

1958-2018



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
ГОСУДАРСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ "БЕЛЭНЕРГО"

РЕСПУБЛИКАНСКОЕ УНИТАРНОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ
"БЕЛЭНЕРГОСТРОЙ"



Республиканское унитарное предприятие «Белэнергострой» 60 лет является ведущим энергостроительным комплексом Республики Беларусь, состоящим из строительных, монтажных, специализированных организаций и предприятий стройиндустрии. Объем предлагаемых нами услуг включает строительство, реконструкцию и модернизацию энергетических и промышленных объектов, зданий административного и общественного назначения, производство строительных материалов и конструкций. Технический, интеллектуальный и организационный потенциал коллектива, накопленный за шесть десятилетий опыт – гарантия того, что РУП «Белэнергострой» готово воплотить в жизнь проект любой сложности.



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

Читайте на стр. 58

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

Новости ТЭК.....4

Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика7

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Шевалдин М.А., м.т.н., начальник отдела ЭРЗиАЭиЭС ГПО «Белэнерго»
Совершенствование систем РЗА на объектах Белорусской энергосистемы 10

Мищеряков С.В., д.э.н., генеральный директор НП «КОНЦ ЕЭС»,
Рубашкин В.А., генеральный директор ЗАО «Тренажеры для электростанций»
Тренажерная подготовка в электроэнергетике. Мифы и реальность. Часть 2..... 14

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Забелло Е.П., д.т.н., профессор БГАТУ
Проблемы цифровой энергетики 18

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Лосенков Д.М., начальник управления государственного энергетического надзора ГПО «Белэнерго» – заместитель главного государственного инспектора Республики Беларусь по энергетическому надзору
О решениях, принятых в ходе очередного технического совета органов государственного энергетического надзора.....22

Сазонов И.Е., заместитель начальника Витебского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору
Особое внимание – объектам с массовым пребыванием людей28

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
Житко О.Л., заместитель начальника энергоинспекции
Критерии оценки надежности работы трубопроводов тепловых сетей.....30

Манукян А.И., руководитель группы Лидского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»
Техника безопасности при эксплуатации теплоустановок34

В блокнот главного энергетика

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
Леонова Ю.Н., государственный инспектор Гомельского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»
Требования к промывке систем теплоснабжения потребителей36

Гацкий М.А., начальник Кореличской РЭИ Лидского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»
Требования к распределительным устройствам напряжением до 1 кВ переменного тока.....38

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 «Центроэнергоонтаж»
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»

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Навстречу 21-й международной специализированной выставке
«ТехИнноПром» 40

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Пылаев А.Н., главный инженер РУП «Могилевоблгаз»
Инновационные подходы к обеспечению бесперебойного
газоснабжения потребителей 42

ТОРФЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

100 лет торфяной промышленности Беларуси 46

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Фурсанов М.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой электрических
систем БНТУ,
Дуль И.И., м.т.н., инженер отдела проектирования энергосистем
РУП «Белэнергосетьпроект»
Определение сопротивлений кабельных линий, состоящих из кабелей
с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 1 49

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И ОПЫТ

Авчинников А.Б., старший преподаватель Международного государственного
экологического института им. А.Д. Сахарова БГУ,
Архангельский Ю.А., аспирант университета Париж-Восток, Франция
Возобновляемая энергетика Франции 53

ПРАВО

Новости законодательства (март–апрель 2018) 55

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Мурашко Е.А., начальник нормативно-технического отдела Информационно-
издательского центра ОАО «Экономэнерго»
Электронная информационная система «Энергодokument».
Обновленная версия 58

Белов Д.Н., начальник отдела автоматизации технологических процессов
РУП «Белнипиэнергопром»

Принят новый стандарт по расчету численности персонала
подразделений АСУ ТП в энергетике 61
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.05.150-18

Шевалдин М.А., м.т.н., начальник отдела ЭРЗиАЭиЭС ГПО «Белэнерго»,
Назаров В.В., ведущий инженер отдела

Изменены нормы расхода запасных частей для устройств релейной
защиты и автоматики 63
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.10.360-18

Издается с января 2008 года

Энергетическая безопасность**Традиционная и ядерная энергетика****Газоснабжение
и торфяная промышленность****Возобновляемая и малая энергетика****Энергоэффективность и экология****Редакция:**

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Редактор	Моисеева Е.Н.
Компьютерный дизайн и верстка	Яценко О.А.
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-практический журнал Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия» включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований.

Адрес редакции:

220029, г. Минск, ул. Чичерина, 19
Тел./факс: (+375 17) 286-08-28
Тел.: (+375 17) 293-46-82
e-mail: info@energystrategy.by
2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография».
230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4.
ЛП №02330/39 до 29.03.2019.
Печать офсетная. Бумага мелованная.
Подписано в печать 24.04.2018 г., формат 60х90%,
тираж 1450 экз., заказ № 2272.

