыт работы в IT-сфере с самыми разными оргструктурами. Причем, как этот опыт показывает, работать будет любая структура. Главный вопрос – как и насколько эффективно она будет работать?

Увы, идеальных условий работы никто не обещал, поэтому объективную реальность необходимо воспринимать

как данность и не списывать на нее свои ошибки. С чем-то приходится мириться. Например, вывод IT-отделов из штата аппаратов управления РУП-облэнерго – неизбежность, с которой на текущий момент ничего нельзя поделать. А вот с отсутствием заказчиков проектов по автоматизации или, например, IT-директоров надо бороться.

Что делать?

Как же найти этого самого Заказчика, что делать?

Учить. Учить топ-менеджеров современным технологиям управления, построенным на основе информационно-аналитических систем. Всеми возможными способами заставлять их воспринимать информационные технологии не как нечто обслуживающее, несерьезное, побочное, а как мощный инструмент, сложный, но способный решить множество задач, стоящих перед предприятиями. Если нет никакой возможности возложить ответственность на IT-директоров, если таких специалистов нет и не предвидится, то попытаться «зацепиться» за владельцев процессов. Чтобы они стали инициаторами работы по автоматизации, заинтересованными в успехе проектов.

Кстати, опять не новая мысль. Практически все протоколы заседаний упомянутой выше межведомственной комиссии содержали решения, касающиеся обучения руководящих кадров по вопросам внедрения и использования информационных систем и технологий.

Почему же нужны IT-директора?

Информационные технологии – это не одно направление, не один бизнес-процесс, это широкий спектр подпроцессов. И участвует в них не одно структурное подразделение, а, как правило, не меньше трех на каждом нашем предприятии. Это и классические отделы АСУ, и подразделения, обеспечивающие автоматизацию технологических процессов, и структурные подразделения электросвязи. В отсутствие единого топ-менеджера, сводящего на верхнем уровне управления все интересы, запросы, требования и мнения отдельных руководителей IT-подразделений и обеспечивающего единство технической политики, каждый из руководителей этих подразделений решает свои проблемы сам, без оглядки на других. Такой подход приводит к тому, что предприятие получает параллельно развивающиеся и перекрывающиеся друг друга, явно избыточные проекты автоматизации и вдобавок – воюющих за ресурсы специалистов. И примирить их некому – непрофессионал в сути их военных действий никогда не разберется.

Что делать с такой ситуацией? Исправлять. Если формируются новые IT-оргструктуры в составе филиалов (а сейчас именно такой процесс в энергосистеме мы и наблюдаем) – следует помнить о необходимости обеспечения единства технической политики в рамках предприятия и о топ-менеджере, способном ее реализовать. Другими словами, необходимо вводить должность IT-директора и избегать прежних ошибок.

Конечно, то, о чем здесь говорилось, является моим личным мнением, субъективным и отчасти преувеличенным. Это не попытка дать исчерпывающие ответы на текущие вопросы. Гиперболизация проблематики – всего лишь способ привлечь внимание и инициировать диалог. Или хотя бы оставить след в сознании, зацепку, мысль, которые могут заставить двигаться вперед в решении проблем информатизации в отрасли.

К ВОПРОСУ О ПРОТИВОРЕЧИЯХ В ТРЕБОВАНИЯХ К РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ УСТРОЙСТВАМ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Предлагаем познакомиться с дискуссионными мнениями специалистов по вопросам, поднятым в статье начальника Кореличской РЭИ Лидского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» М.А. Гацкого «Требования к распределительным устройствам напряжением до 1 кВ переменного тока», опубликованной в журнале № 2 (май–апрель 2018 года). Участники дискуссии указывают на несоответствия в требованиях ТНПА и делятся своей точкой зрения на проблему.

Заместитель главного инженера ОАО «Белэлектромонтаж-наладка» Н.П. Новоселецкий:

Автор в статье (с. 38, абзац 4) однозначно определяет высоту установки измерительных приборов – 1000–1800 мм. В п. 9.5.6 СТП 33243.35.128-16 записано: «Измерительные приборы рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы шкала каждого из приборов находилась на высоте 1000–1800 мм от уровня пола». Практически аналогичное требование изложено в п. 6.1.3.7 ТКП 339-2011. Отсюда вытекает, что, во-первых, высота установки, определяемая в СТП и ТКП, имеет рекомендательный характер,

во-вторых, определяется высота установки шкалы (приборов со шкалой). Шкала измерительных приборов – это совокупность отметок и цифр на отсчетном устройстве прибора, соответствующая ряду последовательных значений измеряемой величины. Необходимо отметить, что формально данное требование к цифровым измерительным приборам со световой индикацией не относится, так как в них отсутствует шкала, а знаки световой индикации значительно больше знаков на шкале щитовых приборов и могут читаться с большого расстояния.

Требование о том, что «открытые токоведущие части должны иметь изоляционное покрытие» (с. 38, абзац 5), в соответствии с п. 4.3.3.1 ТКП 339-2011 следует понимать исходя из того, что открытые токоведущие части – это части, где основная изоляция обеспечивается воздушным промежутком и **не выполнена защита от прямого прикосновения к токоведущим частям или приближения к ним на опасное расстояние посредством оболочек, ограждений, барьеров или размещения вне зоны досягаемости.**

Автор в статье на (с. 38, абзац 6) также сказал, что «шины и совмещенные PEN-проводники прокладываются с изоляцией». Данное требование соответствует п. 6.1.4.3 ТКП 339-2011, но не соответствует п. 4.3.15.4 данного ТКП, а именно: «Не требуется изолировать шину PEN-сборных шин низковольтных комплектных устройств». В связи с несоответствием требований ТКП 339-2011 обращаю внимание, что следует ориентироваться на положения международного стандарта. Так, согласно п. 7.4.3.1.7 СБТ МЭК 60439-1-2007 «PEN-проводники не нуждаются в изоляции в пределах устройства».

В соответствии со статьей (с. 39, абзац 1) «надписи должны выполняться на лицевой стороне устройства, а при обслуживании с двух сторон – также на его задней стороне». Между тем в соответствии с п. 5.3.31 ТКП 181-2009 «на дверях и **внутренних**

После распада Советского Союза в энергетической сфере Беларуси одновременно действовали межгосударственные, общесоюзные, государственные отраслевые стандарты, стандарты организаций и предприятий, которые зачастую содержали ссылки друг на друга, дублировали те или иные положения и иногда вступали в противоречие. За прошедшее с тех пор время в республике практически полностью обновилась устаревшая нормативно-техническая база отрасли, однако, как показала практика, разработчикам не удается в полной мере избежать противоречий в требованиях новых ТНПА.

Приглашаем специалистов к обмену мнениями по поднятому вопросу.



стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, лицевых и внутренних частях КРУ наружной и внутренней установки, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей, щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование».

И.о. директора – главный инженер филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго» А.Г. Зленко:

Хотим подчеркнуть, что автор статьи, в соответствии с возложенными на него задачами по осуществлению надзора за выполнением требований технических нормативных правовых актов, при написании статьи использовал в основном требования подраздела 6.1 «Распределительные устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока» ТКП 339-2011, которые имеют непосредственное отношение к рассматриваемой в статье теме.

Мы согласны с тем, что высота установки измерительных приборов (1000–1800 мм) носит рекомендательный характер (с. 38, абзац 4), полные требования к комплектующим изделиям устанавливаются соответствующими ТНПА и ТУ изготовителей. Технические требования могут конкретизироваться и дополняться в технических условиях на шкафы РЗА и/или технических требованиях на закупку, согласованных между изготовителем и заказчиком. Также мы согласны с тем, что в настоящий момент в ТНПА не совсем точно отражены требования к установке электронных цифровых приборов, и считаем, что разработчики должны внести в нормативы соответствующие изменения.

Считаем также, что в статье (с. 38, абзац 5) после слов «Открытые токоведущие части...» можно было бы добавить «как правило», что позволило бы избежать расхождений с требованиями п. 4.3.3.1 ТКП 339-2011. В то же время следует подчеркнуть, что пропуск данного словосочетания не является критичным. Согласно п. 1.1.17 ПУЭ (издание 6-е) слова «как

правило» означают, что данное требование является преобладающим и отступления от него должны быть обоснованы. Статья носит обобщающий характер и предназначена для персонала, эксплуатирующего электроустановки, **выполненные в соответствии с проектной документацией**, в которой определены все важные моменты и отступления касающиеся в том числе и изоляции.

С нашей точки зрения, абзац 6 статьи (с. 38) не противоречит нормативным требованиям к прокладке шин и совмещенных PEN-проводников. Так, согласно п. 6.1.4.4 ТКП 339-11, который распространяется на распределительные устройства и низковольтные комплектные устройства до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока, устанавливаемые в помещениях и на открытом воздухе, совмещенные PEN-проводники прокладываются с изоляцией. В абзаце 2 п. 4.3.15.4 говорится, что изоляция PEN-проводников должна быть равноценной изоляции фазных проводников. Не требуется изолировать шину PEN сборных шин низковольтных комплектных устройств.

ТКП 339 разработан на основе ГОСТ 30331.10-2001 (МЭК 364-5-54-80), в соответствии с которым (п. 546.2.2) «во избежание блуждающих токов изоляция PEN-проводника должна быть рассчитана на самое высокое напряжение, которое может быть к нему приложено». А в примечании к пункту указано, что PEN-проводник не требуется изолировать внутри комплектных устройств управления и распределения электроэнергии.

Таким образом, считаем, что требования пп. 4.3.15.4 и 6.1.4.4 ТКП 339-2011 не имеют разночтений.

Мы согласны, что текст статьи о надписях (с. 39, абзац 1) в некоторой степени противоречит п. 5.3.31 ТКП 181-2009, поскольку автор статьи руководствовался п. 6.1.2.2 ТКП 339-2011, то есть это также обусловлено разночтениями в нормах разных ТКП, требует внесения изменений в один из ТКП или приведения требований к единой трактовке.

Преодоление противоречий между положениями ТНПА – одна из важнейших задач формирования национальной нормативно-правовой базы в сфере энергетики. Не исключено, что и в других недавно принятых технических нормативных правовых актах существуют противоречивые положения. В целях выявления таких несоответствий приглашаем всех заинтересованных принять участие в обсуждении проблемы. Надеемся, что замечания и предложения будут конструктивными.

Ждем вашим писем по адресу: **2934682@mail.ru**. В строке «Тема» укажите название рубрики: «Обсуждаем проблему».



КОНТРОЛЬ ЗА ВОССТАНОВЛЕНИЕМ ПОВРЕЖДЕННЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6–10 КВ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Важнейшим условием обеспечения бесперебойного электроснабжения является надежность работы кабельных линий, имеющая особое значение для потребителей I и II категорий по надежности электроснабжения. Одной из основных задач органов госэнергонадзора, определенных Положением о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, является контроль за проведением энергоснабжающими организациями мероприятий по обеспечению надежного и качественного энергоснабжения потребителей.



Э.В. УСТИНОВИЧ,
заместитель начальника
Островецкого МРО
филиала «Энергонадзор»
РУП «Гродноэнерго» – старший
государственный инспектор
по энергетическому надзору

На практике в большинстве случаев надежность энергоснабжения зависит от самого потребителя, эксплуатирующего электроустановку и зачастую имеющего на балансе электрические сети, которые входят в транзитную часть энергосистемы. В основном это потребительские кабельные линии (КЛ) напряжением 6–10 кВ. В этих условиях большое значение для обеспечения надежного электроснабжения имеет контроль за восстановлением поврежденных потребительских КЛ 6–10 кВ, осуществляемый органами государственного энергетического надзора. Рассмотрим существующую практику на примере работы специалистов Островецкого межрайонного отделения (МРО) филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго».

Общее количество потребительских кабельных линий 6–10 кВ в Островецком МРО на данный момент составляет 218 шт. (из них 84 – транзитные), и число их продолжает расти. Эта тенденция обусловлена ростом инфраструктуры г. Островца и прокладкой новых КЛ в связи со строительством БелАЭС.

На уровень эксплуатационной надежности КЛ влияет множество разрушающих факторов: дефекты конструкции кабеля и монтажа, механические повреждения, коррозия оболочки, износ изоляции, брак производителя и т.д. Зачастую они приводят к повреждению линий и, соответственно, к нарушению

электроснабжения. С целью сокращения сроков восстановления поврежденных линий в соответствии с указанием Управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» № 6 от 19 сентября 2008 года «О восстановлении потребительских кабельных линий» установлен порядок действия персонала энергонадзора при восстановлении поврежденных потребительских линий 6–10 кВ.

В соответствии с требованиями данного документа в Островецком МРО филиала «Энергонадзор» налажен ежедневный контроль за состоянием КЛ 6–10 кВ потребителей. В случае повреждения линии энергонадзор получает соответствующую информацию от филиала «Ошмянские электросети» РУП «Гродноэнерго». После уточнения данной информации у потребителя орган энергонадзора выдает руководителю организации, на балансе и обслуживании которой находится поврежденная КЛ, требование о ее восстановлении с указанием срока.

Большую помощь в восстановлении поврежденных КЛ оказывают потребителям специалисты Ошмянских электросетей. При поступлении заявки от потребителя они оперативно осуществляют поиск места повреждения и выполняют все необходимые работы по восстановлению КЛ.

Инспектор энергонадзора контролирует процесс восстановления кабельной

линии, выезжая на место и оценивая выполненные работы. Продление срока восстановления кабельной линии, предусмотренного нормативами, применяется крайне редко (в исключительных случаях). Решение об этом принимается начальником МРО на основании письменного обращения руководителя организации, на балансе которой находится поврежденная кабельная линия, и все последующие работы выполняются за счет этой организации. Вместе с тем считаем целесообразным проводить восстановление потребительских КЛ, участвующих в транзите электроэнергии в Белорусскую энергосистему, на безвозмездной основе с оплатой только стоимости затраченных материалов.

Благодаря установленному порядку действий специалистов энергонадзора и эффективному взаимодействию с работниками электросетей среднее время восстановления поврежденных КЛ, подконтрольных филиалу «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго», сократилось и в настоящее время составляет около 22 дней (см. таблицу), что свидетельствует о системной работе персонала энергонадзора в этой области.

Однако несмотря на принятые меры по сокращению сроков восстановления кабельных линий, существует ряд объективных факторов, влияющих на этот показатель. Среди них такие, как труднодоступность места повреждения (особенно в осенний и весенний периоды в затопляемой зоне рек и водоемов); нехватка специальных лабораторий (особенно в небольших районных центрах), способных определить место повреждения КЛ и провести ее восстановление; непростая экономическая ситуация у некоторых потребителей и т.д.

Кроме того, необходимо учитывать, что более чем у 20 % всех потребительских КЛ истек нормативный срок эксплуатации, а значит следует ожидать, что с каждым годом проблемных линий будет появляться все больше. Испытание таких КЛ повышенным напряжением после очередного ремонта часто приводит к повторным повреждениям или повреждению на участках с ослабленной изоляцией. Вследствие этого время перерывов в электроснабжении увеличивается.

Все эти факторы необходимо учитывать при решении вопроса о восстановлении поврежденной КЛ. В ряде

Динамика изменения времени восстановления повреждаемых КЛ потребителей, поднадзорных Островецкому МРО филиала «Энергонадзор», 2016–2017 годы

Год	КЛ потребителей, шт.		Повреждалось КЛ, шт.		Восстановлено КЛ, шт.	Среднее время восстановления, дни
	всего	в том числе транзитные	всего	в том числе транзитных		
2016	122	47	8	2	8	25
2017	218	84	12	3	10	22,1

случаев целесообразнее не ремонтировать линию, а осуществлять полную ее замену. При этом следует принимать во внимание, что это дорогостоящее мероприятие, а в городских условиях – технически трудно реализуемое.

Инспекторам энергонадзора приходится сталкиваться и с такими ситуациями, когда потребитель, находясь в процессе ликвидации предприятия, его реорганизации или изменения вида деятельности, не считает необходимым восстанавливать поврежденные КЛ (особенно если у него их несколько), полагая, что оставшихся в работе линий достаточно для поддержания необходимого уровня надежности электроснабжения.

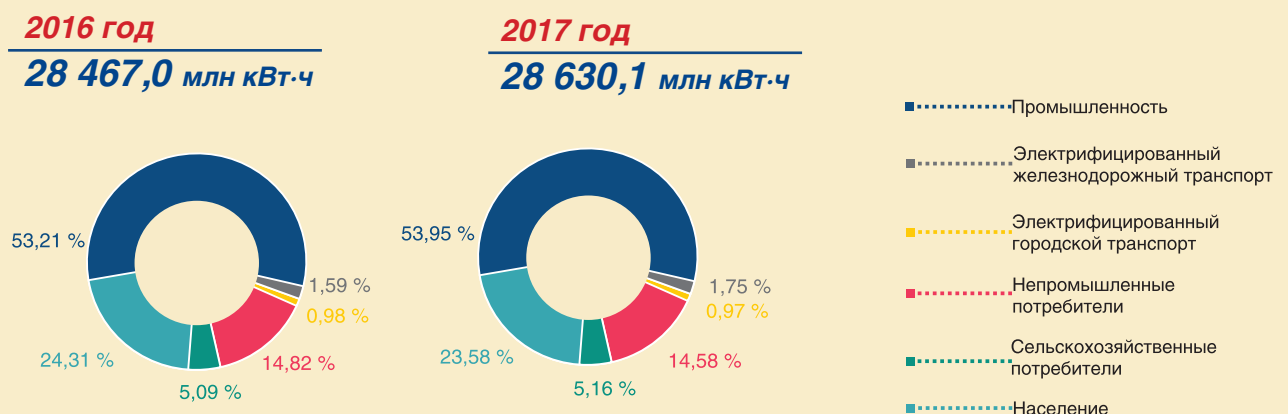
В условиях ограничения полномочий органов госэнергонадзора, предусмотренного Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2010 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности

в Республике Беларусь», большую помощь работникам энергонадзора в обеспечении надежности энергоснабжения оказывают исполнительные органы власти. Не имея возможности повлиять на потребителей, длительно не восстанавливающих свои поврежденные КЛ, сотрудники энергонадзора направляют соответствующие сообщения в администрацию района с предложением обязать руководителей организаций устранить повреждения. И до сих пор не было случая, чтобы органы власти не отреагировали на эти сообщения.

Следует напомнить, что согласно п. 4.4.7 ТКП 388-2012 при невыполнении требований органов госэнергонадзора по обеспечению надежности электроснабжения, в том числе по восстановлению поврежденных КЛ, потребитель не имеет права на оформление паспорта готовности потребителя тепловой энергии к работе в осенне-зимний период.

К СВЕДЕНИЮ

Структура полезного отпуска электрической энергии ГПО «Белэнерго» по группам потребителей



Полезный отпуск электрической энергии потребителям республики за 2017 год по ГПО «Белэнерго» увеличился на 0,57 процентных пункта по сравнению с уровнем 2016 года. Наибольшая его часть пришлась на промышленных потребителей. Для них объем полезного отпуска электроэнергии увеличился на 1,98 %, для электрифицированного железнодорожного транспорта – на 10,96 %, для сельскохозяйственных потребителей – на 1,99 %.

Снижение объема полезного отпуска электроэнергии произошло по следующим группам: электрифицированный городской транспорт – на 0,50 %; непромышленные потребители – на 1,06 %; население – на 2,45 %.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕПЛОМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПЕРВОЙ КАТЕГОРИИ ПО НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В СОЦИАЛЬНОЙ СФЕРЕ

Нарушение подачи тепла потребителям I категории по надежности теплоснабжения в социальной сфере связано с опасностью для жизни и здоровья людей. Данная категория потребителей не допускает перерывов в подаче расчетного количества тепла и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренной ГОСТ 30494-96 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях». При возникновении отказов или аварий в основной системе теплоснабжения потребителям I категории по надежности должна обеспечиваться подача необходимого количества теплоты в полном объеме.



Т.М. ЯКОВЛЕВА,
заместитель начальника
энергоинспекции
филиала «Энергонадзор»
РУП «Могилевэнерго»

Особенности надежности теплоснабжения потребителей I категории

В последние годы в Могилевской области ведется массовая реконструкция и строительство родильных домов, операционных блоков, реанимационных и послеоперационных отделений, зданий стационаров учреждений здравоохранения. В соответствии с п. 5.2 ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования», утвержденного и введенного в действие приказом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 30 декабря 2009 года № 446, данные потребители являются потребителями I категории по надежности теплоснабжения. К ним относятся также такие объекты социального назначения, как детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, психоневрологические дома-интернаты, дома-интернаты для престарелых, специализированные школы-интернаты и т.п. Проанализировав перечень таких потребителей, можно выделить критерии, объединяющие их. Во-первых, это объекты и здания, из которых сложно или невозможно быстро произвести эвакуацию людей. Во-вторых, это помещения, требующие поддержания точных параметров микроклимата, предусмотренных ГОСТ 30494-96. Нарушение теплоснабжения и снижение температуры воздуха в них создают угрозу для жизни и здоровья людей.

Так, в современных операционных блоках и реанимационных отделениях используются методы лечения с применением подогретого и обеззараженного воздуха. Прекращение работы систем приточной вентиляции во время проведения длительной операции может привести к послеоперационным осложнениям. Отключение систем отопления вследствие нарушения теплоснабжения не сразу приведет к снижению температуры воздуха в помещениях (как в случае с нарушением вентиляции), что обусловлено способностью ограждающих конструкций зданий накапливать тепло. Но, согласно

данным справочной литературы для угловых помещений кирпичных зданий, при расчетной температуре наружного воздуха $-24\text{ }^{\circ}\text{C}$ через 8–9 ч после прекращения теплоснабжения температура внутри такого помещения упадет с $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Варфоломеев Ю.Н., Кокорин О.Я. Отопление и тепловые сети. Москва, 2007). Предотвратить снижение температуры воздуха в помещениях в случае нарушения теплоснабжения можно путем резервирования подачи теплоты.

Способы резервирования подачи теплоты

В соответствии с п. 6.3 ТКП 45-4.02-182-2009 на выходных коллекторах источника теплоты при его авариях (отказах) в течение всего ремонтно-восстановительного периода для потребителей тепла I категории должна обеспечиваться подача 100 % необходимого количества теплоты (если иные режимы не предусмотрены договором). Для выполнения этого требования в зависимости от схемы теплоснабжения предусматривается резервирование подачи теплоты потребителям за счет совместной работы источников, прокладки резервных трубопроводов, а также устройства перемычек между тепловыми сетями.

В случае, если схема теплоснабжения потребителя представляет собой систему децентрализованного теплоснабжения, состоящую из одного или нескольких источников теплоты (отдельно стоящих, пристроенных, встроенных, крышных котельных), в соответствии с п. 1.16 главы 35 СНиП II-35-76 «Котельные установки» количество котлоагрегатов в котельной устанавливается с учетом того, чтобы в случае выхода из строя наибольшего по производитель-

ности котла, оставшиеся обеспечивали потребителям I категории отпуск тепла:

- на отопление и горячее водоснабжение – в количестве, определяемом режимом наиболее холодного месяца;
- на системы вентиляции – в количестве, определяемом минимально допустимыми нагрузками.

В случае, если схема теплоснабжения потребителя представляет собой систему централизованного теплоснабжения, состоящую из одного или нескольких источников теплоты энергоснабжающей организации (котельных, теплоэлектроцентралей) и тепловых сетей, в соответствии с п. 7.3.2 ТКП 45-4.02-182-2009 предусматриваются следующие способы резервирования:

- применение на источниках теплоты рациональных тепловых схем, обеспечивающих заданный уровень подачи теплоты;
- установка на источнике теплоты не менее двух единиц энергогенерирующего оборудования, обе из которых являются рабочими;
- организация совместной работы нескольких источников теплоты на единую систему теплоснабжения;
- резервирование тепловых сетей смежных районов;
- устройство резервных трубопроводов (перемычек);
- установка баков-аккумуляторов.

В соответствии с п. 7.3.6 ТКП для данной группы потребителей следует предусматривать резервирование, обеспечивающее стопроцентную подачу теплоты тепловыми сетями, или допускается предусматривать местные резервные источники. При сравнении способов резервирования (тепловыми сетями или резервным источником теплоты) приоритетным является резервирование тепловыми сетями. Это позволяет в сжатые сроки перейти на резервный источник теплоснабжения и свести к минимуму затраты на обслуживающий персонал. Необходимо также учесть отсутствие затрат на поддержание в рабочем состоянии оборудования резервного источника теплоты и коммуникаций, обеспечивающих его работу.

Однако существующие схемы теплоснабжения не всегда позволяют обеспечить резервирование с помощью тепловых сетей, и проектом чаще всего предусматривается устройство резервной котельной на природном газе. При этом не учитывается, что местные источники тепловой энергии, помимо стационарных котельных на природном газе, могут включать и иные виды котельных, в том числе использующие электрическую энергию. Принимая во внимание будущий ввод Белорусской АЭС, необходимо прорабатывать варианты резервного теплоснабжения с использованием электрокотельных или отдельных электрокотлов, электроводонагревателей, электрокалориферов, устанавливаемых в теплопотребляющих системах объектов и отдельно по помещениям I категории с учетом приемлемых решений. Способ резервирования определяется на основании представленных проектной организацией технико-экономического обоснования и сравнительного анализа различных вариантов теплоснабжения, обеспечивающих стопроцентную подачу теплоты.



Котельная №1 г. Могилева, филиал «Могилевские тепловые сети»

Передвижные котельные в качестве резервного источника теплоты

В последнее время участились случаи, когда проектом в качестве резервного теплоисточника для объектов социального назначения предусматривается передвижная котельная. При этом не оговариваются ее месторасположение, балансовая принадлежность и назначение, не указывается допустимое время доставки, подключения и выхода на требуемые параметры теплоносителя. Однако следует учитывать, что тепловая нагрузка оперативно-реанимационных блоков и лечебных корпусов довольно существенна – ее значение часто составляет от 1,5 Гкал/ч и выше. Мощность же передвижных котельных, как правило, находится в пределах 0,8÷1,2 Гкал/ч.

Так, при строительстве операционного блока УЗ «Могилевский областной онкологический диспансер» проектом с учетом тепловой нагрузки в качестве резервного источника тепловой энергии предусмотрены две передвижные котельные предприятия ЖКХ, которое не является энергоснабжающей организацией данного учреждения здравоохранения. Изначально эти котельные предназначены для аварийного теплоснабжения жилищного фонда области и на момент нарушения теплоснабжения операционного блока могут находиться в разных точках, в том числе далеко за пределами города. Транспортировка передвижных котельных, их развертывание и выход на требуемые параметры теплоснабжения, а также допуск к работе Госпромнадзором требуют времени, продолжительность которого зависит от множества факторов (место дислокации котельной, ее техническое состояние, качество дорог, состояние техники, привлекаемой для установки, местонахождение и квалификация обслуживающего персонала и т.д.). Таким образом, время обеспечения резервного теплоснабжения в этом случае может превысить то, по истечении которого произойдет недопустимое снижение температуры воздуха в помещениях и отключение систем приточной вентиляции.

Кроме того, возникнут проблемы с обслуживанием оборудования, так как в учреждении здравоохранения и на предприятии ЖКХ, предоставляющем котельные, отсутствует обученный и аттестованный персонал, обслуживающий котлы. Для ввода данного оборудования в эксплуатацию необходимо дополнительно заключать договоры на предоставление передвижных котельных, обслуживающего персонала сторонней организа-

цией, а также разработать положение о взаимоотношениях и взаимодействии при аварийных ситуациях и проведении противоаварийных тренировок. Открытыми остаются вопросы о том, сколько лет смогут эксплуатироваться эти котельные в качестве резервных и чем впоследствии будут заменены?

Требования технических нормативных правовых актов

Следует отметить, что техническими нормативными правовыми актами, в частности ТКП, не рассматриваются применение передвижной котельной в качестве резервного источника теплоснабжения, требования по ее месторасположению, возможность применения одной передвижной котельной в качестве резервного источника для двух и более объектов I категории по надежности теплоснабжения, удаленных друг от друга. Опыт в области использования передвижных котельных в качестве резервных для потребителей I категории имеется в Российской Федерации. В нормативной литературе по проектированию медицинских организаций (СП 158.13330.2014) передвижная котельная рассматривается в качестве резервного источника теплоты, но при этом указывается, что она должна находиться на отдельном либо смежном с проектируемым объектом участке. Использование передвижной котельной для нескольких удаленных друг от друга объектов не предусматривается.

Нет единых требований ТНПА и в отношении условий подачи теплоты потребителям I категории. Требование по надежности теплоснабжения должно указываться в заявке, подаваемой в энергоснабжающую организацию для получения технических условий на присоединение (теплоснабжение) объекта (п. 2.2.4 Положения о присоединении систем теплоснабжения и теплоустановок потребителей теплоты к тепловым сетям энергосистемы, утвержденного приказом Министра топлива и энергетики Республики Беларусь от 30 апреля 1996 года № 28) или в задании на проектирование (п. 5.2 ТКП 45-4.02-182-2009). В случае централизованного теплоснабжения категория потребителя теплоты по надежности теплоснабжения в обязательном порядке должна указываться в технических условиях на присоединение, а в договоре теплоснабжения должны оговариваться режимы подачи необходимого количества теплоты с учетом

указанной категории. Отсутствие требования по надежности теплоснабжения в заявке, технических условиях на присоединение (техзадании) не позволяет в проектом решении определить способ резервирования подачи теплоты, а впоследствии создает проблемы при рассмотрении органами госэнергонадзора проектной документации и выдаче заключения о соответствии объектов проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности. Отсутствие информации о категории надежности в договоре теплоснабжения не гарантирует потребителю подачу 100 % необходимого количества теплоты в случае нарушения теплоснабжения.

Заключение

Для объекта I категории по надежности теплоснабжения социального назначения понятие «надежность теплоснабжения» означает исключение наступления каких-либо чрезвычайных ситуаций вследствие возникновения отказов или аварий в основной системе теплоснабжения. Чтобы гарантировать бесперебойное теплоснабжение объектов данной категории и, следовательно, безопасность жизни и здоровья людей, необходимо последовательно обеспечить:

- наличие требования по надежности теплоснабжения в заявке, подаваемой в энергоснабжающую организацию для получения технических условий на присоединение (теплоснабжение) объекта, или в задании на проектирование;
- наличие требований по теплоснабжению потребителей I категории (объекта, помещения и т.д.) в технических условиях на присоединение (теплоснабжение) объекта;
- выполнение на стадии проектирования технико-экономического обоснования и сравнительного анализа способов резервирования, обеспечивающих стопроцентную подачу теплоты тепловыми сетями или местным резервным источником теплоты;
- рассмотрение всех возможных вариантов резервного теплоснабжения с использованием местного резервного источника, в том числе электродвигательной или отдельных электродвигателей, электродвигателей и электродвигателей, устанавливаемых в теплоснабжающих системах объектов и отдельно по помещениям I категории с учетом приемлемых решений;
- наличие в договоре теплоснабжения информации о I категории по надежности потребителя и режимах подачи необходимого количества теплоты с учетом указанной категории;
- поддержание исправного технического состояния резервных тепловых сетей и источников теплоты;
- наличие положения о взаимоотношениях и взаимодействии при аварийных ситуациях, проведении противоаварийных тренировок;
- внесение в технические нормативные правовые акты дополнений, касающихся применения передвижной котельной в качестве резервного источника теплоснабжения, в частности, требований по ее месторасположению, возможности применения одной передвижной котельной в качестве резервного источника для двух и более объектов I категории по надежности теплоснабжения, удаленных друг от друга.



Котельная №2 г. Могилева,
филиал «Могилевские тепловые сети»

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

В этот раз специалисты энергонадзора напоминают персоналу, ответственному за тепловое и электрическое хозяйство потребителей, требования технических нормативных правовых актов к защите трубопроводов тепловых сетей от коррозии, способы наладки водяных тепловых сетей, рассматривают вопрос выбора типа электрического котельного оборудования, а также рекомендуют образцы обязательных для ведения энергослужбами потребителей электроэнергетики журналов, формы которых четко не установлены требованиями ТНПА.

Как всегда, мы приглашаем работников энергослужб предприятий и заинтересованных лиц к диалогу по вопросам эксплуатации электро- и теплотехнического оборудования. На страницах журнала вы можете поделиться своим опытом в этой области или задать специалистам интересные вас вопросы.

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

Электрохимическая и электрическая коррозия трубопроводов тепловых сетей. Способы защиты

Требование п. 10.46 ТКП 458 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» обязывает потребителей тепловой энергии проводить защиту трубопроводов канальной и бесканальной прокладки от наружной коррозии, которая обусловлена взаимодействием металла с грунтами, обладающими высокой коррозионной активностью, и блуждающими токами. Пункт 14.3 ТКП 458 обязывает потребителей с периодичностью один раз в три года проводить испытание тепловых сетей на потенциал блуждающих токов. В ходе проверки готовности тепловых сетей к ОЗП инспекторы энергонадзора предлагают потребителю предъявить соответствующие акты.

Возникновение электрохимической коррозии и коррозии от блуждающих токов зависит от ряда факторов: типа прокладки тепловых сетей (надземный, подземный), состояния грунта (электропроводность), наличия мощных электрических источников и электрифицированного рельсового транспорта (метро, железная дорога, трамвай), способа прокладки теплотрассы (канальная, бесканальная), конструкции трубопроводов (предизолированная или со съемной изоляцией), уровень грунтовых вод и др.

Так, трубопроводы тепловых сетей с пенополиуретановой тепловой изоляцией и трубой-оболочкой из жесткого полиэтилена (конструкция «труба в трубе»), имеющие действующую систему оперативного дистанционного контроля состояния тепловой изоляции, не требуют защиты от указанных видов коррозии

Для трубопроводов тепловых сетей, проложенных в каналах, тепловых камерах, смотровых колодцах и т.д., фактором возникновения электрохимической коррозии является наличие воды или грунта в местах прокладки, когда вода или грунт достигают теплоизоляционной конструкции или поверхности трубопровода.

Условия и механизм возникновения коррозии

Все металлы под действием окружающей среды (воздушной, водной, грунтовой) вступают в реакцию с окислителями, находящимися в данной среде: молекулами кислорода, ионами водорода, азота и др. По сути, при взаимодействии металла с атомами (окислителями) окружающей среды из металлической решетки металла удаляются атомы, которые взаимодействуют с атомами (окислителями) окружающей среды. Данное взаимодействие вызывает процессы химической и электрохимической коррозии.

При химической коррозии атомы металла и валентные электроны соединяются с атомами окислителя, тем самым исключается возможность появления электрического тока. Результатом химической коррозии является образование окалины, ржавчины.

При электрохимической коррозии за счет гетерогенной, неоднородной структуры металла (состоящей из ферритов, цементитов и других фаз) при воздействии внешнего окислителя образуются участки, отдающие электроны, и участки, принимающие электроны. Первые выполняют роль анода (положительного электрода), вторые – роль катода (отрицательного электрода). Таким образом, на поверхности металла образуются гальванические пары и появляется электрический ток.

Образованию гальванических пар способствует неоднородность сплава (наличие примесей), окружающей среды (различная электропроводность грунтов) и физических условий (температура поверхности трубопровода, влажность).

В связи с большой протяженностью трубопроводов тепловых сетей, проходящих по участкам грунта с различной электропроводностью, на трубах возникают то анодные (положительно заряженные), то катодные (отрицательно заряженные) участки, между которыми образуется и протекает электрический ток с переносом электронов от анодного участка к катодному. Следствие данного процесса – уменьшение (растворение) стенки металла трубы в анодных зонах.

Еще один вид коррозии металла подземных сооружений и трубопроводов – это *коррозия от блуждающих токов*, возникающих вследствие утечки в грунт электрического заряда от мощных источников: электрических подстанций, технологического индукционного оборудования, электрифицированного рельсового транспорта, линий электропередачи и др. Вследствии электрический заряд попадает на металлические части конструкций и трубопроводы (уже имеющие анодно-катодные зоны) и при выходе из анодной зоны приводит к растворению металла. К примеру, ток силой в 1 А в течение года вызывает растворение 9,1 кг металла, что приводит к уменьшению стенки трубы в среднем на 1,17 мм в год.

Определение способа защиты от коррозии

Способы защиты от химической и электрохимической коррозии во многом совпадают. В основном это пассивная защита – нанесение на металл трубопроводов защитного покрытия (мастики, изолы, краски, лаки и т.д.).

Для тепловых сетей надземной прокладки должны предусматриваться только защитные покрытия.

Для выявления опасности электрохимической коррозии тепловых сетей подземной прокладки при проектировании необходимо определить:

- участки грунта с повышенной, высокой и весьма высокой коррозионной активностью;
- участки грунта, находящиеся в зоне наличия блуждающих токов;
- основные источники (при одновременном воздействии нескольких источников) блуждающих токов;
- влияние установок электрохимической защиты смежных подземных сооружений (газопроводов, электрических кабельных линий), а также возможность устройства их совместной защиты;
- эффективность мероприятий по снижению утечек токов с рельсовых путей электротранспорта в землю.

Кроме защитных покрытий и электрохимической защиты от коррозии для обеспечения надежности эксплуатации тепловых сетей важное значение имеют:

- рациональный выбор трассы и способа прокладки сетей;
- искусственное снижение и отвод грунтовых и ливневых вод;
- защита сетей от увлажнения на участках с повышенной его опасностью (например, в местах пересечения тепловых сетей с трубопроводами канализации, водопровода и т.д.);
- ограничение величины блуждающих токов на источниках.

Для определения способа защиты прежде всего необходимо измерить коррозионную активность грунтов. Она оценивается по величине полученного инструментальным способом удельного электрического сопротивления грунта, которое рассчитывается по формуле

$$P = 2\pi \cdot R \cdot L,$$

где L – расстояние между смежными электродами, м; R – измеренная прибором величина электрического сопротивления, Ом.

Данные для определения коррозионной активности грунта приведены в таблице.

Коррозионная активность грунта в зависимости от его удельного электрического сопротивления

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

Катодная и анодная защита

Основной способ защиты металла от электрохимической коррозии – это искусственный сдвиг (в положительную или отрицательную сторону) электрического потенциала металла путем пропускания тока от внешнего источника. В зависимости от того, в какую сторону смещается потенциал металла, электрохимическую защиту подразделяют на анодную и катодную.

При *катодной защите* к трубопроводу от отрицательного полюса внешнего источника тока подается напряжение, которое поляризует катодные участки подверженных коррозии элементов, приближая значение потенциала к анодным. Положительный полюс источника тока присоединяется к аноду. При этом коррозия защищаемой конструкции почти сводится к нулю. Анод же постепенно разрушается, и его необходимо периодически менять.

Действующие теплопроводы канальной прокладки защищают методом катодной поляризации при наличии воды или грунта в канале, когда вода или грунт могут достигать изоляционной конструкции или поверхности трубопровода.

Существуют два способа катодной защиты.

Первый способ – сдвиг потенциала. Такой сдвиг обеспечивается подключением трубопровода к внешнему источнику тока, который используется в качестве катода. А роль анода выполняют дополнительные электроды. Такая защита получила название катодной поляризации (рис. 1). В качестве внешнего источника применяют регулируемый выпрямитель, преобразующий переменный ток промышленной частоты в постоянный, а дополнительные электроды (анодные заземлители) объединяют в единый контур. Количество дополнительных электродов, объединенных в контур, определяется расчетом.

Основное требование для применения катодной защиты – это наличие защитного покрытия на трубопроводе. Дело в том, что при неизолированной трубе требуются значительно большие токи для получения минимального защитного потенциала. Покрытие трубопровода защитными материалами снижает ток внешнего источника в несколько раз. Типовой инструкцией по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии установлен предел защитного потенциала от 1,1 до 2,5 В в отрицательную сторону по отношению к неполяризуемому медносульфатному электроду сравнения. Превышение данных показателей может привести к отслаиванию изоляционного покрытия от стенки трубы.

Вторым способом катодной защиты является протекторная, или гальваническая, защита, основанная на различных значениях потенциала в различных металлах (рис. 2). Защищаемая конструкция соединяется с более электроотрицательным металлом, который берет на себя функции анода, обеспечивает протекание катодного тока и постепенно растворяется. Данный способ защиты не требует наличия внешнего источника тока, но практически может применяться только на непротяженных участках тепловых сетей (до 60–80 м) или на стальных футлярах переходов тепловых сетей через проезжие части и т.п.

При *анодной защите* потенциал защищаемого металла смещается в сторону положительных значений до достижения пассивного устойчивого состояния системы. Достоинствами анодной электрохимической защиты является не только значительное замедление скорости коррозии, но и то, что ее продукты не нарушают технологический процесс и не попадают в окружающую среду.

Анодную защиту можно реализовать несколькими способами: смещением потенциала в положительную сторону при помощи источника внешнего электрического тока или введением в коррозионную среду окислителей (или соответствующих элементов в сплав), которые повышают эффективность катодного процесса на поверхности металла.

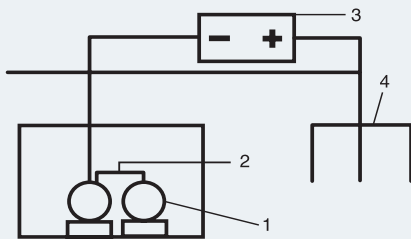


Рис. 1. Катодная поляризация трубопровода:
1 – труба; 2 – электрическая перемычка;
3 – катодная станция; 4 – анодные заземлители

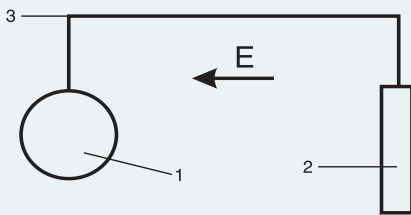


Рис. 2. Протекторная (гальваническая) защита трубопровода: 1 – трубопровод; 2 – протектор;
3 – электрический проводник

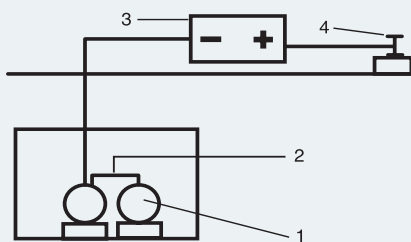


Рис. 3. Схема работы усиленного электродренажа:
1 – труба; 2 – электрическая перемычка;
3 – катодная станция; 4 – рельсы

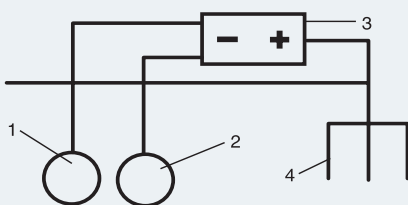


Рис. 4. Способ электрохимической защиты смежных инженерных сетей: 1 – сторонний трубопровод;
2 – трубопровод тепловой сети; 3 – катодная станция;
4 – анодные заземлители

Анодная защита с применением окислителей по механизму действия схожа с анодной поляризацией.

Защита от блуждающих токов

Электрическую коррозию металла вызывает также блуждающий электрический потенциал между грунтом и трубопроводом. Электрический ток поступает от подвижного состава электрифицированных железных дорог и трамваев на рельсы и частично попадает в грунт. По сравнению с грунтом теплопровод имеет меньшее электрическое сопротивление, поэтому в зоне прокладки большая часть токов проходит по нему и снова выходит в грунт. Движением блуждающих токов на теплопроводе наводятся катодная и анодная зоны поляризации. Эти зоны разделяются нейтральной переходной зоной. На катодной зоне трубопровод имеет отрицательный потенциал по отношению к грунту, а на анодной зоне – положительный.

Защитой от блуждающих токов может служить электрический дренаж – соединение участка трубопровода, с которого стекают эти токи, металлическим проводником с рельсами железнодорожного транспорта. При невозможности реализовать данную схему (из-за рельефа местности, наличия строений, относительной удаленности железной дороги) используют дополнительный чугунный анод.

Скорость коррозионных процессов резко увеличивается на участках, где действие блуждающих токов объединяется с действием гальванических пар (электрохимической коррозией). Как правило, это небольшие участки трубопровода в анодных зонах, расположенных в непосредственной близости от точки рассеивания тока в грунт. В данном случае необходимо применять усиленный дренаж (рис. 3), который представляет собой катодную станцию, подключенную отрицательным полюсом к защищаемому трубопроводу, а положительным – к рельсам электрифицированного транспорта. Этим достигается отвод блуждающих токов и обеспечивается необходимый защитный потенциал на трубопроводе.