НОВОСТИ ТЭК

Одобен проект международной технической помощи МАГАТЭ Беларуси

Соответствующее постановление принято Советом Министров Республики Беларусь 13 апреля. Проект международной технической помощи МАГАТЭ «Укрепление потенциала эксплуатирующей организации для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации АЭС» будет реализован в Беларуси в 2018–2019 годах.

МАГАТЭ оказывает Беларуси эффективную консультационную поддержку, методологическую и техническую помощь, а также предоставляет доступ к накопленным за годы развития мировой ядерной энергетики информационным материалам по широкому спектру вопросов.

Активное сотрудничество Беларуси с МАГАТЭ началось в 2008 году после принятия решения о строительстве Белорусской АЭС. За десятилетний период реализовано несколько программ технического сотрудничества МАГАТЭ, в рамках которых проведено значительное количество консультационных и оценочных миссий агентства.

Подкомитетом ЕЭК рассмотрен проект Правил взаимной торговли электроэнергией

3–4 апреля в режиме видеоконференции состоялось очередное заседание Подкомитета по формированию общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза. От белорусской стороны в заседании принимали участие представители Министерства энергетики, Министерства экономики, Министерства антимонопольного регулирования и торговли, ГПО «Белэнерго», РУП «ОДУ».

В ходе заседания был рассмотрен проект Правил взаимной торговли электрической энергией на общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического союза. Кроме того, участники мероприятия ознакомились с презентационными материалами казахстанской и российской сторон о возможности проведения имитационных торгов электрической энергией в рамках общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

В Москве состоялось 32-е заседание КОТК

27–28 марта в г. Москве состоялось 32-е заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии (КОТК). От Беларуси в мероприятии приняли участие член КОТК, генеральный директор РУП «ОДУ» Д.В. Ковалев и начальник службы электрических режимов РУП «ОДУ» А.З. Чайковский, входящий в состав рабочих групп КОТК «Планирование и управление», «Регулирование частоты и мощности» и «Устойчивость энергосистем».

В ходе мероприятия были утверждены основные параметры энергообъединения на 2018–2019 годы, обеспечивающие надежную параллельную работу энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии за счет совместного скоординированного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также поддержания необходимых резервов активной мощности.



Участники КОТК также обсудили итоги работы национальных энергосистем в 2017 году и в осенне-зимний период 2017/2018 года. В докладе белорусской стороны были отмечены основные показатели работы ОЭС Беларуси в 2017 году и наиболее перспективные направления развития энергосистемы: строительство Белорусской АЭС, мероприятия по ее интеграции в энергосистему, внедрение в системообразующей сети средств компенсации реактивной мощности, реконструкция главного диспетчерского щита Белорусской энергосистемы.

Страны Балтии планируют выйти из энергокольца БРЭЛЛ

22 марта в г. Москве участники 34-го заседания Комитета энергосистем Электрического кольца (ЭК) БРЭЛЛ обсудили вопросы совершенствования нормативно-технической базы, регулирующей параллельную работу энергосистем БРЭЛЛ (Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы). В частности, были внесены изменения в Положение об организации оперативно-диспетчерского управления синхронной работой ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы в связи с созданием блока регулирования сальдо-перетоков электроэнергии и мощности энергосистем стран Балтии (Блок Балтии). Изменения вступят в силу по истечении 7 рабочих дней с даты подписания соответствующего протокола руководителями сторон Соглашения о параллельной работе энергосистем БРЭЛЛ.

Комитетом энергосистем БРЭЛЛ также согласовано внесение изменений в Инструкцию по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в ЭК БРЭЛЛ, связанных с изменением состава контролируемых сечений ЭК БРЭЛЛ, утверждена актуализированная редакция Перечня распределения объектов диспетчеризации ОЭС Беларуси, ЕЭС России, ЭС Эстонии, ЭС Латвии и ЭС Литвы по способу диспетчерского управления.

Участники заседания рассмотрели проекты программы проведения испытаний и Инструкции по выделению энергосистем стран Балтии на изолированную работу от ЕЭС России и ОЭС Беларуси и восстановлению параллельной работы. Стороны договорились подготовить Список аварийных ситуаций, при наступлении которых прекращается подготовка к испытанию (испытание) и восстанавливается исходная схема ЭК БРЭЛЛ.

«Мы осознаем свою ответственность перед мировым сообществом»



Заместитель Министра энергетики Республики Беларусь дал интервью литовской телерадиовещательной компании LRT, в котором подробно ответил на вопросы, волнующие сегодня общественность Литвы в связи со строительством Белорусской АЭС.

В частности, М.И. Михадюк сообщил, что Островецкая площадка была выбрана в качестве приоритетной для строительства Белорусской АЭС в результате беспрецедентных по масштабу изысканий. Оценка воздействия на окружающую среду Белорус-

ской АЭС (ОВОС) разработана в полном соответствии с рекомендациями Орхусской конвенции и Конвенции Эспо. Все страны-соседи, в том числе и Литва, были уведомлены о намерении Беларуси строить АЭС, им был отправлен отчет по ОВОС для рассмотрения.

Для строительства АЭС выбран самый современный проект поколения 3+ с ядерными энергетическими реакторами типа ВВЭР. Проект имеет самый высокий коэффициент установленной мощности, оптимальное сочетание пассивных и активных систем безопасности и является референтным, то есть уже реализован в других странах.

Все эксперты в области ядерной энергетики, побывавшие на площадке строительства Белорусской АЭС, отметили надежность и безопасность проекта и подтвердили, что процесс сооружения организован на высоком уровне. Опыт Беларуси в организации строительства и создания инфраструктуры АЭС был высоко оценен миссией МАГАТЭ по оценке национальной ядерной инфраструктуры (миссия ИНИР). Белорусский опыт был рекомендован для использования другим странам.

Что касается инцидентов на строительной площадке, то ни один из случаев не подпадает под принятую в мире Международную шкалу оценки ядерных событий (INES), о которых надо уведомлять общественность и соседние страны, подчеркнул М.И. Михадюк. Все случаи квалифицируются как события нулевого уровня опасности, то есть не влияющие на безопасность объекта, персонала и окружающей среды.

Заместитель Министра отметил, что отказ Литвы от приобретения электроэнергии с Белорусской АЭС – это политическое решение, в результате которого больше пострадает литовский потребитель. Отключение Литвы от энергосистемы бывшего Советского Союза повлечет большие затраты для энергосистемы Литвы.

М.И. Михадюк также подчеркнул, что самое важное в безопасности – это высококвалифицированный персонал. В Беларуси вопросом подготовки персонала для АЭС серьезно занимаются. За три года до пуска начата его подготовка в собственном учебно-тренировочном центре, где все программное обеспечение, тренажеры соответствуют не какому-то абстрактному, а рабочему проекту станции.

«Найдите другую такую АЭС в мире! Безопасность атомной станции – наш главный приоритет!» – завершил интервью М.И. Михадюк.

Эксперты ЕС посетили Белорусскую АЭС

С 12 по 16 марта в Беларуси работали 17 экспертов из 15 стран во главе с представителем Офиса по ядерному регулированию Великобритании Марком Фоем. Визит в Беларусь европейских экспертов – один из этапов рассмотрения результатов стресс-тестов Белорусской АЭС в рамках партнерской проверки, которая проводится в соответствии с добровольно принятыми Республикой Беларусь обязательствами и по согласованному с Европейской комиссией алгоритму.

14 марта группа европейских экспертов осмотрела экспозицию информационного центра Белорусской АЭС в г. Островец, посетила ряд сооружений на строительной площадке станции. Участники мероприятия побывали в зданиях реактора, турбинного отделения, управления системами безопасности и на других объектах. В учебно-тренировочном центре эксперты ознакомились с ходом подготовки персонала станции, а также провели консультации с белорусскими специалистами.

Руководитель группы Марк Фой отметил, что белорусская сторона быстро и детально подготовила и до визита экспертов представила ответы на значительное количество вопросов в сопровождении дополнительных материалов, проявила открытость и прозрачность при взаимодействии с экспертами в рамках проверки. Он подчеркнул, что это был ценный обмен информацией и хорошо организованный визит, включая посещение площадки строительства Белорусской АЭС.



Итоговая версия Отчета о партнерской проверке будет опубликована в открытом доступе в июле 2018 года. Выводы по итогам проверки будут полезны для разработки и последующей реализации мероприятий по совершенствованию безопасности Белорусской АЭС, ее способности противостоять экстремальным внешним природным воздействиям.

Обсуждены вопросы повышения надежности работы и развития электросетей Белорусской энергосистемы

С 28 февраля по 2 марта на базе Лидских электрических сетей под руководством первого заместителя генерального директора – главного инженера ГПО «Белэнерго» С.Т. Машковича состоялось совещание ГПО «Белэнерго» по вопросам повы-

шения надежности работы и развития электрических сетей Белорусской энергосистемы.

Участники совещания обсудили итоги работы электрических сетей 0,4–750 кВ, выполнение мероприятий по повышению надежности их работы за 2017 год и задачи на 2018 год; основные направления технической политики объединения по эксплуатации и перспективному развитию электрических сетей; тенденции снижения расхода электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях и другие вопросы.

В рамках семинара, в частности, обсуждались и демонстрировались возможности использования беспилотных летательных аппаратов для осмотра электрооборудования и объектов электросетей. На совещании впервые был представлен рейтинг электросетевых филиалов и районов электрических сетей, сформированный по критериям оценки показателей эффективности работы.