Нельзя оставлять без внимания влияние электрохимической защиты других коммуникаций на защищаемый трубопровод, а также влияние защиты трубопровода на защиту других коммуникаций. Решением в этом случае является соединение трубопровода с отрицательным проводником источника защиты другой коммуникации (рис. 4).

Электрохимическая защита тепловых сетей, прокладываемых в непроходных каналах в поле блуждающих токов, должна предусматриваться только в случае заноса каналов грунтом.

В качестве дополнительной защиты стальных трубопроводов тепловых сетей от коррозии, вызванной блуждающими токами, при подземной прокладке (в непроходных каналах или бесканально) согласно ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования» следует предусматривать:

- прокладку трубопроводов тепловых сетей на расстоянии не менее 10,75 м от рельсовых путей железнодорожного электрифицированного транспорта, 2,8 м – от трамвайных путей и снижение количества пересечений с ними;
- увеличение переходного сопротивления строительных конструкций тепловых сетей путем применения электроизолирующих неподвижных и подвижных опор трубопроводов;
- увеличение продольной электропроводности трубопроводов путем установки электроперемычек на сальниковых компенсаторах и на фланцевой арматуре;
- уравнивание потенциалов между параллельными трубопроводами путем установки поперечных токопроводящих перемычек между смежными трубопроводами при применении электрохимической защиты;

- установку электроизолирующих фланцев на трубопроводах на вводе тепловой сети (или в ближайшей камере) к объектам, которые могут являться источниками блуждающих токов (трамвайные депо, тяговые подстанции, ремонтные базы с мощным индукционным оборудованием и т.п.);
- электрохимическую защиту трубопроводов.

Как уже отмечалось, для трубопроводов из ПИ-труб и их аналогов (ГПИ- и ГСИ-труб) дополнительные мероприятия по электрозащите не требуются, за исключением нанесения электроизолирующего покрытия на выступающие металлические конструкции неподвижных опор трубопроводов.

Электрофизические измерения по определению опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами

Для контроля качества защиты от блуждающих токов необходимо проводить электрофизические измерения.

Так, на тепловых сетях, находящихся в эксплуатации, электрофизические измерения по определению опасности коррозии, вызываемой блуждающими токами, рекомендуется проводить со следующей периодичностью:

- один раз в три месяца – в зонах действия средств электрохимической защиты, в районах тяговых подстанций и депо электрифицированного транспорта, вблизи трамвайных рельсов и электрифицированных железных дорог, а также в местах пересечения с ними;
- после каждого значительного изменения коррозионных условий окружающей среды (вследствие изменения режима работы установок электрохимической защиты, изменений, связанных с развитием сети подземных сооружений и источников блуждающих токов, и т.п.).

В остальных случаях измерения производят не реже одного раза в год. По результатам измерений разности потенциалов

между тепловыми сетями и землей должны составляться диаграммы распределения потенциалов на тепловых сетях.

Может возникнуть вопрос: необходимо ли требовать от потребителей проведения данных измерений в районах прокладки тепловых сетей, где отсутствуют причины появления блуждающих токов?

Все трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию проверяют на потенциал блуждающих токов. В процессе эксплуатации этот потенциал может изменяться как по значению, так и по направлению вследствие ввода вблизи тепловых сетей новых источников постоянного тока (линий электрического транспорта, электросварочных постов, гальванических ванн), прокладки смежных инженерных сетей с электрохимической защитой и т.д. В этом случае на находящихся в эксплуатации теплопроводах периодически требуется проверять наличие и величину блуждающих токов.

По данным проектных институтов, в Гомельской области проектирование защиты от электрохимической коррозии катодным методом проводится в основном для систем газоснабжения. В нескольких случаях при прокладке газопроводов в районе прохождения электрифицированного железнодорожного транспорта применяют электродренаж. Защита от коррозии, вызываемой блуждающими токами, трубопроводов тепловых сетей не предусматривается.

Следовательно, при отсутствии указанных выше причин возникновения блуждающих токов в районах прокладки трубопроводов тепловых сетей потребителю не требуется проводить испытания на блуждающие токи.

**Н.Н. Киселев, начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
М.А. Телеш, государственный инспектор по энергетическому надзору Гомельского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»**

Электрокотлы. Приоритет выбора – безопасность

С вводом в эксплуатацию Белорусской атомной станции ожидается более широкое использование электроэнергии во всех сферах народного хозяйства, в том числе для электроотопления зданий и сооружений. В связи с этим становится актуальным вопрос выбора типа электрического котельного оборудования с точки зрения безопасности его эксплуатации.

Чисто теоретическое рассмотрение характеристик электрических котлов с позиции эффективности процесса преобразования электрической энергии в тепловую, несомненно, говорит в пользу котлов с применением электродов по следующим причинам:

- коэффициент полезного действия такого котла как минимум на 3–4 % выше, чем у любого другого;
- при работе котла на переменном токе на электродах не образуется отложение солей;
- по сравнению с другими типами котлов электродные имеют наименьшие габариты и наилучшие удельные энергетические показатели, а также достаточно длительный срок эксплуатационного ресурса.

Однако при всех достоинствах у электродных котлов есть и существенные минусы. Главный из них состоит в том, что жидкость внутри котла является не только теплоносителем, но и проводящей средой, участвующей в процессе преобра-

зования электрической энергии в тепловую. Обладая определенной проводимостью, эта жидкость в процессе работы находится под различными электрическими потенциалами, определяемыми конструкцией котла, режимом его работы и удаленностью выбранной точки контроля от межэлектродного пространства. Иными словами, токопроводящий корпус такого котла практически не будет иметь нулевого электрического потенциала, а при определенных обстоятельствах потенциал корпуса может достигать опасных значений.

В обычных условиях эксплуатации электроустановок (без повышенной опасности или особо опасных условий) в соответствии с требованиями ТКП 339-2011 необходимо обеспечить три уровня защиты человека от поражения электрическим током. В большинстве электроустановок основной уровень безопасности обеспечивается изоляцией. Для этого электродный котел нужно одеть в корпус из изоляционного материала и на входящий и отходящий от котла трубопроводы установить изоляционные вставки нормируемой длины. При этом наличие циркулирующей по контуру токопроводящей жидкой среды все равно обусловит наличие некоторого потенциала на других токопроводящих элементах системы отопления, и не только в аварийных режимах. В данном случае можно говорить не об абсолютной защите человека в системе заземления TN, а скорее об относительной, зависящей от сте-

пени электрической асимметрии в конкретных условиях работы электродного котла.

Для предотвращения поражения электрическим током при появлении опасной величины напряжения (≥ 50 В) на корпусе электродного котла необходимо использовать защиту мгновенного действия – это второй уровень защиты человека от поражения электрическим током. Установочные автоматические выключатели 0,4 кВ для решения этой задачи не подойдут, так как имеют обратозависимую характеристику по току срабатывания при перегрузке, а ток срабатывания встроенного магнитного расцепителя при коротком замыкании превышает номинальный в 8–12 раз.

В этом случае необходимо использовать селективные автоматические выключатели 0,4 кВ с возможностью настройки мгновенного отключения при любой (заданной) величине превышения номинального тока.

Ранее при использовании нагревателей типа ЭПЗ-100 применялась так называемая нулевая защита, когда в нулевой провод питающего фидера устанавливалось токовое реле, которое вырабатывало сигнал на отключение питающего контактора при появлении тока величиной более 25 % номинального. Однако данная схема из-за большого количества промежуточных элементов (промежуточные реле, их контакты, предохранители, контактор и т.д.) требуемой надежностью не обладает.

Применение устройства защитного отключения (УЗО) в качестве третьего уровня защиты невозможно из-за постоянного наличия потенциала на корпусе электродного котла и, соответственно, постоянно присутствующего тока утечки. Здесь можно применить только дополнительную систему уравнивания потенциалов.

Таким образом, обеспечение защиты человека от поражения электрическим током при эксплуатации электродного котла 0,4 кВ вызывает определенные трудности. Если учитывать и другие эксплуатационные проблемы, такие как необходимость контроля и поддержания требуемого уровня проводимости теплоносителя, обеспечение отсутствия на питающем фидере асимметричных нагрузок от других токоприемников и т.п., то использование котлов данного типа представляется слишком проблематичным и в быту, и в небольших общественных зданиях, где, как правило, отсутствуют подготовленные специалисты для эксплуатации такого оборудования.

Не лучше обстоят дела и с наличием нормативно-технических требований для электродных котлов 0,4 кВ. В действующих Правилах по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением (утверждены постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 января 2016 года № 7), в разделе 9 изложены «дополнительные требования промышленной безопасности к электродкотлам», но они касаются только оборудования, работающего под давлением более 0,07 МПа или при температуре теплоносителя более 115 °С. Для электродных котлов с параметрами ниже указанных никаких специальных требований в республике пока не существует. А поскольку требований нет, то и подходы к проектированию, изготовлению и монтажу таких котлов будут носить в большой степени субъективный характер, так как на них распространяются только самые общие положения ТКП 339-2011. Соответственно, к вышеуказанным объективным проблемам добавятся и субъективные. Таким образом, использование электродных котлов 0,4 кВ в жилых помещениях и административных зданиях может стать реально небезопасным из-за отсутствия профессионального обслуживания при их эксплуатации.

Оптимальным решением в такой ситуации является применение электрических котлов с тепловыми электронагревательными элементами (ТЭНами). Они обладают несколько худшими эксплуатационными характеристиками по сравнению с электродными котлами, но все вопросы обеспечения их безопасной эксплуатации легко решаются в рамках требований действующих нормативно-технических документов.

В котлах с ТЭНами первый уровень защиты человека – это изоляция спирали. Второй (резервный) – защита по цепи «фаза-ноль». Третий (дополнительный) легко обеспечивается установкой УЗО. Таким образом, при применении таких котлов не требуется использование дорогостоящих селективных автоматических выключателей, изолирующих вставок и изоляции корпуса котла, нет необходимости постоянно контролировать параметры его работы и т.д. Это как раз то, что нужно для эксплуатации в быту и в небольших административных зданиях. Приоритет выбора в данном случае – это безопасность.

В.В. Красновский, главный инженер филиала «Энергонadzор» РУП «Могилевэнерго»

О ведении оперативной и технической документации

«А по какой форме?» Это один из первых вопросов, который задают ответственные за электрохозяйство, когда инспектор указывает на необходимость ведения той или иной оперативной или технической документации. В статье приводятся некоторые формы журналов, обязательных для ведения энергослужбами потребителей электроэнергии.

Основной перечень технической и оперативной документации, которую необходимо вести потребителю электрической энергии, приведен в разделе 4.3 «Техническая и оперативная документация» ТКП 181-2009(02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей». Однако если для предприятий электроэнергетики, входящих в состав ГПО «Белэнерго», разработаны все необходимые формы журналов, то некоторые журналы, обязательные для ведения электротехническим персоналом

потребителей, упомянутые в различных ТНПА, включая ТКП 181, не имеют установленной формы. В связи с этим у лиц, ответственных за электрохозяйство потребителей электроэнергии, возникают определенные трудности.

Ниже можно ознакомиться со ссылками на документы, содержащие некоторые формы перечней и журналов, обязательных для ведения потребителями электроэнергии, а также с рекомендуемыми образцами журналов, формы которых четко не установлены требованиями ТНПА.

В частности, энергослужба потребителя электроэнергии должна вести следующую оперативную и техническую документацию:

- оперативный журнал (рис. 1);
- бланки переключений и нарядов-допусков (рис. 2). Бланк наряда-допуска и рекомендации по его заполнению приве-

Дата и время события (нарушения)	Место возникновения (наименование оборудования) события (нарушения) и характер повреждения	Работа устройств РЗА	Общая оценка ликвидации нарушения устройствами РЗА и подпись	Недоотпуск, вызванный неправильной ликвидацией аварии защитой или автоматикой	Примечания
1	2	3	4	5	6
10.07.2018	ТП 10/0,4 № 2201 КЗ КЛ-10 № 2	Сработала МТЗ КЛ № 2	Удовлетворительно	–	–

Рис. 5. Рекомендуемая форма журнала учета работы РЗА

Дата и номер распоряжения	Содержание распоряжения, должность, подпись, фамилия и инициалы лица, отдавшего распоряжение	С распоряжением ознакомлен: дата, подпись, фамилия, инициалы
1	2	3
09.03.2018 № 1	Нач. смены Сидорову С.С. приступить к дублированию сроком на 2 дня по смене «Б» под руководством нач. смены Петрова П.П. с 10.03.18. После окончания дублирования с 12.03.18 приступить к самостоятельной работе по смене «В». Зам. нач. ЦТАИ: подпись (Ф.И.О.)	09.03.2018 Подпись (Ф.И.О.)

Рис. 6. Рекомендуемая форма журнала распоряжений

Дата и время записи	Наименование оборудования, сущность дефекта, подпись производившего запись	Резолюция, подпись и замечания руководителя	Срок устранения	Подпись мастера	Отметки об устранении дефектов, произведенные операции, подпись, дата
1	2	3	4	5	6
10.05.2018, 8.30	Горный цех. Не работает дренажный насос № 2. Подпись	Иванову Подпись	11.05.2018	Подпись	Повреждение питающей КЛ 0,4 кВ. Произведена установка соединительной муфты. Подпись, 10.05.2018
11.05.2018, 15.00	Слесарный цех. Строгальный станок (инв. 4002184) не включается кнопкой «Пуск». Подпись	Петрову Подпись	12.05.2018	Подпись	Неисправность кнопки «Пуск». Произведена замена. Подпись, 11.05.2018
15.05.2018, 10.00	Арматурный цех. Повреждение пола в электрощитовой цеха. Подпись	Сидорову Подпись	2018 год	Подпись	Будет устранено в ходе текущего ремонта в августе 2018 года. Подпись, 15.05.2018

Рис. 7. Рекомендуемая форма журнала дефектов и неполадок на электрооборудовании

Дата обхода/осмотра	Состояние оборудования, выявленные недостатки	Принятые меры по устранению недостатков	Должность производившего обход/осмотр
1	2	3	4
05.05.2018	В ходе осмотра недостатков не выявлено	–	Дежурный электромонтер
10.05.2018	На РЩ-1-6 требуется обновить наименование и знак по электробезопасности	Сообщено мастеру	Дежурный электромонтер

Рис. 8. Рекомендуемая форма журнала обходов и осмотров оборудования

Дата	№ счетчика	Показания	Коэффициент трансформации трансформаторов тока	Коэффициент трансформации трансформаторов напряжения	Суммарный коэффициент трансформации	Расход электроэнергии
1	2	3	4	5	6	7
10.06.2018	178594	3822,00	20	–	20	2215

Рис. 9. Рекомендуемая форма журнала показаний электросчетчиков

Дата проведения тренировки	Фамилии участников тренировки и занимаемые ими должности	Тема и место проведения тренировки	Оценка	Замечания и предложения	Подписи участников тренировки
1	2	3	4	5	6
15.05.2018	Иванов И.И. – электромонтер, Сергеев А.А. – электромонтер	Пропадание напряжения на вводе № 1, отказ срабатывания АВР в автоматическом режиме. Электрощитовая № 1 больницы	Удовлетворительно	Отсутствуют	Подпись Подпись

Рис. 10. Рекомендуемая форма журнала учета противоаварийных тренировок

№ п/п	Наименование электрооборудования	Инвентарный номер	Дата ввода в эксплуатацию	Место размещения	Примечания
1	2	3	4	5	6
1	Токарный станок	4001256	11.02.2001	Ремонтный цех	–
2	Сварочный аппарат	4001587	11.02.2009	Гараж, мастерская	–

Рис. 11. Рекомендуемая форма журнала учета электрооборудования

Дата и вид проверки	Выполненные работы и проверяемые параметры	Результат проверки	Заключение о пригодности	Фамилия, инициалы и подпись работника, проводившего проверку	Дата выдачи электроприемника	Фамилия, инициалы и подпись работника, получившего электроприемник	Отметка о возвращении электроприемника
12.03.2018 Периодическая проверка	Внешний осмотр Проверка работы на холостом ходу Измерение сопротивления изоляции Проверка исправности цепи заземления	Норма Норма 1 МОм Норма	Допускается к использованию	Егоров А.А. Подпись	–	–	–
15.03.2018 Проверка перед началом работы	Проверка комплектности и надежности крепления деталей Внешний осмотр Проверка четкости работы выключателя Проверка работы на холостом ходу Проверка исправности цепи заземления	Норма Норма Норма Норма Норма	Допускается к использованию	Егоров А.А. Подпись	15.03.2018	Петров А.А. Подпись	17.03.2018 Подпись

Рис. 12. Рекомендуемая форма журнала регистрации инвентарного учета, периодической проверки и ремонта переносных и передвижных электроприемников и вспомогательного оборудования к ним

Хочу еще раз подчеркнуть, что приведенные формы журналов являются не строго установленными, а лишь рекомендуемыми. Они разработаны на основе опыта ведения указанной документации на предприятиях – потребителях электрической энергии и в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Список литературы

1. Правила безопасности при работе с механизмами, инструментом и приспособлениями / Министерство топлива и энергетики Республики Беларусь. – Минск: Международная организация «ШАНС», 1996. – 217 с.
2. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок: ТКП 427-2012(02230). – Утверждены и введены в действие приказом Министерства энергетики Республики Беларусь 28.11.2012 № 228.
3. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ТКП 181-2009(02230). – Утверждены и введены в действие постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 20.05.2009 № 16.
4. Сазонов, И.Е. Основные требования при эксплуатации переносных и передвижных электроприемников / И.Е. Сазонов // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 4(58) – С. 42–44.

И.Е. Сазонов, заместитель начальника Витебского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»

Наладка водяных тепловых сетей

Экономное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов является одной из важнейших народнохозяйственных задач. Расходы топлива на теплоснабжение городов и населенных пунктов занимают значительное место в общем топливном балансе страны. Велики и затраты электроэнергии в системах централизованного теплоснабжения, связанные в основном с транспортировкой теплоносителя по тепловым сетям. В связи с этим актуальной задачей является повышение эффективности работы систем теплоснабжения. Значительная роль в решении этой задачи принадлежит организациям, эксплуатирующим тепловые сети.

Основным путем обеспечения эффективной работы систем теплоснабжения зданий (отопления, вентиляции и горячего водоснабжения) и высоких технико-экономических показателей системы централизованного теплоснабжения в целом является оптимизация эксплуатационных режимов тепловых сетей на базе разработки и внедрения наладочных мероприятий.

Дело в том, что, связывая источник теплоты с большим количеством потребителей, тепловые сети должны обеспечивать согласованную работу всех звеньев системы централизованного теплоснабжения. Вследствие низкой гидравлической устойчивости тепловых сетей фактическое распределение теплоты по потребителям может резко отличаться от установленного расчетным путем. Такая гидравлическая разрегулировка вызывает нарушения в работе систем теплоснабжения, что приводит, как правило, к резкому повышению расхода сетевой воды, перерасходу теплоты потребителями, расположенными ближе к ТЭЦ или котельной, и недогреву конечных теплопотребителей. Предупредить подобные нарушения в системе теплоснабжения – важнейшая задача теплоэнергетиков.

Наладка как фактор оптимизации режимов работы тепловых сетей

Оптимизация режимов работы тепловых сетей относится к организационно-техническим мероприятиям, реализация которых, с одной стороны, не требует значительных финансовых затрат, а с другой – приводит к значительному экономическому результату и снижению затрат на топливно-энергетические ресурсы. Одним из таких мероприятий является наладка тепловых сетей.

Задача наладки – обеспечение бесперебойной подачи тепла при всех режимах нагрузки и установление максимального соответствия между выработкой тепла и его потреблением. В результате наладки тепловой сети создается оптимальное распределение потоков тепла для работы систем отопления, приточной вентиляции, кондиционирования воздуха и горячего водоснабжения и повышаются технико-экономические показатели централизованного теплоснабжения.

После строительства новых или ремонта действующих сетей проводится пусковая наладка. Она необходима для обеспечения расчетного распределения теплоносителя в многочисленных ответвлениях. В процессе эксплуатации по мере уменьшения пропускной способности теплосетей, увеличения шероховатости трубопроводов, замены трубопроводов и оборудования, подключения новых теплопотребителей и отключения старых возникает необходимость в повторной наладке, которая проводится с целью улучшения режимов потребления,

поскольку любые изменения в системе теплоснабжения потребителей, в сети или источнике неизбежно ведут к «разладке» системы теплоснабжения.

При выполнении наладочных работ необходимо понимать, что подогревательная установка источника тепловой энергии, тепловые сети, тепловые пункты с насосами, дроссельными, смесительными устройствами, автоматическими регуляторами, а также системы теплоснабжения составляют единую гидравлическую систему. Соответственно, наладочные работы дадут результат только в случае охвата всего указанного комплекса.

Порядок проведения наладки

Наладочные работы выполняют в три этапа. На **первом этапе** обследуют и испытывают систему теплоснабжения. В ходе обследования выявляют фактические эксплуатационные режимы работы системы, уточняют тип и техническое состояние оборудования системы теплоснабжения, определяют протяженность и диаметр тепловых сетей, характер и величину фактических тепловых нагрузок по видам потребления, необходимость и объем испытаний тепловых сетей и оборудования. Обследование чаще всего проводится в зимне-весенний период, с тем чтобы можно было получить реальную картину работы системы «источник тепла – тепловая сеть – потребитель».

После обследования производятся испытания пропускной способности тепловой сети и коммуникаций источника тепла, сетевых и подпиточных насосов, калориферных установок. При необходимости тепловые сети испытывают на теплопотери, прочность и компенсирующую способность при максимальной температуре сетевой воды. Испытания проводятся в период между двумя отопительными сезонами. При этом определяются фактическая эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубопроводов на каждом отдельном участке тепловой сети, потери напора в коммуникациях источника тепла, фактические характеристики сетевых и подпиточных насосов.