Филиалы

- I место – Гродненские ЭС (8,14 балла)
- II место – Минские кабельные сети (8,33 балла)
- III место – Лидские электрические сети (8,71 балла)

РЭС

- I место – Гродненский городской РЭС филиала «Гродненские электрические сети» (19,625 балла)
- II место – Чечерский РЭС филиала «Жлобинские электрические сети» (23 балла)
- III и IV место – Свислочский РЭС филиала «Волковысские электрические сети» и Корелицкий РЭС филиала «Лидские электрические сети» (29,875 балла)
- V место – Вороновский РЭС филиала «Лидские электрические сети» (32,875 балла)

Минэнерго продолжит стимулировать строительство котельных на торфе для экономии бюджетных средств

3 марта Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Пупчик посетил котельную в д. Рудавка Несвижского района. Котельная мощностью 4 МВт, работающая на торфяном топливе, введена в эксплуатацию в Несвижском районе в декабре 2017 года.

В ходе визита Министр заявил журналистам, что Минэнерго продолжит стимулировать строительство котельных на торфе путем долевого участия в финансировании инвестиционных проектов. Активно эти вопросы решаются в Витебской и Минской областях. Недавно обсуждалась возможность реализации подобных инвестпроектов в Брестской области.

Министр отметил, что применение котельных на торфе способствует повышению эффективности их работы, ведь фрезерный торф является самым дешевым видом топлива – он дешевле, чем дрова, торфяные брикеты, щепа, каменный уголь. Снижение себестоимости тепла позволяет быстро обеспечить окупаемость проекта и экономит бюджетные деньги за счет уменьшения объема субсидирования тарифов для населения.

Кроме того, многие предприятия торфяной промышленности получают шанс дополнительно загрузить свои мощности. Так, новые объемы поставки фрезерного топлива на котельную позволили обеспечить рентабельную работу филиала «Несвижский» Старобинского торфобрикетного завода, сохранить более полусотни рабочих мест, обеспечить возможность роста заработной платы на предприятии и гарантировать занятость не менее чем на 50 лет.

Инновации в техническом обслуживании внутридомового газового оборудования

1 марта на базе РУП «Могилевоблгаз» состоялся совместный областной семинар по техническому обслуживанию внутридомового газового оборудования. В семинаре приняли участие главные инженеры производственных управлений и районов газоснабжения предприятия, а также представители сервисных центров, уполномоченных на техническое обслуживание газового оборудования на территории Могилевской области. Ключевым моментом мероприятия стала презентация «Личного кабинета сервисного центра», разработанного силами работников РУП «Могилевоблгаз». Возможности «Личного кабинета» позволяют вести учет потребителей газа, оборудование которых находится на обслуживании сервисного центра; формировать графики (планы) технического обслуживания газоиспользующего оборудования, вносить информацию о техническом обслуживании; иметь доступ к нормативным документам, действующим в области эксплуатации и технического обслуживания газоиспользующего оборудования, реализовывать ряд других функций.

Главным преимуществом «Личного кабинета сервисного центра» является его взаимосвязь с программным комплексом РУП «Могилевоблгаз» АРМ «ГазСервис», в котором ведется учет потребителей газа, газоиспользующего оборудования, находящегося в эксплуатации, и вносятся сведения о планировании и выполнении технического обслуживания.

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

Поздравляем!

Витебские и брестские энергетики удостоены высоких наград

Указом Президента Республики Беларусь от 3 марта 2018 года № 96 за многолетний и плодотворный труд, заслуги в сфере энергетики медалью «За трудовые заслуги» награждены: А.М. Богданов – мастер Шумилинского РЭС Витебских электросетей; А.А. Базыленко – директор Лукомльской ГРЭС; В.Д. Исаев – электрослесарь мини-ТЭЦ «Восточная» Витебских тепловых сетей; П.С. Савицкий – заместитель начальника цеха по ремонту Новополоцкой ТЭЦ; Д.Н. Скляренко – старший машинист котлотурбинного цеха Березовской ГРЭС; М.А. Тюшкевич – мастер производственного участка цеха по ремонту турбинного оборудования филиала «Белоозерскэнергоремонт» РУП «Брестэнерго». Почетного звания «Заслуженный энергетик Республики Беларусь» удостоен С.Ф. Бровко – электромонтер оперативно-выездной бригады Сенненского РЭС Оршанских электросетей.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ФАКТЫ. ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА

ОПЕК повысила прогноз роста мирового спроса на нефть в 2018 году

ОПЕК улучшила прогноз по росту мирового спроса на нефть в 2018 году до 98,6 млн барр./сут. В то же время аналитики скептически оценивают дальнейшую динамику стоимости нефти. Они считают, что рекордные темпы добычи в Соединенных Штатах препятствуют усилиям стран-экспортеров по балансировке рынка и давят на цены.

Эксперты не исключают, что сегодняшний рост цен на нефть носит временный характер и снижение котировок возобновится в ближайшее время. Ключевым негативным фактором для рынка является рекордный рост добычи и буровой активности в Соединенных Штатах.

По оценке Управления энергетической информации США (EIA), в январе производство нефти в Штатах достигло отметки 10,2 млн барр. Аналитики ведомства подчеркивают, что в ноябре 2017 года американские нефтепроизводители впервые за 38 лет перешагнули порог добычи в 10 млн барр. Согласно расчетам EIA, новая планка в 11 млн будет достигнута уже в ноябре этого года.