На основе данных обследования и испытаний составляют перечень мероприятий, обеспечивающих эффективность работы системы теплоснабжения. В перечень в обязательном порядке должны быть включены следующие мероприятия:

- расчет фактических тепловых нагрузок,
- установка режима отпуска теплоты;
- определение расчетных расходов сетевой воды в соответствии с нагрузками потребителей;
- гидравлический расчет наружной водяной тепловой сети и систем теплоснабжения;
- разработка гидравлического режима работы тепловых сетей;
- расчет необходимых дроссельных и смесительных устройств для тепловых пунктов потребителей и отдельных теплоиспользующих установок;
- определение мест установки автоматических регуляторов на источнике теплоты, в тепловых сетях и у потребителей;
- рассмотрение и проработка мероприятий по оптимизации системы теплоснабжения, возможных вариантов реконструкции и модернизации (например, необходимость перекладки участков тепловой сети с недостаточной пропускной способностью).

Второй этап предусматривает выполнение рекомендованных мероприятий. Они должны реализовываться в летнее

время на выведенной из работы сети при отсутствии теплоносителя в трубопроводах. На данном этапе в рамках наладки производят следующие работы:

- устраняют дефекты строительных конструкций и оборудования;
- приводят схемы и оборудование водоподогревательной установки, тепловых сетей, подкачивающих насосных станций, тепловых пунктов и систем теплоснабжения в соответствие с рекомендациями, основывающимися на выполненных расчетах и разработанных тепловых и гидравлических режимах;
- оснащают все звенья системы теплоснабжения необходимыми контрольно-измерительными приборами в соответствии с требованиями нормативных документов;
- автоматизируют отдельные узлы системы теплоснабжения;
- устраивают насосные и дроссельные станции;
- устанавливают дроссельные и смесительные устройства.

Следует учитывать, что в настоящее время рынок предлагает балансировочные краны с фиксирующей настройкой, пришедшие на смену обычным дроссельным диафрагмам, а также пирометрические термометры, ультразвуковые измерители расхода теплоносителя в трубопроводах. Их применение позволяет сократить время регулировки и обеспечивает более высокую ее точность, при этом отпадает необходимость во временных остановах и запусках отопительной системы, которые являются неизбежными при корректировке дросселирующих устройств.

К **третьему этапу** – регулировке системы – можно приступать только после полного осуществления всех разработанных мероприятий. В процессе регулировки проверяют прогрев теплоиспользующих установок при работе теплоисточника в разработанных тепловых и гидравлических режимах, в случае необходимости корректируют диаметры

отверстий регулирующих устройств, выполняют настройку автоматических регуляторов.

Эффективность наладки тепловых сетей определяется сокращением расхода топлива на теплоисточнике вследствие ликвидации перегрева систем теплоснабжения и снижения температуры воды в обратных трубопроводах тепловой сети, а также уменьшением расхода электроэнергии на перекачку теплоносителя за счет снижения удельного расхода сетевой воды и отключения лишних насосных станций. После наладки тепловых сетей увеличивается их пропускная способность по теплоте. Помимо этого, сокращение расхода топлива на источниках тепла благоприятно влияет на экологическую обстановку.

Список литературы

1. Манюк, В.И. *Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей: справочник* / В.И. Манюк, Я.И. Каплинский, Э.Б. Хиж и др. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Стройиздат, 1988.
2. Сорокин, И.М. *Наладка систем централизованного теплоснабжения: справ. пособие* / И.М. Сорокин, А.И. Кузнецов, Л.М. Александров, Л.А. Рогов. – М.: Стройиздат, 1979.
3. *Тепловые сети. Режимная наладка систем централизованного теплоснабжения: ОСТ 36-68-82. – Введ. 21.07.82. – Утвержден Министерством монтажных и специальных строительных работ СССР № 171.*
4. *Эксплуатация систем теплоснабжения и вентиляции: краткий курс лекций для студентов 4 курса специальности (направления подготовки) 270800.62 «Строительство»* / Сост.: М.Ю. Гурьянова // ФГБОУ ВПО «Саратовский ГАУ». – Саратов, 2013.

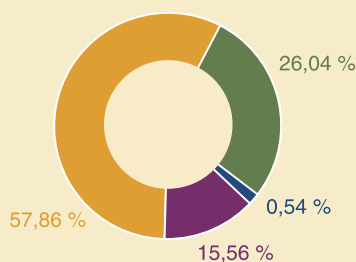
**Е.А. Воробей, руководитель группы энергоинспекции Сморгонской РЭИ ОМРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»,
О.С. Лукашик, инженер ПТО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»**

К СВЕДЕНИЮ

Структура полезного отпуска тепловой энергии ГПО «Белэнерго» по группам потребителей

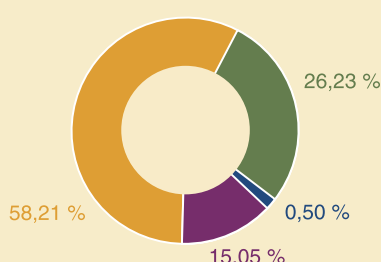
2016 год

31 203,0 тыс. Гкал



2017 год

31 540,7 тыс. Гкал



- Организации ЖКХ для нужд населения
- Промышленность
- Коммунальное хозяйство
- Прочие потребители

Объем полезного отпуска тепловой энергии предприятиями ГПО «Белэнерго» в 2017 году увеличился на 1,08 процентных пункта по сравнению с уровнем 2016 года. Наибольшая часть тепловой энергии в прошедшем году была отпущена для нужд населения. Этот показатель вырос на 1,70 %. Также увеличился отпуск тепловой энергии промышленным потребителям – на 1,84 %.

Снизился полезный отпуск тепловой энергии для группы «коммунальное хозяйство» (на 6,41 %) и прочих потребителей (на 2,23 %).

СНИЖЕНИЕ НЕБАЛАНСА И ЕГО РАСПРЕДЕЛЕНИЕ В СИСТЕМЕ УЧЕТА ГАЗА

Природный газ в Республике Беларусь является не только базовым энергоносителем, который служит источником других видов энергии, но и товаром, предметом коммерческих сделок между газоснабжающей организацией (ГСО) и конечными потребителями. В настоящее время в практике поставки и использования природного газа существует экономическая и научно-практическая проблема небаланса газа. В статье анализируется проблема небаланса и предлагается алгоритм его распределения.



В.Л. КОЛПАЩИКОВ,
к. ф.-м. н., ведущий научный сотрудник Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси

Небаланс газа и его причины

Небаланс газа представляет собой разницу между объемом этого энергоресурса, поступившим в трубопроводную сеть, и объемом, отобранном из нее участниками коммерческого учета за отчетный период. Основными причинами возникновения небаланса являются: неравномерность суточных и сезонных колебаний объемов потребленного газа; значительные отклонения термодинамических рабочих условий от стандартных при функционировании узлов учета; разнообразие и несовершенство методик измерений среднесуточного потребления газа; невысокая точность узлов учета промышленных потребителей и неопределенность при измерениях объемов газа на этих узлах. Для решения проблемы небаланса необходима разработка детального алгоритма его распределения в системе «ГСО – потребители».

Важность решения данной проблемы можно также рассматривать с точки зрения энергосбережения, в частности газосбережения. В основе оценки степени газосбережения лежит, прежде всего, достоверный учет потребления природного газа за отчетный период на данном предприятии и в данном регионе. Для определения объемов потребленного газа в данном регионе за отчетный период необходимо провести процедуру сведения баланса между ГСО и потребителями. Результатом для данной устойчивой структуры газораспределения являются учетные объемы потребления природного газа в стандартных условиях для каждого узла учета за отчетный период. При этом необходимо иметь в виду, что узлы учета дают результаты измерений, имеющие определенный предел абсолютной погрешности.

Совершенствование системы учета природного газа подразумевает переход от результатов измерений к учетным количествам потребленного природного газа – величинам, используемым при взаимных расчетах между ГСО и потребителями. Расчеты ведутся по взаимосогласованным правилам, поэтому значения учетных количеств потребленного природного газа достоверны и не имеют погрешности.

Проблемы учета газа

Учет газа в Республике Беларусь осуществляется в соответствии с Правилами учета природного газа [1]. Согласно п. 8 Правил при наличии небаланса между объемами газа, поступившего в трубопроводную сеть ГСО и использованного из нее потребителями за отчетный период, фактические объемы потребленного газа определяются с учетом его потерь в газораспределительной системе на участке от границы балансовой принадлежности до места установки узла учета газа потребителя и на самом узле учета газа. Расчет потерь газа выполняется в соответствии с действующей Инструкцией о порядке определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа [2].

В главе 6 Инструкции потери, связанные с неопределенностью измерений количества природного газа на узлах учета в стандартных условиях, определены как неучтенный газ, объем которого рассчитывается по формуле

$$\Delta V = 0,01 \left(|\delta_{\text{пост}} V_{\text{пост}}| + \sqrt{\sum_{i=1}^n (\delta_{\text{потр},i} V_{\text{потр},i})^2} \right) \quad (1)$$

где ΔV – потери, связанные с неопределенностью измерений количества газа на узлах учета (неучтенный газ), м³; $\delta_{\text{пост}}$ – относительная погрешность узла учета поставщика по паспорту узла учета, %; $\delta_{\text{потр},i}$ – относительная погрешность i-го узла учета потребителя по паспорту узла учета, %; $V_{\text{потр}}$ – объем газа, измеряемый i-м узлом учета потребителя, м³; $V_{\text{пост}}$ – объем газа, измеряемый узлом учета поставщика, м³; n – количество потребителей.

Далее в [2] приведены две формулы для распределения неучтенного газа между поставщиком и потребителями по квадратичной форме:

$$\Delta V_{\text{пост}} = \Delta V \frac{(\bar{\delta}_{\text{пост}} V_{\text{пост}})^2}{(\bar{\delta}_{\text{пост}} V_{\text{пост}})^2 + \sum_{i=1}^n (\bar{\delta}_{\text{потр},i} V_{\text{потр},i})^2}, \quad (2)$$

$$\Delta V_{\text{потр},i} = \Delta V \frac{(\bar{\delta}_{\text{потр},i} V_{\text{потр},i})^2}{(\bar{\delta}_{\text{пост}} V_{\text{пост}})^2 + \sum_{i=1}^n (\bar{\delta}_{\text{потр},i} V_{\text{потр},i})^2}. \quad (3)$$

Использование формул (2) и (3) на предприятиях РУП «Могилевоблгаз» и УП «Минскоблгаз» выявило ряд недостатков данной системы учета:

- так как величина неучтенного газа, рассчитанная по формуле (1), не связана с реальным небалансом в системе «ГСО – потребители», баланс никогда не сводится. При этом величина нераспределенного объема газа может быть как положительной (когда реальный небаланс превышает величину неучтенного газа), так и отрицательной (когда небаланс меньше величины неучтенного газа);
- формула (2) действующей Инструкции, относящаяся к поставщику, не применяется, так как между поставщиком газа и потребителями присутствует ГСО, не имеющая своих узлов учета и принимающая учетные количества газа от поставщика по договору. Следовательно, небаланс возникает в системе «ГСО – потребители»;
- при наличии одного или нескольких крупных потребителей большая часть неучтенного газа непропорционально распределяется между ними по формуле (3), при этом на мелких потребителей, независимо от точности их узлов учета, приходится незначительное количество неучтенного газа. Как следствие, невозможно точно определить учетные объемы газа, поставляемые потребителям.

В этой статье предлагается дополнение к Инструкции, содержащее алгоритм распределения небаланса природного газа. Данный алгоритм позволяет рассчитывать все составляющие небаланса, а его величину, обусловленную неопределенностью измерений на узлах учета, по пропорциональной схеме распределять между потребителями газа.

Погрешности узлов учета газа как фактор неопределенности измерений

В главе 6 Инструкции вместо формулы (1) предлагаем ввести максимально возможную величину потерь, связанных с неопределенностью измерений количества газа на узлах учета (условно-неучтенный газ), которая определяется по формуле

$$\Delta V = 0,01 \cdot \sum_{i=1}^N (\bar{\delta}_{\text{потр},i} \cdot V_{\text{потр},i}) \quad (4)$$

и представляет собой предел абсолютной погрешности для всех промышленных потребителей N. Величина ΔV используется для оценки устойчивости функционирования системы газоснабжения при сведении баланса.

Относительная погрешность $\bar{\delta}_{\text{потр},i}$ в формуле (4) с учетом изменения состава, температуры, давления и коэффициента сжимаемости газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета представляет собой композицию паспортной ($\bar{\delta}_{\text{потр},i,\text{пасп}}$) и дополнительной ($\bar{\delta}_{\text{доп}}$) погрешностей узла учета газа и определяется по формуле

$$\bar{\delta}_{\text{потр},i} = \sqrt{\bar{\delta}_{\text{потр},i,\text{пасп}}^2 + (\bar{\delta}_{\text{pc}}^2 + \bar{\delta}_p^2)}, \quad (5)$$

где $\bar{\delta}_{\text{потр},i,\text{пасп}}$ – относительная погрешность i-го узла учета газа по паспорту узла учета; $\bar{\delta}_{\text{pc}}$ – относительная погрешность плотности, связанная с изменением состава газа в течение отчетного периода; $\bar{\delta}_p$ – относительная погрешность, связанная с изменением температуры, давления и коэффициента сжимаемости газа в реальных условиях эксплуатации узлов учета.

Дополнительная погрешность узлов учета природного газа в реальных условиях эксплуатации может быть вызвана следующими причинами:

- различием величин погрешностей измерения в разных диапазонах измерения объемов и расходов природного газа первичными преобразователями;
- нарушением нормативно-технических требований при сборке узлов учета (отклонение геометрических размеров, состояние внутренних поверхностей, качество обработки поверхностей и т.д.);
- неустраняемыми систематическими погрешностями методик выполнения измерений.

Наличие причин, обуславливающих дополнительные погрешности, было также доказано исследованиями, проведенными специалистами ВНИИМС [3]. Их измерения показали, что реальные погрешности узлов учета в некоторых случаях могут превышать паспортные значения более чем в два раза. Это обстоятельство необходимо учитывать при сведении баланса в системе «ГСО – потребители».

Алгоритм распределения небаланса природного газа

В дополнении к Инструкции предлагаем процедуру сведения баланса природного газа – алгоритм распределения небаланса природного газа. Величина небаланса, связанная с неопределенностью измерений количества газа на узлах учета, распределяется пропорционально показаниям и относительной погрешности узла учета конкретного потребителя.

Алгоритм в общем виде представлен ниже.

1. Определяется исходный небаланс природного газа как разница между объемами газа, поступившего в трубопроводную сеть и отобранного из нее потребителями за отчетный период, м³:

$$V_{\text{неб}}^{\text{исх}} = V_{\text{ГСО}} - (V_{\text{потр}} + V_{\text{нас}}), \quad (6)$$

где $V_{\text{неб}}^{\text{исх}}$ – исходный небаланс; $V_{\text{ГСО}}$ – учетное значение объема газа, поступившего в газораспределительную сеть ГСО от поставщика по договору; $V_{\text{потр}}$ – объем газа, потребленный промышленными и приравненными к ним потребителями (по показаниям узлов учета); $V_{\text{нас}}$ – объем газа, потребленный населением (по счетчикам и нормам).

2. Исключаются потери газа, рассчитанные в соответствии с положениями глав 2–5 Инструкции, и определяется величина небаланса, обусловленная неопределенностью измерений на узлах учета газа, м³:

$$V_{\text{неб}}^* = V_{\text{неб}}^{\text{исх}} - V_{\text{рп,ГСО}} - \sum_{i=1}^{N_{\text{потр}}} V_{\text{рп,потр},i}, \quad (7)$$

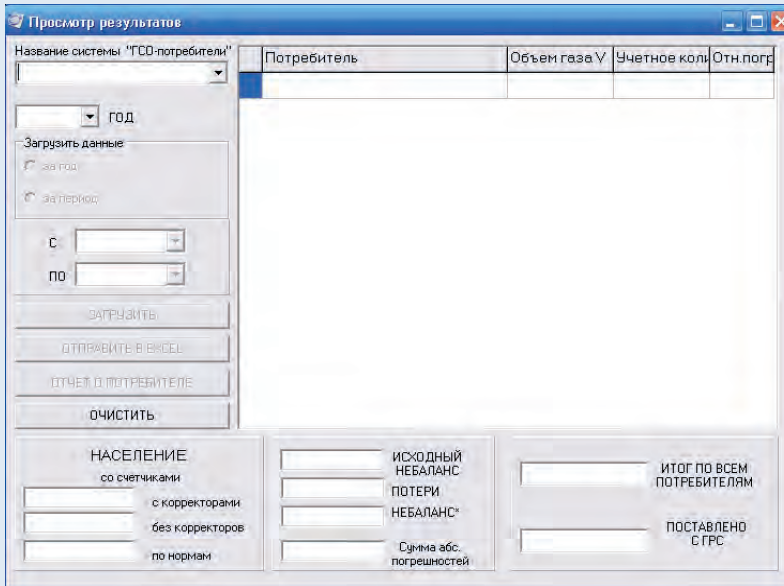
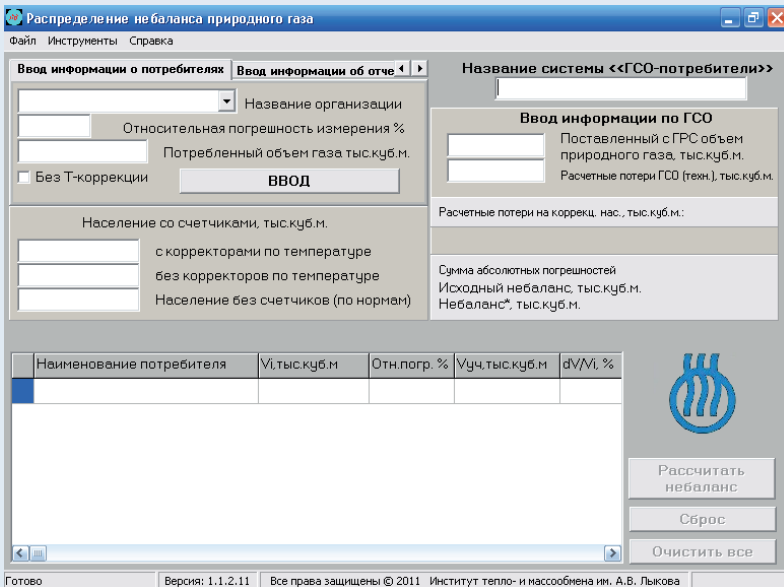


Рис. 1. Внешний вид программного модуля «Распределение небаланса РН-1»

где $V_{неб}^*$ – величина небаланса, обусловленная неопределенностью измерений на узлах учета газа; $V_{рп,ГСО}$ – расчетные потери ГСО; $\sum_{i=1}^{N_{п.потр}}$ – сумма расчетных потерь потребителей.

3. Проверяется выполнение критерия устойчивого функционирования узлов учета газа. Критерий заключается в следующем: величина небаланса, обусловленная неопределенностью измерений количества газа на узлах учета, не может превышать максимально возможную величину потерь на узлах учета:

$$V_{неб}^* \leq \Delta V. \quad (8)$$

4. При выполнении критерия устойчивого функционирования узлов учета газа для каждого промышленного потребителя рассчитывается корректирующий коэффициент k :

$$k_{потр,i} = 1 + 0,01 \cdot A \cdot \delta_{потр,i} \quad (9)$$

где $A = \frac{V_{неб}^*}{\Delta V}$ – константа в пределах данного отчетного периода для рассматриваемой системы «ГСО – потребители».

5. Учетные количества потребленного газа рассчитываются по формуле

$$V_{потр,уч,i} = k_{потр,i} \cdot V_{потр,i} + V_{рп,потр,i} \quad (10)$$

где $k_{потр,i}$ – корректирующий коэффициент для i -го потребителя; $V_{потр,i}$ – объем газа по показаниям узла учета для i -го потребителя, m^3 ; $V_{рп,потр,i}$ – расчетные потери i -го потребителя, m^3 .

Использование предложенного алгоритма позволяет устранить материальный и финансовый дисбаланс природного газа в системе «ГСО – потребители», а также унифицировать и стандартизировать отчетную документацию о потребленных предприятиями объемах природного газа.

Программный модуль «Распределение небаланса РН-1»

На основе предложенных изменений и дополнения к Инструкции разработан программный модуль «Распределение небаланса РН-1», который позволяет:

- автоматизировать процесс учета потерь и распределения небаланса природного газа;
 - унифицировать представление данных по потребленному природному газу для всех предприятий-потребителей при строгом выполнении закона сохранения массы природного газа;
 - создавать базы данных учетных количеств и параметров качества потребленного природного газа для последующего проведения статистической обработки накапливаемой информации.
- Внешний вид рабочей области программы РН-1 представлен на рисунке 1. Программа проста в использовании и имеет интуитивно понятный интерфейс. Перечислим основные операции:
- загрузка исходных данных из Excel-файлов;
 - распределение доли небаланса, обусловленного неопределенностью измерений на узлах учета газа, с учетом

проверки критерия устойчивого функционирования узлов учета;

- получение учетных количеств потребленного природного газа;
- сохранение результатов расчетов в базе данных;
- экспортирование результатов в MS Word/Excel;
- просмотр результатов из базы данных программы за выбранный период и их экспортирование в Excel для последующей обработки и анализа.

Разработанный алгоритм и программный модуль прошли апробацию в РУП «Могилевоблгаз» и РУП «Минскоблгаз» и подтвердили свою эффективность при решении проблемы сведения баланса и корректного распределения небаланса, обусловленного неопределенностью измерений на узлах учета газа.

Сравнительный анализ результатов расчета с использованием разных подходов

Продемонстрируем сравнение величины неучтенного газа, рассчитанного по действующей Инструкции, и вели-

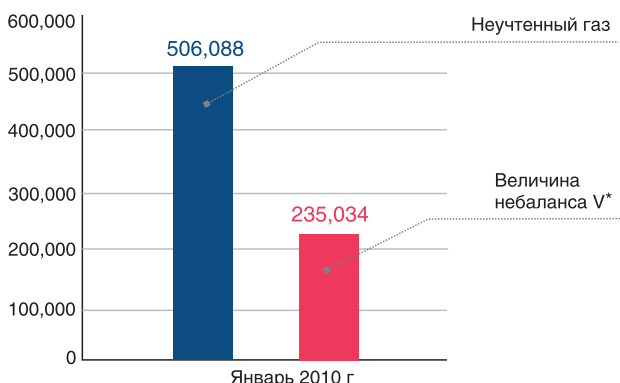


Рис. 2. Сравнение величин неучтенного газа и небаланса, обусловленного неопределенностью измерений на узлах учета, за январь 2010 года для ГРС «Могилев», тыс. м³

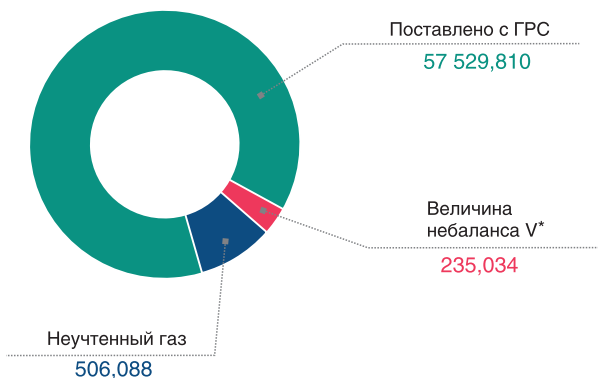


Рис. 3. Соотношение величин неучтенного газа и небаланса, обусловленного неопределенностью измерений на узлах учета, с объемом газа, поставленного с ГРС «Могилев» за январь 2010 года, тыс. м³

чины небаланса, обусловленного неопределенностью измерений на узлах учета, определенной по алгоритму, на основе исходных данных по газораспределительной станции (ГРС) одного из предприятий (рис. 2).

На рисунке представлены величины неучтенного газа и небаланса в соотношении с объемом поставленного газа. Как видим из графиков, величина небаланса, обусловленного неопределенностью измерений на узлах учета, рассчитанная с использованием предложенного алгоритма, значительно меньше объема неучтенного газа, рассчитанного по действующей Инструкции.

Заключение

Решение проблемы небаланса природного газа в системе «газоснабжающая организация – потребители» актуально с точки зрения совершенствования системы учета газа, а также энергосбережения. Выявленные недостатки учета согласно действующей Инструкции заключаются, в первую очередь, в отсутствии связи некоторых рассчитываемых потерь с реальным небалансом в системе «газоснабжающая организация – потребители» и неприменимости на практике отдельных формул (3, 4). Это требует разработки иного подхода к определению потерь при сведении баланса природного газа.

Предложенная методика «Алгоритм распределения небаланса природного газа» позволяет сводить баланс природного газа в системе «ГСО – потребители». Алгоритм содержит критерий устойчивого функционирования узлов учета газа и методику определения относительной погрешности узла учета в реальных условиях эксплуатации. Проверка выполнения критерия устойчивого функционирования позволяет исключить ситуацию, когда величина небаланса, относимая на потребителей, превышает абсолютную погрешность узлов учета.

Разработанный программный модуль «Распределение небаланса РН-1» позволяет автоматизировать процесс учета потерь и распределения небаланса природного газа, унифицировать отчетную документацию об учетных количествах природного газа. Использование программного модуля дает возможность автоматически перейти от результатов измерений к результатам учета.

Список литературы

1. Правила учета природного газа. Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь 15 декабря 2008 г. № 1934.
2. Инструкция о порядке определения норм потерь природного газа на объектах газораспределительной системы и узлах учета газа. Утверждена постановлением Национальной академии наук Республики Беларусь, Министерства энергетики Республики Беларусь от 2 марта 2009 г. № 5/7
3. МИ 2578-2003 «Методика выполнения измерений количества природного газа в Московской области измерительными комплексами на базе сужающих устройств с регистрацией результатов измерений на диаграммах самопишущих приборов и использования этих результатов при распределении небаланса между поставщиком и потребителями. Рекомендация». Утверждена ВНИИМС Госстандарта России 1 января 2003 г.

СМИ МИНЭНЕРГО ПРЕДСТАВИЛИ СВОЙ ТВОРЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

По итогам XXII Международной специализированной выставки «СМИ ў Беларусі»

3–5 мая в г. Минске состоялось крупнейшее событие в медиасфере республики – XXII Международная специализированная выставка «СМИ ў Беларусі». Мероприятие собрало более 50 экспонентов, представивших около 400 средств массовой информации из Беларуси, России, Украины, Казахстана, Латвии, Литвы, Польши, Китая, Турции и других стран. Активное участие в выставке приняли отраслевые издания Министерства энергетики Республики Беларусь. Организатором объединенного стенда Минэнерго выступил Информационно-издательский центр ОАО «Экономэнерго».

Выставка «СМИ ў Беларусі» – одно из самых неординарных выставочных мероприятий. Его отличает неповторимая атмосфера праздника и креативности. насыщенная деловая программа форума в этом году включала презентации информационных и интернет-проектов, автограф-сессии, мастер-классы, флеш-акции, подведение итогов Национального конкурса печатных средств массовой информации «Золотая Литера» и другие мероприятия, каждое из которых привлекало внимание посетителей нестандартностью решения.

Справочно: выставка «СМИ ў Беларусі» проводится ежегодно с 1997 года Министерством информации при поддержке Министерства иностранных дел, Минского горисполкома, Национального выставочного центра «Белэкспо», других органов государственного управления, ведущих СМИ и общественных организаций.

В числе экспонентов были не только печатные, но и аудиовизуальные республиканские и региональные СМИ, интернет-ресурсы, информационные агентства, операторы и дистрибьюторы кабельного телевидения, распространители печатной продукции, издательства, специализированные и ведомственные издания. Участие в выставке приняли и отраслевые СМИ.

В рамках объединенного стенда Министерства энергетики были широко представлены отраслевые издания энергетической сферы, в том числе научно-практический журнал «Энергетическая стратегия», газеты «Энергетика Беларуси», «Энергетик Принеманья», «БЕЛТОПГАЗ. Газоснабжение и торфопереработка», «Столичный газвик», «Газовик Гродненщины», «Вестник Могилевоблгаза», «Наша газета», информационный бюллетень «Энергия созидания».

Стенд Минэнерго стал одним из самых посещаемых на выставке. Особый интерес участников форума вызвали интерактивные викторины, игры, акции и другие мероприятия, направленные на формирование культуры электропотребления, пропаганду безопасного пользования природным газом в быту, популяризацию профессий, связанных с энергетикой и др.

Участие в форуме позволило отраслевым СМИ не только заявить о себе, но и полнее раскрыть свой творческий потенциал, обогатить тематический диапазон и расширить круг читателей.



БЕЛАРУСЬ ПРИНЯЛА УЧАСТИЕ В «АТОМЭКСПО-2018»

По итогам X Международного форума «АТОМЭКСПО-2018»



14–16 мая в г. Сочи состоялся X Международный форум «АТОМЭКСПО», который уже называют «атомным Давосом». Мероприятие проходило под девизом «Глобальное партнерство – общий успех». В юбилейном форуме приняло участие рекордное количество стран и экспонентов. Свою экспозицию на форуме представила и Республика Беларусь. В состав белорусской делегации, которую возглавил заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко, вошли представители руководства Министерства энергетики и Белорусской атомной электростанции.



Беларусь в четвертый раз приняла участие в конгрессе и выставочных мероприятиях «АТОМЭКСПО». В экспозиции республика была представлена стендом ГП «Белорусская АЭС», на котором демонстрировался ход строительства атомной станции в Островеце.

Выступая на пленарной дискуссии, посвященной глобальному партнерству в атомной сфере, заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко отметил, что ввод АЭС позволит сократить потребление углеводородов и выбросов парниковых газов, будет способствовать развитию электротранспорта и снижению тарифов на электроэнергию для реального сектора экономики.

Белорусская АЭС до конца 2018 года получит лицензию на эксплуатацию ядерной энергетической установки. Об этом сообщил журналистам заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк. Он отметил, что Правительством уже утверждена национальная стратегия обращения с радиоактивными отходами, стратегию по обращению с отработавшим ядерным топливом планируется утвердить в текущем году. Он также сообщил, что Минэнерго подписаны долгосрочные контракты на поставку топлива для БелАЭС. Первую партию топлива Беларусь рассчитывает получить уже в ноябре текущего года.

На полях форума АО «Концерн Росэнергоатом» и ГП «Белорусская АЭС» подписали рамочное соглашение о научно-техническом сотрудничестве. Документ предусматривает совместную работу двух стран в области повышения безопасности и надежности эксплуатации АЭС.

Опыт Беларуси в развитии объектов ядерной инфраструктуры был представлен заместителем директора Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Республики Беларусь Л.В. Дулинец на заседании круглого стола «Развитие компетенций для стран-новичков и стран, расширяющих ядерные энергетические программы (ЯЭП)». Предметом обсуждения его участников стали лучшие практики в сфере развития ядерной инфраструктуры и проблемы, с которыми могут столкнуться страны, развивающие атомную генерацию.

Специалисты из Беларуси также приняли участие в школе Госкорпорации «Росатом» и МАГАТЭ по менеджменту в области использования атомной энергии.

В день открытия форума состоялась первая церемония вручения премии АТОМEXPO AWARDS – международной профессиональной награды за вклад в развитие атомной отрасли и использование атомной энергии на благо человечества. В номинации «Лучший старт» победил проект строительства Белорусской АЭС, обойдя проекты из Турции и Ирана. «Эта награда – еще одно свидетельство того, что и сам проект, по которому строится Белорусская АЭС, и все шаги, предпринимаемые нашими специалистами по его реализации, находят одобрение у международного сообщества и ведущих экспертов отрасли», – отметил В.И. Семашко.



ВЫСТАВКА «ТЕХИННОПРОМ-2018» ЗАВЕРШИЛА СВОЮ РАБОТУ

По итогам XXI Международной специализированной выставки «ТехИнноПром-2018»

XXI Международная специализированная выставка «ТехИнноПром» стала центральным событием Белорусского промышленного форума, который состоялся 28 мая – 1 июня в г. Минске и включал более 50 мероприятий. Форум проходил под патронажем Правительства Республики Беларусь и при содействии министерств и ведомств страны. Официальную поддержку мероприятию оказало и Министерство энергетики Республики Беларусь.



«Промышленность Беларуси вышла из рецессии», – заявил заместитель Премьер-министра В.И. Семашко на пленарном заседании Белпромфорума «Беларусь – место интеграции Запада и Востока. Будущее развитие промышленного потенциала республики». В частности, он отметил, что темп роста промышленного производства в прошлом году составил 106,1 %, а за четыре месяца этого года – 108,8 %, и выразил надежду, что текущий год завершится с такими же темпами. В.И. Семашко также подчеркнул, что будущее промышленности будет основываться на внедрении прогрессивных технологий, освоении и выпуске новой конкурентоспособной продукции.

Именно такие технологии и продукцию продемонстрировали экспоненты на XXI Международной специализированной выставке «ТехИнноПром», которая прошла под знаком четвертой промышленной революции. Белорусская промышленность представила машиностроительное оборудование, продукцию и технологии в области производства станков, инструментов, компрессоров и др. На специальной экспозиции инновационных материалов и технологий можно было познакомиться с новыми функциональными материалами, разработками nanoиндустрии и авиакосмической отрасли.

Энергетическая сфера была представлена разными видами высокотехнологичной продукции: генераторами и энергоустановками, котельным отопительным оборудованием, системами лучистого обогрева, промышленными аккумуляторами, электродвигателями, оборудованием и материалами для атомной энергетики, а также технологиями защиты окружающей среды, радиационного контроля и мониторинга и др. Свою экспозицию представил также научно-практический журнал Минэнерго «Энергетическая стратегия».

В рамках выставки «ТехИнноПром» состоялось 23 специализированных мероприятия, в том числе международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество», международный научно-практический симпозиум «Перспективы развития аддитивных технологий в Республике Беларусь» и другие масштабные и значимые события.

Внимание специалистов в сфере энергетики привлекло прошедшее в рамках выставки секционное заседание «Современные технологии при производстве, передаче и распределении электрической энергии», состоявшееся под председательством первого заместителя генерального директора – главного инженера ГПО «Белэнерго» С.Т. Машковича.

Как всегда, громко заявили о своем профессионализме сварщики предприятий Минэнерго, принявшие участие в 14-м конкурсе сварщиков Беларуси, который прошел в рамках Белорусского промышленного форума.

Выставка «ТехИнноПром» неизменно способствует продвижению инновационного оборудования, продукции и технологий отечественных компаний на региональные и международные рынки, а также укреплению деловых контактов и обмену опытом в сфере промышленности, энергетики, энергосбережения и экологии.



ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Развитие инфраструктуры любой страны базируется на опережающем росте производства электрической энергии. Ее передача и распределение должны осуществляться бесперебойно и качественно при обоснованных затратах трудовых и материальных ресурсов. Однако в процессе транспорта электроэнергии в сетях всегда происходит ее технологический расход (потери) [1–4], который приводит к дополнительному сжиганию топлива на электростанциях и снижению пропускной способности электрических сетей.



М.И. ФУРСАНОВ,
д.т.н., профессор,
заведующий кафедрой
«Электрические системы»
Белорусского национального
технического университета

Задачам качественного расчета и особенно оптимизации уровней потерь электроэнергии должно уделяться самое пристальное внимание, тем более что ограниченность топливно-энергетических ресурсов Земли приводит к все более глубокому осознанию необходимости строжайшей экономии ресурсов и их бережного расхода. Проблема оптимизации потерь электроэнергии давно приобрела первостепенное значение для стран как с развитой, так и с переходной экономикой и, казалось бы, сейчас уже должна быть решена. Однако этого не произошло. Это связано с тем, что рассматриваемая проблема требует решения трех основных задач:

1) определения выверенных подходов к расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям энергосистем;

2) формулировки понятия, поиска и определения технически и экономически целесообразных режимов работы электрических сетей, а значит и адекватных величин потерь;

3) разработки методики расчета резервов по снижению и оптимизации потерь на основе обоснованных значений.

В настоящее время благодаря разработке и применению соответствующих методик и программного обеспечения в Белорусской энергосистеме решена только первая задача.

Расчет и обоснование нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям энергосистем

На решение первой из указанных задач прежде всего ориентированы действующий стандарт ГПО «Белэнерго» [1] и инструкция [2]. В них приведены основные понятия и определения потерь.

Термин «технологический расход электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений» впервые установлен в инструкции

Министерства энергетики и электрификации СССР еще в 1987 году [14]. До сих пор этот расход называют потерями электроэнергии, что не совсем правильно. Потери можно убрать, а передача и распределение электрической энергии по сетям без ее технологического расхода невозможны. Физически часть электроэнергии в сетях неизбежно будет задерживаться во всех видах оборудования (в генераторах, трансформаторах, линиях, кабелях, измерительной аппаратуре), а также в точках утечки через изоляторы, при возникновении короны и т.д.

При расчете и анализе технологического расхода электроэнергии применяют также следующие термины и определения [1, 2]:

- **технические потери электроэнергии** – потери, обусловленные физическими процессами в проводниках и электрооборудовании при передаче электрической энергии по электрическим сетям;
- **технологические потери электроэнергии** – технические потери, обусловленные допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии, и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- **потери электроэнергии, обусловленные допустимыми погрешностями систем учета электроэнергии**, – недоучет электроэнергии, обусловленный техническими характеристиками и режимами работы систем учета электроэнергии на объектах (это цифры, определяемые расчетным путем);
- **сезонная составляющая потерь электроэнергии** – составляющая потерь, при которой полезный отпуск электроэнергии для разных групп потребителей фиксируется с разным временным сдвигом;
- **норматив потерь (нормативные потери) электроэнергии** – сумма технологических потерь и сезонной составляющей потерь электроэнергии в абсолютных единицах и в процентах по отношению к пропуску электроэнергии через электрическую сеть.

Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в электрических сетях Белорусской энергосистемы

С целью качественного решения названной задачи все электрические сети Объединенной энергосистемы (ОЭС) Беларуси разделены на три самостоятельные группы:

- системообразующие электрические сети 220–330 кВ;
- питающие электрические сети 35–110 кВ;
- распределительные электрические сети (РС) 0,38–10 кВ.

Структура нормативов потерь электроэнергии представлена в формах 5–14 инструкции [2]. Из данных таблиц видно, что перечень условно-постоянных потерь электроэнергии в настоящее время значительно расширен [10]. Формулы и справочные данные для определения условно-постоянных и климатических потерь в электрических сетях приведены в [2].

Основную (в плане затрат времени и труда) сложность при определении нормативов потерь представляет расчет технических (особенно нагрузочных) потерь электрической энергии. Расчеты выполняются с применением современных программно-вычислительных комплексов POTERI и DWRES, разработанных научно-исследовательской группой кафедры «Электрические системы» БНТУ [3–8, 10].

Комплекс POTERI предназначен для расчета потерь в системообразующих сетях 220–750 кВ и питающих электрических сетях 35–110 кВ.

В системообразующих сетях суммарная величина нагрузочных потерь за период T определяется без расчета режимов сети по данным активной (W_p) и реактивной (W_Q) электроэнергии каждой линии и трансформатора, зафиксированным цифровыми приборами учета оперативно-измерительных комплексов (ОИК). Расчет потерь выполняется методом средних нагрузок, при котором квадрат коэффициента формы графика нагрузки K_f^2 каждого элемента сети достаточно точно вычисляется на основе максимального (P_{\max}) и минимального (P_{\min}) значений активной мощности P в расчетном периоде.

В питающих электрических сетях 35–110 кВ суммарная величина нагрузочных потерь за период T также определяется по методу средних нагрузок, но пока на основе расчета только трех режимов питающих сетей – максимальных, минимальных и средних нагрузок.

В перспективе комплекс POTERI будет модернизирован, что позволит выполнять оперативные расчеты технических потерь электроэнергии новыми методами, основанными на полчасовых значениях активной и реактивной энергии, регистрируемых цифровыми приборами учета.

В распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ оценка нагрузочных потерь электроэнергии выполняется с использованием программы DWRES. Методика данной программы очень перспективна, так как позволяет осуществлять оперативный расчет технических потерь электроэнергии на основе современных телемеханических графиков нагрузки на головных участках распределительных линий 6–10 кВ, графиков в местах дополнительной установки приборов учета нагрузок 6–10 кВ и источников распределенной генерации. Нагрузки потребителей 0,38 кВ задаются значениями активных ($P_{уст}$) и реактивных ($Q_{уст}$) мощностей и в виде типовых графиков нагрузки в относительных единицах. В методике применяется новый способ определения нагрузочных потерь электроэнергии на всех участках распределительных сетей 0,38–10 кВ. Перспективной особенностью программы

DWRES является нетрадиционный способ расчета потоко-распределения в схемах сети с учетом телемеханических графиков электропотребления.

Комплекс DWRES также планируется модернизировать. Это даст возможность в дальнейшем определять технологический расход электроэнергии в электросетях 0,38–10 кВ только на основе алгебраической суммы всех телемеханических графиков генерации и потребителей, когда все они будут регистрироваться.

Величины технических потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем

Закономерно возникает вопрос: какими максимальными и минимальными величинами могут быть ограничены технические потери электроэнергии в электрических сетях? Анализ этих значений целесообразно проводить на основе исследования аналитических зависимостей потерь (ΔW) в относительных (%) и абсолютных (тыс. кВт·ч) единицах от величины пропуска электрической энергии [11].

Проанализируем данные зависимости на примере анализа режима работы двухобмоточного трансформатора мощностью 100 кВА.

Как известно, суммарные потери электроэнергии в силовом трансформаторе ΔW_T складываются из двух составляющих – потерь холостого хода в стали ΔW_x и нагрузочных потерь ΔW_n . Потери ΔW_x за расчетный период T можно считать постоянными:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \cdot T, \quad (1)$$

где ΔP_x – потери мощности холостого хода ($\Delta P_x = 0,27$ кВт).

Нагрузочные потери ΔW_n в именованных единицах в зависимости от увеличения пропуска электроэнергии W от минимального (W_{\min}) до максимального (W_{\max}) значения все время будут квадратично возрастать (рис. 1).

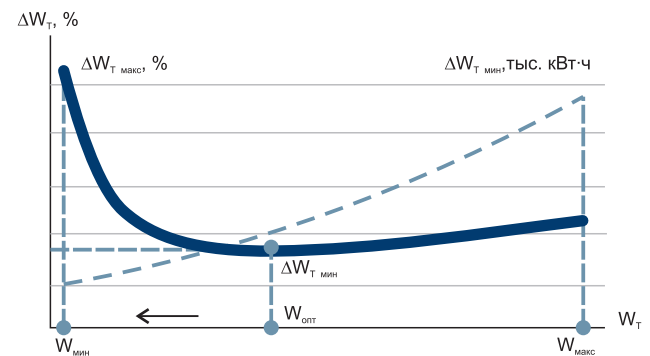


Рис. 1. Динамика суммарных технических потерь электроэнергии ΔW_T в трансформаторе 100 кВА в абсолютных единицах (кВт·ч, пунктирная линия) в зависимости от изменения величины пропуска электроэнергии от W_{\min} до W_{\max}

Известно [10, 11], что значение относительных потерь $W_{T \min}$ минимально, когда потери электроэнергии холостого хода ΔW_x равны нагрузочным потерям ΔW_n . Коэффициент загрузки трансформатора $k_{зт}$ при этом равен отношению ΔP_x к потерям мощности короткого замыкания $\Delta P_k = 1,97$ кВт:

$$k_{зт} = \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_k}} = 0,37, \quad (2)$$

а $\Delta W_{T \min} = 1,8$ %.

На рисунке 1 видно, что при снижении пропускания электроэнергии от оптимальной величины $W_{\text{опт}}$ до $W_{\text{мин}}$ суммарная величина потерь все время будет возрастать. Когда $W_{\text{т}}$ станет равным $W_{\text{мин}}$, то технические потери (в процентах) будут максимальными, а при $W_{\text{т}} = 0$ трансформатор будет потреблять только потери холостого хода ($\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_{\text{х}}$). Это значит, что потери электроэнергии в трансформаторе 100 кВА в этом случае будут равны 100 %. Это и есть экстремальное, практически невероятное максимальное число $W_{\text{т макс}}$ %.

Напротив, можно обеспечить и очень небольшое (близкое к нулю) значение технологического расхода электроэнергии в электрических сетях. Например, если все сечения 70 мм² ($R_0 = 0,428$ Ом/км) проводов воздушных линий поменять на 400 мм² ($R_0 = 0,019$ Ом/км), то потери снизятся на величину отношения $(0,428/0,019) \approx 22,5$. Если предположить, что при $F = 70$ мм² $\Delta W_{\text{т}} = 10$ %, то при $F = 400$ мм² $\Delta W_{\text{т}} = 0/22,5$, что составляет $\approx 0,44$ %.