По мнению экспертов, американские сланцевые производители весной могут увеличить добычу еще на 80–110 тыс. барр./сут. В пользу таких ожиданий играют налоговые льготы в стране, а также общая ценовая конъюнктура. При уровне цен выше \$ 55 за баррель добыча сланцевой нефти становится высококорентабельной и вступает в острую конкуренцию с производством ОПЕК.

Аналитики EIA ожидают, что в 2018 году среднегодовой объем производства нефти в США достигнет исторического максимума в 10,6 млн барр./сут (против 9,3 млн в 2017 году). Предыдущий рекорд был установлен в 1970-м – тогда Соединенные Штаты в среднем добывали 9,6 млн барр. в день. При этом, как прогнозируют эксперты агентства, в 2019 году показатель составит 11,2 млн барр./сут.

Эта статистика свидетельствует, что США не остановятся на достигнутом и продолжат перенасыщать сырьем глобальный рынок. Энергетическая политика США во многом заставила ОПЕК пересмотреть прогноз добычи государств вне картеля на 2018 год. В докладе организации отмечено, что данный показатель увеличится на 1,4 млн барр./сут по сравнению с 2017 годом – до 59,26 млн барр. в день.

Поскольку такая динамика компенсирует снижение добычи в рамках соглашения ОПЕК+, эксперты говорят о балансировке рынка только к концу 2018 года, но не исключают и сохранения угрозы несбалансированности. Если страны ОПЕК+ увидят, что рынок не достиг баланса, то наиболее правильным решением будет продление сделки еще на два–четыре квартала, считают эксперты картеля.

Германия намерена отказаться от газа и угля из РФ

Эксперты агентства Standard&Poor's считают, что хотя Россия продает рекордные объемы газа и угля в Европу, однако ситуация вскоре может измениться сразу по двум причинам. Во-первых, новое правительство Германии собирается увеличить долю возобновляемой энергетики, а во-вторых, транзитный конфликт с Украиной грозит России потерей доли на европейском газовом рынке.

В программе нового правительства Германии заметная роль отводится ускоренному отказу от ископаемых энергоносителей и форсированному развитию возобновляемой энергетики ради защиты окружающей среды и глобального климата. В частности, в главе «Энергетика» экономического раздела программы говорится о том, что необходимо «стремиться к 2030 году довести долю возобновляемой энергетики примерно до 65 %». Речь фактически идет об удвоении этой доли всего за десять с небольшим лет. Для сравнения, по итогам 2017 года доля возобновляемых источников в немецкой энергетике достигала 33–36 %.

Для реализации этих целей новое правительство ставит задачу уже в 2019–2020 годах увеличить генерирующие мощности как ветропарков на суше, так и фотовольтаики на 4 ГВт. Кроме того, одним из элементов программы нового правительства ФРГ должен стать «план поэтапного сокращения и прекращения использования угля в производстве электроэнергии». Это означает, что уже со следующего года Германия может начать активно закрывать наиболее старые и вредные с точки зрения выбросов углекислого газа угольные электростанции и сократит закупки угля, в том числе в России. В качестве возможной даты окончательного отказа от угля называется 2030 год. Впрочем, подобные



планы идут вразрез с действительностью. Эксперты DW напоминают, что с 2011 года поставки угля в страну только росли.

Природному газу в главе «Энергетика» уделено минимальное внимание. Там, в частности, нет ни слова о газопроводах, тем более о «Северном потоке – 2». Новое правительство также делает ставку на сокращение энергопотребления. В частности, до 2050 года оно должно снизиться на 50 %.

Впрочем, эксперты считают, что пока спрос на газ в Европе растет, причем «Газпром» занимает 34 % рынка. В целом российский ТЭК все еще высоко ценится в Европе, несмотря на ее устремленность в новое, «зеленое» будущее. Дело в том, что нарастить мощности за счет так называемых чистых источников энергии не так просто, это работа не на один год. Во-вторых, для этого тоже нужны ресурсы – земельные, морские и материальные. Те же ветроустановки занимают определенную площадь, имеют ряд ограничений по размещению. В-третьих, экономика ЕС и Германии не стоит на месте, и чем дальше, тем выше потребность Европы в российском газе.

Эксперты напоминают, что зеленая энергетика – энергетика дорогая. Неслучайно Германия – страна с самыми высокими в Европе ценами на электроэнергию. Так что по факту развитие возобновляемой энергетики будут оплачивать потребители. Поэтому в интересах правительства сделать переход в эпоху ВИЭ максимально мягким, считают эксперты. Они утверждают, что без угля и газа такой переход невозможен.

Кроме того, напоминают специалисты, сейчас в ФРГ строится 23 новые угольные электростанции, реализуется программа по модернизации старых ТЭС. Сегодня экспорт угля в ЕС составляет 56 % от всего экспортируемого объема российского угля. Доля РФ на рынке угля в Европе достигает 32 %.