В реальных условиях величины технологических расходов электроэнергии в электрических сетях должны быть технически и экономически обоснованы [8, 9, 11–13].

Величина и структура технологического расхода (потерь) электроэнергии в распределительных сетях 0,38–10 кВ

В соответствии с инструкцией [2] технологический расход (потери) электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ обусловлен физическими процессами в проводниках и электрооборудовании. К потерям в основном оборудовании относятся потери электроэнергии в силовых трансформаторах и линейных регуляторах, потери холостого хода в трансформаторах дугогасящих реакторов, токоограничивающих реакторах, компенсирующих устройствах и т.д.; к потерям в дополнительном оборудовании – расход электроэнергии в изоляции кабельных линий, вентилях разрядниках, ограничителях перенапряжений, счетчиках непосредственного включения и т.д.

Преобладающими составляющими технологического расхода электроэнергии в распределительных сетях – как правило, не меньше 95 % – являются технические потери в линиях 0,38–10 кВ и силовых трансформаторах 6(10)/0,4 кВ.

Всегда возникает вопрос, правильно ли рассчитана суммарная величина потерь и каковы должны быть соотношения между нагрузочными потерями в линиях ($\Delta W_{0,38}$, ΔW_6 , ΔW_{10}), понижающих трансформаторах ($\Delta W_{\text{нт}}$) и потерями холостого хода ($\Delta W_{\text{х}}$):

$$\Delta W = \Delta W_{10} + \Delta W_6 + \Delta W_{0,38} + \Delta W_{\text{нт}} + \Delta W_{\text{х}} \quad (3)$$

Проанализируем распределительную сеть 0,38–10 кВ, суммарная величина потерь в которой равна

$$\Delta W = \Delta W_{10} + \Delta W_{\text{нт}} + \Delta W_{\text{х}} + \Delta W_{0,38} \quad (4)$$

Все соотношения между величинами суммарных потерь в распределительной сети района должны соответствовать обобщенным по потерям электроэнергии эквивалентным сопротивлениям $R_{\text{эк}}$ [3]:

$$R_{\text{эл10}} = \frac{\Delta W_{10}}{W_{\text{рас}}^2}, R_{\text{эл10}} = \frac{\Delta W_{\text{нт}}}{W_{\text{рас}}^2}, R_{\text{эк}} = \frac{\Delta W_{\text{х}}}{W_{\text{рас}}^2}, R_{\text{эл0,38}} = \frac{\Delta W_{0,38}}{W_{\text{рас}}^2} \quad (5)$$

где $W_{\text{рас}}$ – суммарный отпуск электроэнергии в распределительную электрическую сеть района.

Из формулы [5] видно, что

$$\frac{\Delta W_{10}}{W_{\text{нт}}} = \frac{R_{\text{эл10}}}{R_{\text{эл}}}, \frac{\Delta W_{0,38}}{\Delta W_{10}} = \frac{R_{\text{эл0,38}}}{R_{\text{эл10}}}, \quad (6)$$

$$\frac{\Delta W_{0,38}}{\Delta W_{\text{нт}}} = \frac{R_{\text{эл0,38}}}{R_{\text{эл}}} \text{ и т.д.}$$

Аналогичные соотношения, соответствующие индивидуальным эквивалентным сопротивлениям r_3 , будут между всеми величинами суммарных технических потерь электроэнергии в распределительных линиях района:

$$r_{\text{эл10}} = \frac{\Delta W_{\text{рл10}}}{\Delta W_{\text{рл10}}^2}, r_{\text{эл10}} = \frac{\Delta W_{\text{рлнт}}}{\Delta W_{\text{рл10}}^2}, \quad (7)$$

$$r_{\text{эк}} = \frac{\Delta W_{\text{рлх}}}{\Delta W_{\text{рл10}}^2}, r_{\text{рл0,38}} = \frac{\Delta W_{\text{рл0,38}}}{\Delta W_{\text{рл10}}^2},$$

где $W_{\text{рл}}$ – суммарный отпуск электроэнергии в одну распределительную линию.

Аналогично,

$$\frac{\Delta W_{\text{рл10}}}{\Delta W_{\text{рлнт}}} = \frac{r_{\text{эл10}}}{r_{\text{эл10}}} \text{ и т.д.} \quad (8)$$

Для подтверждения достоверности полученных результатов расчета потерь целесообразно знать индивидуальные (r'_i) и обобщенные (R'_s) эквивалентные сопротивления, вычисленные при допущении распределения нагрузок головных участков распределительных линий 6–10 кВ пропорционально установленным номинальным мощностям трансформаторов 6(10)/0,4 кВ, а линий 0,38 кВ – равномерно пропорционально длинам фазных проводов [3].

Для определения r'_s и R'_s используются только схемы распределительных сетей и значения $W_{\text{рл10}}$, например:

$$r'_{\text{эл10}} = \frac{\sum_{\text{ли}}^n r_{\text{ли}} S_{\text{нл}}^2}{S_{\text{т}}^2}, r'_{\text{эл}} = \frac{\sum_{\text{тр}}^m r_{\text{тр}} S_{\text{нл}}^2}{S_{\text{т}}^2}, \quad (9)$$

где n – число линейных участков в схеме РЛ; $r_{\text{ли}}$ – активное сопротивление i -го участка линии; $S_{\text{нл}}$ – номинальная мощность трансформаторов, подключенных к i -му участку; $S_{\text{т}}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов распределительной линии; $r_{\text{тр}}$ – активное сопротивление j -го трансформатора с мощностью $S_{\text{нл}}$; m – общее число трансформаторов.

Если все значения r'_s и r_s , R'_s и R_s совпадают или близки друг к другу, то расчет технических потерь в распределительной электрической сети района выполнен верно.

В таблице приведены выбранные результаты расчета обобщенных данных $r'_{\text{эл10}}$, $r'_{\text{эл10}}$, $r'_{\text{эл0,38}}$, $r'_{\text{эл0,38/10}}$ и потерь холостого хода $\Delta W_{\text{х}}$ одного из электросетевых районов Республики Беларусь ($r'_{\text{эл0,38/10}}$ – это значения $r'_{\text{эл0,38}}$, приведенные к 10 кВ).

Из таблицы видно следующее. Максимальное значение индивидуального сопротивления линии 10 кВ $r'_{\text{эл10 макс}} = 7,367$ Ом, минимальное $r'_{\text{эл10 мин}} = 0,196$ Ом, отношение $r'_{\text{эл10 макс}}/r'_{\text{эл10 мин}} = 37,59$. Максимальное значение сопротивления трансформатора $r'_{\text{эл макс}} = 19,25$ Ом, минимальное $r'_{\text{эл мин}} = 0,504$ Ом, $r'_{\text{эл макс}}/r'_{\text{эл мин}} = 38,19$.

Более двадцати значений $r'_{\text{эл10}}$ больше $r'_{\text{эл10}}$, то есть более двадцати значений нагрузочных потерь электроэнергии в линиях 10 кВ больше нагрузочных потерь в трансформаторах и наоборот: более двадцати значений нагрузочных потерь в трансформаторах больше нагрузочных потерь в линиях 10 кВ.

Данные таблицы характеризуют все возможные соотношения между нагрузочными потерями в линиях и трансформаторах распределительных сетей.

Обобщенные результаты расчета распределительной сети района

№	Наименование РЛ	L_{10sum} , км	$L_{0,4sum}$, км	$S_{ном}$, Ом	$r'_{эл10}$, Ом	$r'_{эт}$, Ом	$r_{эл0,38}$, Ом	$\Delta W_{тх}$	$r'_{эт0,38/10}$, Ом
1	РОД 110/10 РЛ-501	2,80	2,80	1300	1,057	1,414	0,013	3,56	8,125
2	РОД 110/10 РЛ-503	21,10	17,52	1050	6,700	1,829	0,007	2,86	4,375
3	РОД 110/10 РЛ-504	9,40	11,62	300	2,612	17,589	0,010	0,92	6,250
4	РОД 110/10 РЛ-500	29,28	22,44	2631	6,573	0,723	0,018	6,56	11,25
5	РОД 110/10 РЛ-502	18,45	22,81	2059	3,762	0,950	0,021	4,47	13,125
6	РОД 110/10 РЛ-505	20,30	23,52	1608	4,566	1,205	0,004	4,34	2,500
7	ЖАБ 110/10 РЛ-501	14,90	12,85	854	0,831	2,206	0,017	2,78	10,625
8	ЖАБ 110/10 РЛ-502	25,90	31,27	2930	1,672	0,650	0,011	7,45	6,875
9	ЖАБ 110/10 РЛ-503	32,90	29,04	1620	7,281	1,280	0,013	5,35	8,125
10	ЖАБ 110/10 РЛ-504	11,50	12,45	830	4,973	2,331	0,026	2,54	16,250
11	ЖАБ 110/10 РЛ-505	7,60	8,33	1850	2,457	0,812	0,024	3,90	15,000
12	ЖАБ 110/10 РЛ-508	8,10	9,67	1930	1,427	0,800	0,030	4,22	18,750
13	ЖАБ 110/10 РЛ-509	18,00	16,95	800	0,660	1,844	0,023	1,60	14,375
14	РОСТ 110/10 РЛ-501	25,80	21,11	1393	4,774	1,455	0,010	4,56	6,250
15	РОСТ 110/10 РЛ-502	11,10	10,60	670	4,646	2,952	0,024	1,77	15,000
16	РОСТ 110/10 РЛ-503	18,10	18,01	1010	4,811	19,250	0,025	2,73	15,625
17	РОСТ 110/10 РЛ-504	17,40	17,40	1593	5,303	1,222	0,019	4,07	11,875
18	РОСТ 110/10 РЛ-505	14,40	14,40	1010	1,327	1,796	0,014	2,48	8,750
19	РОСТ 110/10 РЛ-506	26,83	26,83	1903	2,497	1,000	0,022	4,88	13,750
20	РОСТ 110/10 РЛ-506	9,70	9,70	420	9,517	5,045	0,022	1,30	13,750
21	ЛЯД 110/10 РЛ-31	18,80	18,80	270	2,047	8,765	0,011	1,24	6,875
22	ЛЯД 110/10 РЛ-32	6,80	6,80	180	0,618	11,852	0,015	0,58	9,375
23	ЛЯД 110/10 РЛ-33	13,80	13,80	548	0,869	3,676	0,012	1,80	7,500
24	ЛЯД 110/10 РЛ-34	11,06	11,06	1910	0,320	0,980	0,013	5,15	8,125
25	РП-1 РЛ-508	9,30	9,30	583	1,205	3,536	0,030	1,47	18,750
26	РП-1 РЛ-521	2,40	2,40	1550	0,282	1,170	0,022	4,25	13,750
27	РП-1 РЛ-522	25,08	25,08	3492	1,591	0,538	0,018	9,12	11,250
28	ДУБ 110/10 РЛ-501	4,74	4,74	1740	2,247	1,010	0,008	3,80	5,000
29	ДУБ 110/10 РЛ-502	22,60	28,12	1458	1,979	1,346	0,019	3,91	11,875
30	ДУБ 110/10 РЛ-503	1,20	1,13	760	0,353	2,384	0,014	2,23	8,750
31	ДУБ 110/10 РЛ-504	8,45	7,48	2895	0,450	0,631	0,004	7,03	2,500
32	ДУБ 110/10 РЛ-505	49,60	38,31	3425	7,367	0,568	0,015	4,86	9,375
33	ДУБ 110/10 РЛ-506	24,40	25,37	2183	2,497	0,859	0,014	4,70	8,750
34	ДУБ 110/10 РЛ-507	24,50	21,54	3103	5,975	0,548	0,012	4,86	7,500
35	ДУБ 110/10 РЛ-508	16,80	14,94	830	3,349	1,836	0,015	1,71	9,375
36	ДУБ 110/10 РЛ-509	10,06	8,30	3439	1,561	0,504	0,019	6,87	11,875
37	ДУБ 110/10 РЛ-510	7,00	8,53	1530	0,875	1,270	0,007	4,67	4,375
38	ДУБ 110/10 РЛ-511	16,28	14,08	2818	3,877	0,717	0,007	5,58	4,375
39	ДУБ 110/10 РЛ-512	39,90	43,37	3566	6,200	0,521	0,007	4,85	4,375
40	ДУБ 110/10 РЛ-513	1,00	0,94	500	0,600	3,360	0,020	1,56	12,500
41	ДУБ 110/10 РЛ-514	0,76	0,65	720	0,196	2,778	0,010	2,58	6,250

Примечание: L_{10sum} – суммарная протяженность линий 10 кВ; $L_{0,4sum}$ – суммарная протяженность линий 3,8 кВ; $S_{ном}$ – суммарная номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ.

Потери в электрических сетях 0,38 кВ

Анализ данных таблицы показывает, что индивидуальные сопротивления линий 0,38 кВ ($r'_{эл0,38/10}$) колеблются в пределах от 2,500 Ом (линии № 7 и № 34) до 18,750 Ом (линии № 17 и № 25) и почти все они (кроме сопротивлений линий №№ 2, 6, 39) больше значений $r'_{эл10}$. Это значит, что нагрузочные потери электроэнергии в сетях 0,38 кВ в большинстве случаев должны быть в несколько раз больше потерь в линиях 10 кВ, например для линии № 13 в $(14,375/0,660) \approx 22$ раза. Это не противоречит физическому представлению о величине тех-

нологического расхода электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Ниже проанализирована конкретная простейшая идеализированная тестовая схема сети 0,38–10 кВ (рис. 2).

Если исходить из того, что на линии АС-50 удельные сопротивления проводов достигают следующих значений:

$$R_0 = 0,6 \text{ Ом/км,}$$

$$X_0 = 0,355 \text{ Ом/км,}$$

а на участке АС-35:

$$R_0 = 0,79 \text{ Ом/км,}$$

$$X_0 = 0,366 \text{ Ом/км,}$$

то результаты расчета линии 10 кВ, выполненные по тестовой программе БНТУ, будут следующими:

$$\begin{aligned} \Delta W_{12} &= 0,024 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \\ \Delta W_{x23} &= 3,524 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \\ \Delta W_{12} &= 0,693 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \\ \Delta W_{\text{н}} &= (0,024 + 0,693) = 0,717 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \\ \Delta W_{\text{P12}} &= 91,466 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \\ \Delta W_{\text{Q12}} &= 113,406 \text{ кВт}\cdot\text{ч}; \end{aligned}$$

результаты расчета линии 0,38 кВ:

$$\Delta W_{0,38} = \frac{W_p^2(1 + \text{tg}\varphi^2)}{U^2 \cdot T} \cdot r_{34} \cdot k_{\text{ф}}^2,$$

где $U = 0,411 \text{ кВ}$; $\text{tg}\varphi = (89,268/87,500) \approx 1,02$; $T = 8760 \text{ ч}$; $r_{34} = 0,693 \text{ Ом}$; $k_{\text{ф}}^2 = 1,83$ (соответствует значению $T_{\text{нб}} = 2500 \text{ ч}$). Следовательно,

$$\Delta W_{0,38} = \frac{87,5^2(1 + 1,02^2)}{0,411^2 \cdot 8760} \cdot 0,693 \cdot 1,83 = 13,12 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Вывод: в данном примере суммарные нагрузочные потери в электрической сети 0,38 кВ превышают суммарные нагрузочные потери в сети 10 кВ примерно в 18 раз. Тем самым подтверждается, что суммарные потери в сети 0,38 кВ, как правило, должны быть больше потерь в сети 10 кВ в несколько раз.

В представленном материале в основном проанализирована проблема расчета и обоснования технологического расхода электроэнергии на примере распределительных электрических сетей энергосистем. Следующая, более сложная тема – это определение и поиск технически и экономически целесообразных уровней потерь электрической энергии в сетях энергосистем.

Заключение

1. Неизбежный технологический расход (потери) электроэнергии в процессе ее передачи по электрическим сетям энергосистем обусловлен физическими процессами, происходящими в проводниках и электрооборудовании сетей.

2. Рассмотренная проблема требует решения трех основных задач: формирования новых подходов к расчету и обоснованию нормативов технологического расхода электрической энергии; определения технически и экономически обоснованных уровней потерь; разработки методики по расчету резервов и снижению технологического расхода электроэнергии.

В настоящее время в электрических сетях качественно решена только первая задача. Для расчета и обоснования соответствующих нормативов разработаны и применяются современные методики и программное обеспечение.

3. Экстремальные значения технических потерь электроэнергии в электрических сетях могут быть близкими к нулю или к 100 %.

4. Объективность результатов расчета технологического расхода электроэнергии всегда должна быть обоснована и подтверждена, например, на основе данных обобщенных эквивалентных сопротивлений электрических сетей.

5. Поиск и обеспечение технически и экономически обоснованных уровней потерь в сетях дополнительно требуют значительных теоретических и практических разработок и их внедрения.

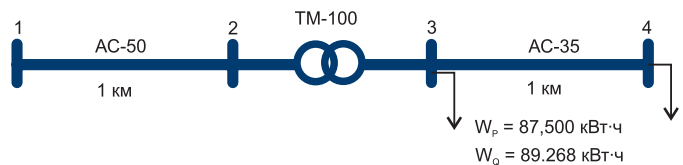


Рис. 2. Простейшая идеализированная тестовая схема сети 0,38–10 кВ

Список литературы

1. Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.09.455-11 «Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям». – Минск: ГПО «Белэнерго», 2012. – 50 с.
2. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям: СТП 110.09.455-11: утв. ГПО «Белэнерго» 28.12.2011. – Минск: Минэнерго Республики Беларусь, 2013. – 44 с.
3. Фурсанов, М.И. Определение и анализ электроэнергии в электрических сетях энергосистемы / М.И. Фурсанов. – Минск: УВНЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 208 с.
4. Фурсанов, М.И. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич, А.Н. Муха // Энергетика. Известия высших учебных заведений. – 2009. – № 3. – С. 5–13.
5. Фурсанов, М.И. Программно-вычислительный комплекс GOR SR для расчета и оптимизации распределительных (городских) электрических сетей 10(6) кВ / М.И. Фурсанов, А.Н. Муха // Энергетика. Известия высших учебных заведений СНГ. – 2000. – № 3. – С. 34–39.
6. Фурсанов, М.И. Оперативные расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38–10 кВ ОЭС Беларуси / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика. Известия высших учебных заведений СНГ. – 2013. – № 5. – С. 11–17.
7. Фурсанов, М.И. Оперативные расчеты потерь электроэнергии в электрических сетях 35 кВ ОЭС Беларуси / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика. Известия высших учебных заведений СНГ. – 2013. – № 4. – С. 5–13.
8. Фурсанов, М.И. Теоретические и алгоритмические основы определения и анализа оптимальных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях 6–20 кВ / М.И. Фурсанов, В.В. Макаревич // Энергетика. Известия высших учебных заведений СНГ. – 2003. – № 2. – С. 9–17.
9. Фурсанов, М.И. Оптимальные уровни потерь в распределительных сетях / М.И. Фурсанов // Энергетика. Известия высших учебных заведений СНГ. – 2014. – № 5. – С. 15–26.
10. Фурсанов, М.И. Нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях Белорусской энергосистемы. Состояние и перспективы / М.И. Фурсанов // Энергетика. Известия высших учебных заведений СНГ. – 2015. – № 2 (44). – С. 34–38.
11. Фурсанов, М.И. Оптимальные технические потери электроэнергии в силовых трансформаторах распределительных электрических сетей / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 2 (50). – С. 42–45.
12. Фурсанов, М.И. Оптимальные технические потери в распределительных электрических сетях / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 3 (51). – С. 25–28.
13. Фурсанов, М.И. Экономически обоснованные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 5 (53). – С. 45–47.
14. Инструкция по расчету и анализу технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений: Н-34-70-030-87. – М.: Союзтехэнерго, 1987. – 34 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АНАЛИТИЧЕСКИХ ТРЕНАЖЕРОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ ДЛЯ БЕЛАЭС

Атомная энергетика – одна из самых сложных и ответственных сфер инженерной деятельности. Технологии производства атомной энергии постоянно совершенствуются и усложняются, к безопасности атомных электрических станций предъявляются все более жесткие требования. Поэтому так важно использовать передовые технологии не только при проектировании, строительстве и эксплуатации АЭС, но и при подготовке персонала для них – как на самих станциях, так и в профильных вузах.



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

Технологии обучения, как и инженерные технологии, постоянно развиваются, однако подходы к подготовке эксплуатационного персонала в области атомной энергетики до сих пор остаются достаточно консервативными. Во многом это обусловлено тем, что качественная подготовка высококвалифицированных кадров требует значительных финансовых и временных затрат. Специфика подготовки специалистов в ядерной отрасли подразумевает подробное знакомство с основным и вспомогательным оборудованием АЭС, значительная часть которого является радиоактивным. В то же время высокая стоимость оборудования АЭС не позволяет создать полномасштабный комплекс оборудования и технических средств для отработки профессиональных навыков будущих специалистов АЭС.

В целях обеспечения качественной подготовки студентов профильных вузов к работе на АЭС проводятся технические экскурсии на предприятия энергетической отрасли и организуются производственные практики. Однако особые условия производства электроэнергии на атомных электростанциях не позволяют ограничиться вышеперечисленными методиками. Одним из альтернативных способов подготовки персонала для АЭС, получившим развитие в мировой практике, является тренажерное обучение.

Использование тренажеров в подготовке кадров для АЭС

Как на зарубежных, так и на российских АЭС применяются два типа тренажеров: полномасштабные и аналитические.

Исторически сложилось так, что на существующих атомных электростанциях устанавливаются **полномасштабные тренажеры** (ПМТ), позволяющие эксплуатационному персоналу АЭС отработать практически все режимы, протекание которых возможно при эксплуатации АЭС. На ПМТ оперативный персонал под наблюдением инструктора проходит первичную подготовку или переподготовку, учится действовать в условиях нормальной эксплуатации и при их нарушении, распознавать аварийные ситуации и принимать меры по их предотвращению. Специалисты также проходят проверку на следование регламенту, быстроту реагирования, понимание происходящих процессов, способность выполнять распоряжения и работать в команде.

Данные тренажеры полностью копируют блочный щит управления (БЩУ), что дает возможность смене отработать алгоритм своих действий до автоматизма и в реальных рабочих условиях чувствовать себя комфортно и уверенно. Четкие и отлаженные действия эксплуатационного персонала очень важны при нарушении режима нормальной



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

эксплуатации или возникновении аварийных ситуаций, требующих немедленного принятия решений.

Наряду с ПМТ энергоблока широкое распространение на АЭС получили **аналитические тренажеры**. Такие тренажеры не должны полностью соответствовать БЩУ, поскольку все управление энергоблоком в этом случае осуществляется на мониторе компьютера. При этом математическая модель энергоблока должна полностью соответствовать физическим особенностям функционирования реального энергоблока, а также логике работы систем автоматического

управления. Подготовка персонала АЭС на таких тренажерах проводится по стандартным программам, которые используются и на ПМТ. В то же время аналитические тренажеры имеют преимущества перед полномасштабными, поскольку позволяют разрабатывать новые программы подготовки персонала, анализировать эффективность и безопасность различных режимов работы, изучать и внедрять мероприятия по предотвращению аварий.

Опыт использования аналитического тренажера

В рамках технического сотрудничества с МАГАТЭ в 2014 году в Белорусский национальный технический университет был поставлен аналитический тренажер российского производства. На нем проводятся занятия для студентов специальности «Паротурбинные установки атомных электрических станций» на кафедре «Тепловые электрические станции».

Тренажер представляет собой учебно-исследовательскую лабораторию «Турбинное отделение АЭС с ВВЭР-1000», объектом моделирования которой является турбина К-1000-60/3000 и ряд ее основных и вспомогательных систем. Тренажер был поставлен до ввода в эксплуатацию учебно-тренировочного центра в г. Островце, поэтому между аналитическими тренажерами БНТУ и Белорусской АЭС имеются различия. Это касается как самого объекта моделирования (на БелАЭС установлена турбоустановка К-1200-6,8/50), так и интерфейса управления тренажером.

Тем не менее тренажер БНТУ является мощным образовательным инструментом, так как:

- дает возможность анализировать процессы, происходящие на энергоблоке, способствует их пониманию;
- наглядно иллюстрирует принцип действия турбинного оборудования и логическую последовательность операций при управлении им;
- показывает, каким образом неверные действия персонала могут привести к срабатыванию защит и блокировок, полному останову энергоблока и отказам оборудования АЭС.

Студенты осуществляют управление тренажером с помощью форматов, которые графически отображают все значимые основные и вспомогательные

системы второго контура АЭС (система маслоснабжения, система регулирования и защиты, вакуумная система, система сигнализации, конденсационное, регенеративное, сепарационно-перегревающее устройства, уплотнения вала генератора и др.).

Возможности аналитического тренажера БНТУ

Тренажер позволяет управлять приводами насосного оборудования, переводя их из рабочего в нерабочее или резервное состояние, а также задвижками и клапанами, которые в дистанционном режиме можно переводить из открытого состояния в закрытое и наоборот. При работе с клапанами можно не только легко определять текущее положение органа регулирования, но и изменять это положение.

Возможен также перевод регуляторов в автоматический режим, в котором они будут поддерживать необходимые параметры системы без вмешательства обучаемого. Это позволяет наглядно продемонстрировать, как система автоматического управления реагирует на внешние и внутренние возмущения в технологическом процессе, как восстанавливает стабильное состояние системы, как возвращает энергоблок в целом в режим нормальной эксплуатации при каких-либо его нарушениях.

Все процессы протекают в реальном времени, однако существует возможность изменять его масштаб, если этого требуют условия учебного занятия.

Кроме того, тренажер имеет функцию предупредительной и аварийной сигнализации отклонения параметров от нормальной работы, что позволяет студентам своевременно распознавать свои ошибки и принимать меры по стабилизации параметров энергоблока.

С помощью тренажера студенты под контролем преподавателя могут отрабатывать различные сценарии, как аварийные, так и нормальной эксплуатации. При этом преподаватель имеет возможность дистанционно (с рабочей станции преподавателя) ввести в действие запрограммированные отказы оборудования и запорно-регулирующей арматуры, задавая время возникновения и параметры отказа. Задача студента – выявление неисправности и принятие мер по ее устранению, если это возможно. В противном случае

он должен произвести плановую остановку энергоблока.

Объектом моделирования учебной лаборатории являются более 20 основных и вспомогательных систем турбоустановки К-1000-60/3000, что позволяет проводить практические и лабораторные занятия по широкому спектру дисциплин, связанных с проектированием и эксплуатацией АЭС, управлением турбоагрегатом и его вспомогательными системами.

Так, лабораторные работы для учебной дисциплины «Атомные электрические станции (АЭС)» нацелены на практическое освоение знаний в области назначения и состава технологических систем турбогенератора, а также процессов производства электроэнергии на АЭС. Тренажерные занятия по курсу «Турбины АЭС» служат для применения на практике теоретических знаний, в частности, касающихся конструкции турбоагрегата и вспомогательного оборудования энергоблока. Лабораторные работы по дисциплине «Режимы работы АЭС в энергосистеме» посвящены эксплуатационным режимам и принципам безопасной эксплуатации АЭС, а также предусматривают получение студентами общих навыков по управлению турбогенератором АЭС с реактором ВВЭР-1000. Занятия в рамках курса «Типовые элементы систем автоматического управления» ориентированы на понимание назначения и структуры систем автоматического регулирования, защит и блокировок, а также принципов и алгоритмов управления турбинным островом в целом.

Методика проведения тренажерной подготовки

Типовое тренажерное занятие начинается с постановки целей. Для лабораторных занятий, предусматривающих несколько ключевых этапов, могут быть дополнительно выделены промежуточные цели. В зависимости от их достижения делается вывод об успешном или неуспешном освоении материала. Продолжительность занятия зависит от сложности лабораторной работы и общего уровня подготовки студенческой группы.

Перед началом тренажерной подготовки студенты должны прослушать лекции о функционировании систем, которым посвящена лабораторная ра-



Тренажер «Турбинное отделение АЭС с ВВЭР-1000»

бота. Необходимо также оценить уровень знаний по учебным дисциплинам, которые читались ранее и имеют отношение к успешному выполнению лабораторной работы. При необходимости стоит рассмотреть эти вопросы в рамках предтренажерного занятия, так как достижение конечной цели напрямую зависит от понимания студентами происходящих процессов, способности диагностировать неисправности оборудования и правильной последовательности действий при выполнении лабораторной работы на тренажере.

Предтренажерное занятие является следующим этапом после оценки уровня подготовки студентов. Его цель – разъяснение сути операций, которые необходимо отработать на тренажере. Преподаватель должен определить последовательность действий студентов при переводе энергоблока из заданного исходного состояния в конечное, акцентировать внимание на частых ошибках, указать на отличия в протекании процесса при моделировании на тренажере и при работе на реальном энергоблоке.

У обучающихся должно возникнуть понимание целей занятия, принципа действия и последовательности совершаемых операций. Во время предтренажерного занятия студентам может быть показана презентация, которая содержит основные определения, а также информацию о системах, задействованных в лабораторной работе, механизме протекания процесса, причинах возникновения той или иной аварийной ситуации.

Результаты обучения контролируются путем устного опроса группы. Предтре-

нажерное занятие считается успешным, если студенты могут ответить на вопросы, поставленные в промежуточных целях занятия.

Тренажерное занятие выполняется в три этапа. На первом этапе преподаватель демонстрирует группе пошаговое выполнение упражнения с необходимыми паузами и комментариями. Второй этап подразумевает самостоятельное выполнение упражнения студентами, которые могут при необходимости прибегать к помощи преподавателя. Третий этап – закрепление полученного материала, предполагающее самостоятельное выполнение лабораторной работы и ее защиту (по желанию преподавателя) студентом или группой студентов.

Во время проведения лабораторного занятия обучаемые получают методические материалы, в которых определены цели занятия, приведены слайды презентации и сформулированы контрольные вопросы. В зависимости от поставленных целей и общего уровня подготовки группы лабораторная работа может включать или два этапа из трех, или один. Демонстрация хода лабораторной работы может быть заменена на самостоятельное изучение студентами содержания тренажерного занятия с помощью методических пособий.

Преподавателю важно также отметить граничные условия тренажерного занятия, то есть те ситуации, при которых достижение цели лабораторной работы невозможно. При возникновении граничных условий необходимо прервать выполнение сценария и начать занятие сначала.

По завершении тренажерного занятия студентами выполняется отчет о результатах лабораторной работы.

Важным этапом учебного занятия является послетренажерный разбор, в ходе которого студенты самостоятельно анализируют свои действия, а преподаватель отвечает на вопросы, при необходимости вмешивается в ход обсуждения, после чего дает свою оценку действиям студентов, отмечает ошибки, а также сильные и слабые стороны, принимает решение о том, зачтена ли лабораторная работа.

Оценка за работу выставляется по следующим критериям:

- исполнение управляющих действий;
- интерпретация аварийных и предупредительных технологических сигнализаций и защит;
- диагностика событий и состояний;
- соответствие процедурам.

Заключение

В целом тренажерная подготовка способствует более глубокому пониманию процессов, происходящих при эксплуатации энергоблока АЭС, сокращает время подготовки будущих специалистов к работе на реальном оборудовании. Использование аналитических тренажеров, в том числе таких как тренажер «Турбинное отделение АЭС с ВВЭР-1000», позволяет моделировать различные сценарии нештатных ситуаций на АЭС и отрабатывать аварийные режимы эксплуатации, дает возможность магистрантам и аспирантам проводить научно-исследовательские работы по данному направлению.

ОБЯЗАТЕЛЬНАЯ ЮРИДИЧЕСКАЯ ЭКСПЕРТИЗА ТЕХНИЧЕСКИХ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ: АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Комментарии к Указу Президента Республики Беларусь № 135 «Об обязательной юридической экспертизе технических нормативных правовых актов»

12 апреля Президент Беларуси Александр Лукашенко подписал Указ № 135 «Об обязательной экспертизе технических нормативных правовых актов». Документ направлен на практическую реализацию положений Декрета № 7 «О развитии предпринимательства» и призван исключить избыточность технических требований к предпринимательской и иной экономической деятельности и создать надлежащие условия для работы бизнеса путем введения института юридической экспертизы технических нормативных правовых актов.



Е.И. КОВАЛЕНКО,
директор Национального центра
правовой информации
Республики Беларусь

Проведенная в 2017 году в Республике Беларусь работа по улучшению бизнес-климата показала, что одним из **факторов, сдерживающих деловую активность**, является **избыточное техническое регулирование** предпринимательской деятельности.

Массив технических нормативных правовых актов (ТНПА), принимаемых государственными органами (организациями) и адресованных субъектам хозяйствования, весьма значителен. Так, ежегодно в стране утверждается около 1000 ТНПА, обязательных для соблюдения субъектами хозяйствования, а объем этих документов превышает 30 тыс. печатных страниц. В связи с этим Декретом Президента Республики Беларусь от 23 ноября 2017 года № 7 «О развитии предпринимательства» были закреплены основные нормы в сфере пожарной и санитарно-эпидемиологической безопасности, а также ветеринарии и охраны окружающей среды.

Согласно Декрету **иные технические требования к бизнесу** должны в обязательном порядке проходить **юридическую экспертизу**. Функции по ее проведению Декретом возложены на **Национальный центр правовой информации** (НЦПИ).

Подобная работа по обеспечению юридической чистоты ведомственных ТНПА в республике ранее не осуществлялась, а в деятельности НЦПИ проведение экспертизы ТНПА является новым направлением, реализация которого требует глубокого правового анализа решений в узкоспециальных сферах (например, строительной, медицинской, нефтехимической и др.); выработки методологии нормотворческой практики подготовки ТНПА; тесного взаимодействия с государственными органами (организациями), принимающими (издающими) такие правовые акты.

В целях реализации норм Декрета издан **Указ Президента Республики Беларусь от 12 апреля 2018 года № 135 «Об обязательной юридической экспертизе технических нормативных правовых актов»** и принято одноименное **постановление Совета Министров Республики Беларусь от 15 мая 2018 года № 353**, утвердившее **Инструкцию о порядке осуществления обязательной юридической экспертизы технических нормативных правовых актов**. Названными документами закреплены ключевые элементы соответствующего механизма проверки ТНПА.

Предмет обязательной юридической экспертизы

В соответствии с Указом и Инструкцией **юридической экспертизе подлежат ТНПА**, являющиеся в соответствии с законодательными актами и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь **обязательными для соблюдения** юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, а также ТНПА, обязательность соблюдения которых предусматривается проектами таких актов.

Инструкция определила **конкретный перечень видов ТНПА, подлежащих экспертизе**. В перечень вошли:

- авиационные правила;
- государственные стандарты Республики Беларусь (при применении ссылок на них в проектах технических регламентов Республики Беларусь);
- зоогиgienические, зоотехнические, ветеринарные, ветеринарно-санитарные нормы и правила;
- квалификационные справочники;

- правила по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов;
- нормы и правила по обеспечению технической, промышленной, ядерной и радиационной безопасности;
- нормы и правила пожарной безопасности;
- нормы и правила рационального использования и охраны недр;
- санитарные нормы и правила, гигиенические нормативы;
- технические кодексы установившейся практики (при применении ссылок на них в проектах законодательных актов и постановлений Совета Министров Республики Беларусь);
- фармакопейные статьи;
- формы государственных статистических наблюдений и указания по их заполнению, методики по формированию и расчету статистических показателей, инструкции по организации и проведению государственных статистических наблюдений, статистические классификаторы;
- экологические нормы и правила;
- иные нормативные правовые акты, отнесенные законодательными актами Республики Беларусь к техническим и являющиеся в соответствии с ними и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь обязательными для соблюдения юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями;
- правовые акты об изменении, дополнении, толковании, приостановлении действия, признании утратившими силу, отмене вышеназванных ТНПА.

В свою очередь, предусмотрены исключения из подлежащих экспертизе ТНПА: правовой оценке не подлежат технические регламенты Республики Беларусь, ТНПА, содержащие государственные секреты, а также ТНПА, утверждаемые субъектами хозяйствования.

Дополнительно закреплён порядок направления на экспертизу ТНПА, обязательность соблюдения которых предусматривается проектами законодательных актов и постановлений Совета Министров Республики Беларусь. Такие ТНПА направляются на обязательную юридическую экспертизу при подготовке проекта соответствующего нормативного правового акта, а включение этих ТНПА в Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь и опубликование на Национальном правовом Интернет-портале Республики Беларусь осуществляется одновременно с при-

нятием (изданием) законодательных актов и постановлений Совета Министров Республики Беларусь, в которых такие ссылки содержатся.

Критерии оценки ТНПА при проведении обязательной юридической экспертизы

В соответствии с Указом и Инструкцией критериями оценки ТНПА при проведении юридической экспертизы является их соответствие законодательным актам и постановлениям Совета Министров Республики Беларусь, а также недопустимость закрепления в таких актах положений, требующих урегулирования на уровне нормативных правовых актов, не являющихся техническими.

Данными правовыми документами также определено, что **в предмет экспертизы ТНПА не входит оценка:**

- обоснованности выбора вида ТНПА, а также целесообразности, достаточности и полноты предусмотренного этим ТНПА правового регулирования;
- соответствия положений ТНПА требованиям нормотворческой техники, в том числе требованиям к порядку разработки, построения, изложения и оформления текстов таких актов;
- соответствия представленных на экспертизу актов иным ТНПА;
- установленных в ТНПА индексов, коэффициентов, классификационных группировок, нормативов, лимитов и иных показателей, а также формул их расчета;
- обоснованности и правильности применения узкоспециальных терминов, определений и понятий, выбора методик выполнения измерений (исследований), производственных (технологических) и иных процессов;
- Международных стандартов финансовой отчетности и их Разъяснений, форм государственной и ведомственной отчетности, общегосударственных классификаторов, а также проектов зон охраны недвижимых материальных историко-культурных ценностей.

Одновременно инструкцией определено, что при направлении на обязательную юридическую экспертизу правовых актов об изменении, дополнении, толковании ТНПА, ранее не проходивших такую экспертизу, также осуществляется оценка ТНПА, изменение, дополнение, толкование которых предусматривается,

на предмет их соответствия установленным критериям. В случае выявления несоответствия в отношении актов, представленных на экспертизу, выносится отрицательное заключение, в котором указывается на необходимость устранения выявленных несоответствий.

Результат обязательной юридической экспертизы

По результатам проведения экспертизы НЦПИ выносит **положительное или отрицательное заключение** с обоснованным выводом о соответствии ТНПА установленным критериям и допустимости его включения в Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь.

ТНПА, успешно прошедшие обязательную юридическую экспертизу, то есть получившие положительные заключения НЦПИ, подлежат включению в Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь и официальному опубликованию на Национальном правовом Интернет-портале Республики Беларусь, а также размещению на иных информационных ресурсах в глобальной компьютерной сети Интернет.

Инструкцией урегулирован и вопрос вступления в силу и применения ТНПА, в отношении которых НЦПИ вынесены отрицательные заключения. Такие акты подлежат отмене либо переработке и повторному представлению на юридическую экспертизу в НЦПИ в срок, установленный Инструкцией. При этом в проектах законодательных актов и постановлений Правительства Республики Беларусь не допускается применять ссылки на получившие отрицательные заключения технические кодексы установившейся практики и государственные стандарты Республики Беларусь, обязательность соблюдения которых предусматривается этими проектами.

Порядок направления ТНПА на экспертизу

Указом и Инструкцией закреплён порядок направления в НЦПИ ТНПА, утвержденных государственными органами (организациями), для проведения обязательной юридической экспертизы.

Такие акты направляются государственными органами (организациями):

- **не позднее 5 рабочих дней после их принятия (издания)** в виде элек-

тронных документов или файлов с текстами этих актов, соответствующих текстам оригиналов на бумажных носителях, удостоверенных электронной цифровой подписью;

- посредством автоматизированной информационной системы, обеспечивающей формирование Национального реестра правовых актов Республики Беларусь (АИС НРПА).

Одновременно установлено, что ТНПА, содержащие служебную информацию ограниченного распространения, до внедрения системы, предназначенной для передачи электронных документов и обеспечивающей соблюдение установленных законодательством требований к защите указанной информации, направляются в НЦПИ в виде оригинала и одной его копии на бумажном носителе с одновременным приложением электронной копии соответствующего акта.

Основания для отказа в проведении обязательной юридической экспертизы ТНПА

Инструкцией определен перечень документов, прилагаемых к ТНПА, направляемому на юридическую экспертизу. **Непредставление хотя бы одного из них является основанием для отказа в проведении экспертизы ТНПА.**

Помимо названного выше случая юридическая экспертиза ТНПА также не проводится, если:

- ТНПА не подлежит обязательной юридической экспертизе в соответствии с законодательством;
- не соблюдены установленные законодательством требования к содержанию и оформлению прилагаемых к ТНПА документов;
- при предоставлении доработанного ТНПА на экспертизу не соблюдены порядок и срок, установленные Инструкцией;

ТНПА отзывается по инициативе направившего его на обязательную юридическую экспертизу нормотворческого органа.

Сроки проведения обязательной юридической экспертизы ТНПА

Согласно Инструкции общий срок проведения юридической экспертизы ТНПА **составляет 25 рабочих дней**, однако он может быть продлен еще на 25 рабочих дней в случаях, если:

- необходимо проведение анализа ТНПА, содержащего новые подходы к регулированию отношений в определенной сфере;
- объем ТНПА превышает 50 страниц;
- в НЦПИ поступила мотивированная просьба, содержащаяся в письме,

подписанном руководителем (его заместителем) государственного органа (организации), утвердившего и направившего ТНПА, о необходимости продления срока проведения экспертизы с указанием причин;

- необходимо проведение оценки ТНПА, ранее не проходившего экспертизу, изменение, дополнение, толкование которого предусматривается направленным на обязательную юридическую экспертизу правовым актом, на предмет его соответствия установленным критериям;
- в иных исключительных случаях на основании мотивированной просьбы руководителя структурного подразделения НЦПИ, осуществляющего обязательную юридическую экспертизу, или лица, исполняющего его обязанности.

В свою очередь, при направлении на экспертизу ТНПА, положения которых требуют срочной реализации, срок проведения экспертизы сокращается до 5 рабочих дней.

В целом можно отметить, что принятые акты законодательства и соответствующая работа НЦПИ призваны обеспечить повышение качества подготовки ТНПА, исключение избыточных технических требований к предпринимательской и иной экономической деятельности, а также создание комфортных правовых условий для работы субъектов хозяйствования.

Готовятся к выпуску

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.21.520-18
«Методика обследования дымовых труб тепловых электростанций»
- ✓ СТП 33240.21.521-18
«Инструкция по эксплуатации железобетонных и кирпичных дымовых труб и газоходов на тепловых электростанциях»
- ✓ СТП 33240.21.529-18
«Инструкция по эксплуатации металлических дымовых труб и газоходов на тепловых электростанциях и котельных»

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

МЕТОДИЧЕСКАЯ РАБОТА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ОРГАНИЗАЦИЯХ ГПО «БЕЛЭНЕРГО»

Комментарии к сборнику «Рекомендуемые формы и содержание документов по организации и обеспечению пожарной безопасности» и методическим пособиям по пожарной безопасности

В помощь руководящим работникам организаций и ответственным лицам, на которых возложены обязанности по обеспечению пожарной безопасности, специалистами ГПО «Белэнерго» и организаций, входящих в состав объединения, подготовлен сборник «Рекомендуемые формы и содержание документов по организации и обеспечению пожарной безопасности», вышедший в свет в мае текущего года. В статье комментируются основные положения сборника, а также двух методических пособий в области пожарной безопасности, изданных в 2016 году.



С.С. ДАВЫДОВСКИЙ,
заместитель начальника
отдела охраны труда, пожарной
и промышленной безопасности
ГПО «Белэнерго»

В рамках реализации комплекса мероприятий ГПО «Белэнерго» по обеспечению пожарной безопасности в организациях объединения постоянно контролируется выполнение требований пожарной безопасности, уделяется особое внимание поддержанию в работоспособном и исправном состоянии средств пожарной автоматики, охранной сигнализации, видеонаблюдения, контроля управления доступом на объектах энергетики. Результатом этой системной работы стало снижение количества пожаров в организациях объединения с 4 в 2016 году до 1 в 2017 году.