Эстония дала разрешение на строительство газопровода Balticconnector

В марте эстонское правительство дало разрешение государственному газораспределительному и электросетевому предприятию Elering на строительство газопровода Balticconnector между Эстонией и Финляндией. Его прокладку планируется начать с эстонского полуострова Пакри. Газопровод пройдет по дну Финского залива до города Инкоо в южной части Финляндии. Строить газопровод разрешено в особой экономической зоне Эстонии, его протяженность в эстонских водах составит примерно 32,8 км.

Balticconnector является первым газопроводом между Эстонией и Финляндией, который объединит газовые сети двух стран.



Его длина составит порядка 150 км, из которых 80 км будут проложены по дну моря, 22 км пройдут по суше в Финляндии и 47 км – по суше в Эстонии. Кроме того, будут построены компрессорные станции по обе стороны Финского залива. Газопровод проектировался как часть Трансъевропейских энергетических сетей (TEN-E), созданных с целью обеспечения эффективной работы энергетического рынка и его диверсификации.

Газопровод позволит передавать между распределительными сетями Эстонии и Финляндии до 7,2 млн м³ газа в день. Предполагают, что этот проект увеличит надежность и безопасность энергоснабжения в регионе. Его стоимость оценивается почти в €300 млн, из которых ЕС планирует выделить свыше €200 млн. По информации компании Elering, строительство МГП Balticconnector могут начать во второй половине этого года.

В Швейцарии вступили в силу новые правила субсидирования солнечных электростанций

В Швейцарии в начале года вступили в силу некоторые новые правила и новая нормативно-правовая база, которые станут определяющими для развития в стране солнечной энергетики. Первый пакет мер согласно «Энергетической стратегии 2050» стал законом, обязательным к исполнению с начала текущего года.

Так, «зеленый» тариф (KEV) заменит единовременная субсидия (EIV). Пользоваться компенсацией за каждый киловатт-час подаваемой в сеть электроэнергии по фиксированной цене продолжат только операторы крупномасштабных солнечных электростанций, которые зарегистрировали свою генерирующую установку с целью получения финансирования до середины 2012 года. Все остальные солнечные электростанции получат единовременную субсидию в размере до 30 % от инвестиционных затрат.

Федеральное ведомство по энергетике предполагает, что выплата инвестиционной поддержки операторам солнечных электростанций малой мощности может занять до 2,5 лет. Операторам мощных солнечных электростанций придется ожидать выплаты до 6 лет.

Упростились правила, касающиеся потребления солнечной электроэнергии для собственных нужд. Теперь допускается совместное пользование произведенной солнечной электроэнергией.

Установлены новые правила расчета тарифов на подачу электроэнергии в сеть. Солнечные электростанции, зарегистрированные как системы для производства электроэнергии для собственных нужд и в настоящее время субсидируемые за счет единовременной выплаты, в будущем будут получать больше за избыточную электроэнергию, подаваемую в сеть. Сетевым операторам больше не разрешено рассчитывать тариф за поданную в сеть электроэнергию, основываясь исключительно на цене, которую они могли бы заплатить за покупку электроэнергии от традиционных источников, если бы «солнечной» альтернативы не было. Теперь они должны учитывать коэффициент, связанный с фактической стоимостью произведенной гелиостанциями электроэнергии. Это приведет к увеличению тарифов на подаваемую в сеть электроэнергию во многих областях энергоснабжения.

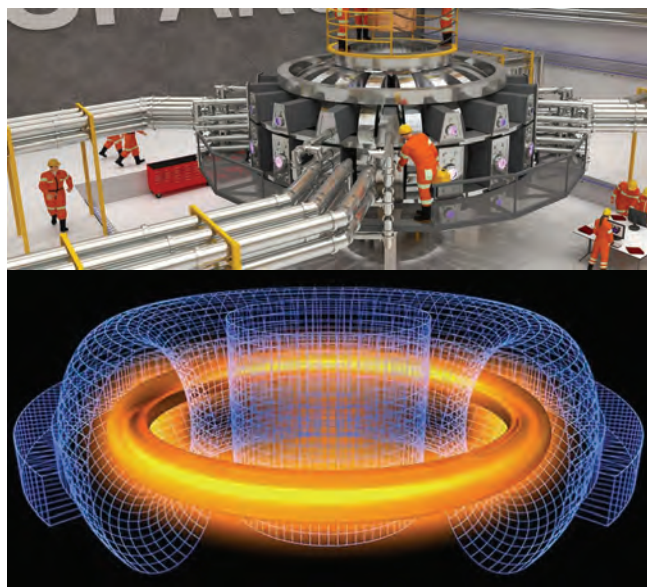


Предусмотрена обязательная прямая продажа электроэнергии. В будущем операторам крупных солнечных электростанций придется самим заниматься продажей произведенной электроэнергии на энергетической бирже. То же касается и существующих электростанций. С 2020 года они должны перейти на прямые продажи электроэнергии, если их мощность составляет более 500 кВт. Владельцы солнечных электростанций мощностью не менее 100 кВт, введенных в эксплуатацию с 1 января 2018 года, также должны будут перейти на прямые продажи к 2020 году. До тех пор они будут получать рыночную цену за поданную солнечную электроэнергию – в дополнение к единовременной субсидии. Но закон разрешает им перейти на прямые продажи и ранее указанного срока. В этом случае стоимость их электроэнергии будет определяться ценой на энергетической бирже и премией за подачу электроэнергии в сеть.

Термоядерный синтез для энергетики

Физики Массачусетского технологического института и компания Commonwealth Fusion Systems объявили о готовности создать работающий термоядерный реактор в ближайшие 15 лет. В нем будет осуществляться термоядерный синтез, подобный тому, что протекает в недрах звезд. Для этой цели ученые используют сверхпроводящие магниты, изготовленные из оксида иттрия-бария-меди (YBCO).

Новая технология будет протестирована в ходе эксперимента Spars, для которого будет изготовлен компактный токамак –



тороидальная камера для магнитного удержания сверхгорячей плазмы. Планируется, что в ходе испытания термоядерный реактор будет использоваться для получения 100 МВт тепловой энергии. Если эксперимент окажется успешным, то ученые создадут более крупный реактор, генерирующий 200 МВт.

Большинство сверхпроводников функционируют при температурах, близких к абсолютному нулю (–273° С). YBCO – высокотемпературный сверхпроводник, который работает при температуре 77 К (–196,15° С). Из этого материала можно изготовить мощные магниты, которые способны генерировать магнитное поле рекордной силы. Например, YBCO-магнит, созданный National High Magnetic Field Laboratory, создает поле силой в 32 Тл. Кроме того, высокотемпературный сверхпроводник позволяет делать достаточно мощные магниты относительно небольших размеров.

В декабре прошлого года сообщалось, что международный термоядерный экспериментальный реактор ИТЭР (International Thermonuclear Experimental Reactor, ITER) построен на полную. Установку планируется запустить в 2025 году.

Симулятор Honeywell ускорит профподготовку персонала в энергетике на 66 %

Учитывая тенденцию старения кадров и необходимость качественной передачи знаний молодым специалистам, американская компания Honeywell разработала систему профессионального обучения Connected Plant Skills Insight Immersive Competency. Она предназначена для ускоренного и более эффективного обучения нового производственного персонала для энергетики за счет перевода процесса обучения на современные технологии.

Благодаря сочетанию смешанной реальности, современных методов информационного анализа и более чем 25-летнего опыта Honeywell в области профессионального обучения персонала удалось создать уникальную интерактивную среду обучения без отрыва от производства. В данном решении применяется первый и пока единственный в мире голографический компьютер HoloLens от Microsoft и гарнитуры смешанной реальности Windows Mixed Reality, позволяющие симулировать различные сценарии работы контроллера Honeywell С300, такие как отказ основного контроллера и переключение при отказе, неисправность кабеля, отказ источника питания. Симуляция этих сценариев позволяет обучать персонал и проверять приобретенные навыки.

Решение корпорации Honeywell, симулирующее конкретные действия работника в виртуальных средах, доступ к которым осуществляется через облако, обеспечивает для обучаемого близкое к естественному взаимодействие и обмен информацией как с коллегами, так и с инструктором. При этом обучаемые, так же как и при работе на авиатренажере, могут в безопасной обстановке изучать последствия принимаемых ими решений. Такой подход позволяет на 100 % повысить эффективность поддержания навыков по сравнению с традиционными методами обучения и сокращает продолжительность технического обучения на 66 %. Дополнительно за процессом обучения сотрудников можно наблюдать в рамках официальной системы управления профессиональной подготовкой.

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

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМ РЗА НА ОБЪЕКТАХ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Релейная защита и автоматика (РЗА) является неотъемлемым элементом любой электроэнергетической системы. Без устройств РЗА невозможна нормальная работа как энергосистемы в целом, так и отдельных ее составляющих: трансформаторов, генераторов, линий электропередачи и т.д. Поэтому постоянное совершенствование систем РЗА остается первоочередным условием обеспечения непрерывного надежного энергоснабжения потребителей.



М.А. ШЕВАЛДИН,
м.т.н., начальник отдела эксплуатации релейной защиты и автоматики электрооборудования и электрических сетей ГПО «Белэнерго»

Устройства РЗА постоянно и непрерывно должны обеспечивать свои функции на элементах любого класса напряжения: как для оборудования напряжением 220 В, так и для элементов электрического комплекса с высшим напряжением 750 кВ. Большинство людей о системах РЗА знают очень мало или не знают ничего. Оно и понятно: если о данном направлении мало говорят, значит, оно функционирует надежно, с обеспечением требуемых технических показателей, постоянно совершенствуется и системно развивается.