Причины и обстоятельства каждого пожара расследуются в установленном порядке. По результатам расследований составляются акты, издаются соответствующие приказы, виновные привлекаются к ответственности, разрабатываются превентивные мероприятия. В целях профилактики возникновения пожаров вопросы обеспечения пожарной безопасности ежеквартально рассматриваются на заседаниях совета ГПО «Белэнерго» и практически ежемесячно – на селекторном совещании по охране труда под председатель-

ством первого заместителя генерального директора – главного инженера объединения.

Во всех учебных центрах РУП-облэнерго и ГУО «Центр повышения квалификации руководящих работников и специалистов энергетики» проходит обучение работников Белорусской энергосистемы по вопросам охраны труда, пожарной безопасности, работы систем пожарной автоматики. В подготовку включены такие мероприятия, как проведение противопожарных инструктажей и освоение программы пожарно-технического минимума (ПТМ). В целях повышения эффективности обучения разработаны методические пособия «Курс лекций по пожарно-техническому минимуму», «Противопожарное водоснабжение, первичные средства пожаротушения», а также сборник «Рекомендуемые формы и содержание документов по организации и обеспечению пожарной безопасности».

Методическое пособие «**Курс лекций по пожарно-техническому минимуму**» подготовлено в помощь работникам организаций для проведения занятия по ПТМ, а также для самостоятельного



В.В. САРАНЦЕВ,
к.т.н., доцент, директор
ГУО «Центр повышения
квалификации руководящих
работников и специалистов
энергетики»

изучения рабочими, служащими, руководителями и специалистами.

ПТМ – система знаний, умений и навыков, позволяющая работнику организовать и обеспечивать пожарную безопасность в рамках осуществления деятельности по занимаемой должности

(профессии), в том числе при проведении работ повышенной опасности без специального образования в данной области.

Подготовка по программе ПТМ проводится с целью повышения уровня общих организационных и технических знаний работников организации по пожарной безопасности, ознакомления их с правилами пожарной безопасности, а также для более детального изучения ими порядка использования имеющихся первичных средств пожаротушения, технических средств противопожарной защиты, действий при возникновении пожара.

Обязательной подготовке по программе ПТМ подлежат:

- работники, ответственные за обеспечение пожарной безопасности в организации;
- работники, на которых возложены обязанности по проведению противопожарных инструктажей;
- работники, осуществляющие эксплуатацию агрегатов, аппаратов и устройств, работающих на газообразном, жидком, твердом или смешанном виде топлива;
- работники, ответственные за подготовку и (или) проведение огневых работ;
- исполнители огневых работ;
- работники, профессиональная деятельность (работа по должности) которых связана с хранением, перемещением, применением горючих газов, легковоспламеняемых и горючих жидкостей, горючих пылей, твердых легковоспламеняющихся веществ и материалов;
- лица, привлекаемые к уборке урожая зерновых культур, заготовке и складированию грубых кормов;
- члены добровольных пожарных дружин, пожарно-технических комиссий.

Подготовку по программе ПТМ руководители и работники организаций, не связанных со взрывопожароопасным (пожароопасным) производством, проходят не позднее одного месяца после приема на работу и с последующей периодичностью не реже одного раза в 3 года, а руководители и работники организаций, связанных со взрывопожароопасным (пожароопасным) производством, – не реже одного раза в год.

В сборник включены лекции по 16 темам. Рассматриваются такие вопросы, как:

- общие сведения о горении и пожаровзрывоопасных свойствах веществ

и материалов, пожарной опасности зданий, наружных установок;

- пожарная опасность и меры пожарной безопасности при эксплуатации теплогенерирующих аппаратов, хранения, перемещении, применении ГГ, ЛВЖ, ГЖ, горючих пылей, твердых легковоспламеняющихся веществ и материалов;
- обеспечение безопасной эвакуации при пожаре;
- общие сведения о технических средствах противопожарной защиты;
- организационные основы обеспечения пожарной безопасности в организации;
- действия при пожаре;
- нормативные документы, регламентирующие требования пожарной безопасности при проведении огневых работ и др.

Ряд лекций посвящен вопросам пожарной безопасности при проведении огневых, электросварочных, газосварочных и газорезательных работ, паяльных работ, работ, связанных с варкой битумов и смол. Рассматриваются также особенности оказания доврачебной помощи пострадавшим.

Сборник носит информационно-рекомендательный характер.

Следующим изданием в области противопожарной безопасности стало методическое пособие «**Противопожарное водоснабжение, первичные средства пожаротушения**». Его актуальность обусловлена тем, что обеспеченность организации водой и первичными средствами тушения пожара является одним из основных элементов общей системы пожарной безопасности.

Методическое пособие подготовлено в помощь должностным лицам и работникам организаций, на которых возложены обязанности по обеспечению пожарной безопасности, эксплуатации противопожарного водоснабжения и первичных средств пожаротушения может быть также использовано для проведения занятий по пожарно-техническому минимуму.

В пособии изложены вопросы классификации, устройства и эксплуатации систем наружного и внутреннего водоснабжения, противопожарные требования. Подробно рассмотрены схемы водоснабжения населенных пунктов и промышленных объектов. Приведено описание водохранилищ в виде водонапорных башен, противопожарных

водопроводных систем высокого давления, естественных и искусственных водных источников. Разработчики пособия также уделили внимание первичным средствам пожаротушения, классификации и выбору огнетушителей, а также их техническому обслуживанию.

Это методическое пособие, как и предыдущее, носит информационно-рекомендательный характер.

В современных условиях для обеспечения эффективности и надежности функционирования системы пожарной безопасности в организациях энергетики необходимо соблюдение единых подходов, регламентированных законодательством Республики Беларусь. В связи с этим специалистами ГУО «Центр повышения квалификации руководящих работников и специалистов энергетики» под общим руководством отдела охраны труда, пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго» был разработан сборник «**Рекомендуемые формы и содержание документов по организации и обеспечению пожарной безопасности**».

Издание подготовлено в помощь должностным лицам и работникам организаций, на которых возложены обязанности по обеспечению (организации обеспечения) пожарной безопасности на предприятии.

Представленные в сборнике материалы разработаны в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, приказов, распоряжений, рекомендаций, локальных нормативных правовых актов ГПО «Белэнерго». При подготовке сборника учтены пожелания организаций, входящих в состав объединения.

В сборнике содержатся рекомендуемые формы следующих приказов:

- о назначении лиц, ответственных за обеспечение пожарной безопасности и эксплуатацию технических средств противопожарной защиты;
- о создании пожарно-технической комиссии;
- о создании и деятельности добровольной пожарной дружины;
- о проведении огневых работ;
- о назначении лиц, ответственных за эксплуатацию наружного и внутреннего противопожарного водопровода и утверждении состава комиссий по их проверке в структурных подразделениях.

Приведен также рекомендуемый текст объектовой инструкции о мерах пожарной безопасности и инструкции о мерах пожарной безопасности при проведении огневых работ.

Объектовая инструкция о мерах пожарной безопасности включает пять разделов:

- Общие положения. Организационно-технические мероприятия.
- Общие требования пожарной безопасности к объектам структурных подразделений.
- Специфические (специальные) требования пожарной безопасности к объектам структурных подразделений.
- Требования пожарной безопасности к проведению ремонтных работ.
- Требования к техническим средствам противопожарной защиты, первичным средствам пожаротушения.

Кроме того, в 9 приложениях к инструкции содержатся рекомендуемые формы журналов, актов, письменного допуска к тушению пожаров в электроустановках, информационной карточки мер пожарной безопасности и др.

Рекомендуемая инструкция о мерах пожарной безопасности при проведении

огневых работ состоит из следующих разделов: общие положения; огневые работы на постоянных местах; огневые работы на временных местах.

В приложениях к инструкции приводятся формы:

- перечня постоянных мест проведения огневых работ в структурных подразделениях;
- наряда-допуска на проведение огневых работ и журнала регистрации огневых работ;
- наряда-допуска для производства газоопасных, огневых и других работ повышенной опасности на тепломеханическом оборудовании и др.

Приложения также содержат данные о минимальных безопасных расстояниях, программу вводного противопожарного инструктажа (рекомендуемое содержание) и др.

В сборник включены форма акта практической отработки плана действия персонала при пожаре, положения о системе контроля за качеством осуществления деятельности по обеспечению пожарной безопасности и обучения (повышения квалификации) работников лицензиата.

В соответствии с приказом ГПО «Белэнерго» сборник был рекомендован к использованию в организациях, входящих в состав объединения.

Заключение

Современное законодательство Республики Беларусь обязывает руководителей организаций обеспечивать на вверенном объекте соблюдение и контроль выполнения требований НПА и ТНПА в области пожарной безопасности.

Методические материалы, разработанные под общим руководством отдела охраны труда, пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго», будут способствовать формированию единообразия в подходах к обеспечению пожарной безопасности, повышению уровня знаний лиц, ответственных за эту сферу деятельности. Издания могут быть использованы в образовательном процессе в учебных центрах, а также при самостоятельной подготовке и повышении квалификации работников организаций ГПО «Белэнерго».

АКТУАЛЬНО

рекомендовано к применению в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго»



Сборник

«Рекомендуемые формы и содержание документов по организации и обеспечению пожарной безопасности»



Методическое пособие

«Курс лекций по пожарно-техническому минимуму»



Методическое пособие

«Противопожарное водоснабжение, первичные средства пожаротушения»

ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно в ЭИС «Энергодокмент» 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 сайтах: www.energystrategy.by, www.energodoc.by

Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 12.04.2018 № 135
[«Об обязательной юридической экспертизе технических нормативных правовых актов»](#)

Установлено, что обязательной юридической экспертизе подлежат:

– ТНПА, являющиеся в соответствии с законодательными актами и постановлениями Совета Министров Республики Беларусь обязательными для соблюдения юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями;

– ТНПА, обязательность соблюдения которых юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями предусматривается проектами законодательных актов и постановлений Совета Министров Республики Беларусь.

Исключение составляют технические регламенты Республики Беларусь, ТНПА, содержащие государственные секреты, а также ТНПА, утверждаемые субъектами хозяйствования.

ТНПА в области технического нормирования и стандартизации, которые ранее не проходили экспертизу, подлежат (если иное не предусмотрено Президентом Республики Беларусь):

– направлению на экспертизу при подготовке проектов законодательных актов или постановлений Совета Министров Республики Беларусь, содержащих ссылки на них;

– включению в Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь и опубликованию на Национальном правовом Интернет-портале Республики Беларусь (если иное не установлено международными обязательствами Республики Беларусь) одновременно с законодательными актами или постановлениями Совета Министров Республики Беларусь, содержащими ссылки на них.

Указ вступил в силу с 16 апреля 2018 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 09.04.2018 № 269

[«О внедрении единого классификатора обращений граждан и юридических лиц»](#)

С 1 января 2019 года республиканским органам государственного управления и иным государственными организациями, подчиненным Правительству Республики Беларусь, облисполкомам и Минскому горисполкому, поручено обеспечить поэтапное внедрение единого классификатора обращений граждан и юридических лиц.

Расходы по внедрению и функционированию единого классификатора могут производиться в пределах средств, предусмотренных государственных органов, иных организаций в соответствующем бюджете на их функционирование, а также за счет иных источников в соответствии с законодательством.

Постановление вступает в силу с 1 января 2019 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 13.04.2018 № 286

[«О внесении изменений и дополнений в постановления Совета Министров Республики Беларусь от 15 января 2004 г. № 30 и от 30 июня 2014 г. № 637»](#)

Изменился порядок расследования травм и профзаболеваний. Постановлением существенно скорректированы Правила расследования и учета несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

В частности, введен срок для изложения особого мнения в случае несогласия с результатами расследования. Лица, участвующие в расследовании несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, при несогласии с результатами расследования имеют право в течение двух рабочих дней после его окончания изложить особое мнение, которое прилагается к документам расследования.

Конкретизированы основания для оформления несчастного случая актом о непроизводственном несчастном случае формы НП.

Введена новая форма документа – акт служебного расследования. Акт составляется (в трех экземплярах), если в ходе проведения расследования несчастного случая установлено, что он не подпадает под действие Правил.

Постановление вступило в силу с 20 апреля 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18.04.2018 № 302

[«О внесении изменений и дополнения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 29 января 2013 г. № 66»](#)

В Положении о надзоре за рациональным использованием топлива, электрической и тепловой энергии, реализацией пользователями и производителями топливно-энергетических ресурсов мер по экономии этих ресурсов и соблюдением норм расхода котельно-печного топлива, электрической и тепловой энергии, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29.01.2013 № 66, установлено, что органы надзора за рациональным использованием топливно-энергетических ресурсов:

– осуществляют надзор за их рациональным использованием;

– проводят единую государственную политику в сфере энергосбережения;

– организуют информационное обеспечение и пропаганду энергосбережения;

– в пределах своей компетенции участвуют в разработке и реализации мер по стимулированию энергосбережения;

– осуществляют иные полномочия в соответствии с актами законодательства в сфере энергосбережения.

Постановление вступило в силу с 28 апреля 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 20.04.2018 № 307

[«О внесении изменений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169»](#)

Внесены изменения в комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 01.03.2016 № 169.

В частности, продлены до 2020 года сроки завершения строительства атомной электростанции, установки электродеталей на тепловых электростанциях ГПО «Белэнерго». До 2019 года продлен срок разработки проекта нормативного правового акта о порядке учета и нормирования ядерного топлива в балансе топливно-энергетических ресурсов в энергетической системе.

Внесен также ряд других изменений.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28.04.2018 № 331

[«О внесении изменений в постановления Совета Министров Республики Беларусь от 14 ноября 2002 г. № 1578 и от 17 октября 2011 г. № 1394»](#)

Постановлением внесены изменения в Правила электроснабжения и Положение о порядке ограничения или прекращения подачи природного газа, электрической и тепловой энергии потребителям, не обеспечившим своевременную их оплату.

Установлено, что в случае превышения абонентом договорных величин потребляемой электрической энергии (суточных, месячных) более чем на 5 %, подтвержденного показаниями средств расчетного учета, абонент уплачивает стоимость электрической энергии, потребленной более чем на 5 % сверх количества, установленного договором электроснабжения (договором электроснабжения с владельцем блок-станции), с применением повышающего коэффициента 1,5 к тарифу.

При непоступлении в установленные сроки от потребителя оплаты за энергоресурсы по истечении суток после получения уведомления газо- и энергоснабжающие организации вводят режим ограничения подачи энергоресурсов на эту величину без изменения в одностороннем порядке договорных величин потребления энергоресурсов.

Постановление вступило в силу после его официального опубликования и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 апреля 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28.05.2018 № 400

[«О внесении изменений и дополнений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 декабря 2010 г. № 1932»](#)

Установлены экспортные пошлины на нефть и нефтепродукты, вывозимые за пределы таможенной территории Евразийского экономического союза (за 1000 кг):

- нефть сырая – \$ 131,8;
- прямогонный бензин – \$ 72,4;
- бензины товарные – \$ 39,5;
- легкие дистилляты, средние дистилляты – \$ 39,5;
- дизельное топливо – \$ 39,5;
- бензол, толуол, ксилолы, смазочные и прочие масла – \$ 39,5;
- темные нефтепродукты (без масел и кокса) – \$ 131,8;
- кокс нефтяной некальцинированный – \$ 8,5.

Постановление вступило в силу с 1 июня 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30.05.2018 № 409

[«Об осуществлении государственных закупок с применением процедуры закупки из одного источника»](#)

Установлено, что разработку проекта Стратегии обращения с отработавшим ядерным топливом Белорусской атомной электростанции осуществляет государственное научное учреждение «Объединенный институт энергетических и ядерных исследований – Сосны» НАН Беларуси; технико-экономическое исследование вариантов обращения с отработавшим ядерным топливом Белорусской атомной электростанции – акционерное общество «Техснабэкспорт» (Российская Федерация).

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 06.06.2018 № 429

[«О внесении изменений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2001 г. № 1595»](#)

Внесены изменения в Положение о Министерстве энергетики Республики Беларусь, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 31.10.2001 № 1595, в части функций и полномочий министерства.

В частности, в новой редакции изложены подпункты 5.1 и 5.24 пункта 5 Положения о Министерстве энергетики Республики Беларусь. Так, новой редакцией пунктов предусмотрено, что Минэнерго в соответствии с возложенными на него задачами:

- осуществляет управление деятельностью организаций посредством регулирования их деятельности и реализации полномочий собственника с анализом эффективности работы организаций и выработкой предложений по ее повышению;

- принимает меры по обеспечению эффективного использования и сохранности государственного имущества, закрепленного за организациями, входящими в систему Минэнерго.

Исключены подпункты 5.28, 5.29 пункта 5 и подпункт 9.9 пункта 9 Положения.

Постановление вступило в силу с 9 июня 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 06.06.2018 № 430

[«О подготовке к работе в осенне-зимний период 2018/2019 года»](#)

В целях обеспечения бесперебойного снабжения топливно-энергетическими ресурсами и подготовки к устойчивой работе в осенне-зимний период 2018/2019 года республиканским органам государственного управления и иным государственным организациям, подчиненным Правительству Республики Беларусь, облисполкомам и Минскому горисполкому с учетом результатов функционирования в отопительном сезоне 2017/2018 года источников электрической и тепловой энергии, газовых, электрических и тепловых сетей, объектов социальной сферы, жилищно-коммунального хозяйства, транспорта, организаций до 15 июня 2018 года поручено разработать и до 1 октября 2018 года реализовать организационно-технические мероприятия, обеспечивающие устойчивое и надежное топливо- и энергоснабжение потребителей в осенне-зимний период 2018/2019 года.

Установлены объемы работ по замене и строительству тепловых сетей, выполняемых в 2018 году республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики, входящими в состав ГПО «Белэнерго», и организациями ЖКХ.

Министерство энергетики Республики Беларусь

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 26.03.2018 № 8

[«О внесении изменений в постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 29 января 2016 г. № 4»](#)

Реквизит «М.П.» исключен из следующих форм документов, установленных постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 29.01.2016 № 4:

- заявление о выдаче (продлении) технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети (для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, за исключением владельцев блок-станций);

- заявление о выдаче (продлении) технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети (для владельцев блок-станций);

- заявление о согласовании технических условий на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети, выданных организацией, не входящей в состав госу-

дарственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»;

– заявление на подключение электроустановок потребителя к электрической сети (для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей);

– технические условия на присоединение электроустановок потребителя к электрической сети (для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей).

Постановление вступило в силу с 25 апреля 2018 года.

Приказ Министерства энергетики Республики Беларусь от 08.05.2018 № 104

[«О внесении дополнения в приказ Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 ноября 2017 г. № 398»](#)

Внесено дополнение в приложение 2 к Указаниям по заполнению формы ведомственной отчетности 6-ТП «Отчет о работе тепловой электростанции», утвержденным приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 27.11.2017 № 398.

В номенклатуру элементов расхода теплоэнергии на производственные нужды энергосистемы включен расход тепловой энергии на транспорт тепловой энергии, поставляемой для нужд населения, проживающего в многоквартирных жилых домах, на участках тепловых сетей, находящихся в ведении уполномоченных лиц по управлению общим имуществом, организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющих жилищно-коммунальные услуги, товариществ собственников, организаций застройщиков, от границы балансовой принадлежности тепловой сети до группового прибора учета, установленного в многоквартирном жилом доме.

Приказ распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 января 2018 года.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 02.05.2018 № 29

[«Об оформлении наряда-допуска на проведение огневых работ на временных местах»](#)

Установлена форма наряда-допуска на проведение огневых работ на временных местах и утверждена Инструкция о порядке его оформления.

Наряд-допуск оформляется на конкретное временное место проведения огневых работ. При проведении огневых работ на нескольких временных местах на каждое из них оформляется отдельный наряд-допуск. Также предусмотрено, что наряд-допуск оформляется в двух экземплярах. Первый экземпляр передается исполнителям работ, второй – руководителю (заместителю) юридического лица (его структурного подразделения), индивидуальному предпринимателю, где будут проводиться огневые работы.

Наряд-допуск выдается на все время проведения огневых работ. В случае, когда время проведения огневых работ превышает время рабочей смены, наряд-допуск может быть продлен. В этом случае в наряде-допуске указываются новые лица, ответственные за подготовку и проведение огневых работ, а также новый состав исполнителей огневых работ и информация о проведении их целевого противопожарного инструктажа.

Постановление вступило в силу с 19 мая 2018 года.

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 02.05.2018 № 30

[«Об утверждении программ пожарно-технического минимума»](#)

На основании Декрета от 23.11.2017 № 7 «О развитии предпринимательства» утверждены программы пожарно-технического минимума для:

– работников, ответственных за пожарную безопасность субъекта хозяйствования, членов пожарно-технических комиссий;

– работников, ответственных за подготовку и (или) проведение огневых работ, исполнителей огневых работ;

– работников, осуществляющих эксплуатацию теплогенерирующих аппаратов;

– работников, профессиональная деятельность (работа по должности) которых связана с хранением, перемещением, применением горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей, взрывоопасных пылей, твердых легковоспламеняющихся веществ и материалов;

– работников, привлекаемых к уборке урожая зерновых культур, заготовке и складированию грубых кормов;

– членов добровольных пожарных дружин, добровольных пожарных команд.

Постановление вступило в силу с 24 мая 2018 года.

Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 28.02.2018 № 2

[«О внесении дополнений и изменений в постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 22 октября 2010 г. № 45»](#)

Внесены дополнения и изменения в Инструкцию о порядке разработки и утверждения инструкции по обращению с отходами производства, утвержденную постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 22.10.2010 № 45.

В частности, установлено дополнительное требование к содержанию раздела «Использование и обезвреживание отходов производства» инструкции по обращению с отходами. Указанный раздел должен содержать перечень технических нормативных правовых актов, в соответствии с которыми используются отходы производства.

Постановление вступило в силу с 27 апреля 2018 года.

Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 25.04.2018 № 9

[«О внесении изменений в постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 9 июня 2009 г. № 39»](#)

Внесены изменения в приложения 3 и 4 к Инструкции о порядке регулирования выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух в период неблагоприятных метеорологических условий, утвержденной постановлением Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 09.06.2009 № 39.

Реквизит «М.П.» исключен из формы перечня природопользователей, осуществляющих регулирование выбросов в период НМУ, и формы титульного листа мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух на период НМУ.

Постановление вступило в силу с 10 мая 2018 года.