Среди важнейших факторов успешного развития систем РЗА в электроэнергетике специалисты называют такие, как правильная техническая политика

в области совершенствования РЗА, обновление физически и морально устаревшего оборудования, обеспеченность релейных служб, строительно-монтажных, наладочных и проектных организаций квалифицированным персоналом и др. В этом ряду техническая политика занимает особое место.

Техническая политика в области эксплуатации РЗА

Реализация единой технической политики в области развития систем РЗА на объектах Белорусской энергосистемы – ключевая задача отдела эксплуатации релейной защиты и автоматики

электрооборудования и электрических сетей ГПО «Белэнерго», который был сформирован в конце 2013 года и с тех пор курирует вопросы РЗА всей Белорусской энергосистемы [1]. Его деятельность направлена в первую очередь на обеспечение надежности, устойчивости, экономичности и безопасности работы энергосистемы, а также повышение качества работы служб, ответственных за функционирование РЗА, развитие и совершенствование систем защиты и автоматики.

По состоянию на 1 января текущего года на объектах ГПО «Белэнерго» эксплуатируется более 63 тыс. устройств РЗА. Их качественный анализ, проведенный в 2018 году, показал, что устройства РЗА на электромеханической элементной базе составляют около 61 %, на микропроцессорной – более 36 %, на микроэлектронной – около 3 %. Более 53 % всех устройств РЗА исчерпали свой нормативный срок службы, установленный производителем, но, несмотря на это, по-прежнему находятся в работе и качественно выполняют свои функции.

Наибольшее количество устройств РЗА, исчерпавших нормативный срок службы, эксплуатируется в РУП «Брест-



Современные шкафы управления и измерений на подстанции

энерго» (70,8 %) и РУП «Могилевэнерго» (61,9 %), наименьшее – в РУП «Гомельэнерго» (35,7 %) и РУП «Витебскэнерго» (38,7 %).

Высокий процент устройств РЗА, работающих сверх нормативного срока, является прямым фактором увеличения вероятности неправильной работы устройств РЗА, а это, в свою очередь, может привести к тяжелейшим не только локальным, но и системным авариям. Самая распространенная причина неправильной работы устройств и аппаратуры РЗА – старение изоляции, элементов и компонентов. В связи с этим одной из приоритетных целей технической политики является совершенствование технического обслуживания устройств РЗА в Беларуси. Среди наиболее действенных мер по развитию данного направления следует выделить существенное увеличение – с шести до восьми лет – цикла технического обслуживания микропроцессорных устройств и аппаратуры РЗА электрических сетей и электрооборудования напряжением от 0,4 до 750 кВ. Ввод данной нормы стал возможен после тщательного анализа статистических данных и длительных консультаций и совещаний специалистов по РЗА всей Белорусской энергосистемы.

Обновленные подходы к техническому обслуживанию РЗА были закреплены в отраслевом техническом нормативно-правовом акте – СТП 09110.35.601-15 «Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4–35 кВ», а также в протоколе совещания начальников служб релейной защиты и автоматики РУП-облэнерго и РУП «ОДУ» в г. Минске № 405 от 16–17 декабря 2015 года.

В 2017 году Белорусская энергосистема ощутила существенное положительное влияние данного нововведения. Если ранее количество ежегодно обслуживаемых в соответствии с планом графиком устройств РЗА I–III групп на объектах Белорусской энергосистемы составляло порядка 4 тыс., то уже в 2017 году было отмечено уменьшение их количества на 35,5 % по сравнению с 2016 годом и на 26,8 % – по сравнению с 2015-м. По предварительным прогнозам на 2018 год, этот показатель будет коррелировать с аналогичным показателем предыдущего года. Тем самым можно констатировать, что данная мера позволила сэкономить значительные средства для развития Белорусской энергоси-

стемы, в том числе для модернизации и реконструкции устройств РЗА.

Переход на новые технологии

Благодаря проводимой ГПО «Белэнерго» технической политике удалось переломить негативную тенденцию увеличения количества устройств РЗА, исчерпавших нормативный срок службы, хотя указанный параметр еще далек от своих оптимальных значений (не более 25–40 % от всех устройств РЗА).

В рамках ремонтной кампании и инвестиционной деятельности объединения в последние годы осуществляется переход устройств и аппаратуры РЗА с электромеханической и микроэлектронной элементной базы на микропроцессорную. Это позволяет снизить эксплуатационные затраты на техни-

Наибольший процент внедрения микропроцессорных устройств РЗА среди РУП-облэнерго отмечен в РУП «Гомельэнерго» (55,3 %) и РУП «Гродноэнерго» (48,4 %), наименьший – в РУП «Могилевэнерго» (31,6 %) и РУП «Брестэнерго» (31,2%).

Еще одним инновационным направлением развития РЗА является внедрение технологии «цифровая подстанция». Как упоминалось в [2], в Беларуси серьезно рассматривается вопрос строительства уникальных электросетевых объектов по этой технологии. В феврале 2015 года в филиале Гомельские электрические сети РУП «Гомельэнерго» была введена в строй первая в Белорусской энергосистеме подстанция с использованием данного подхода. Специалисты рассчитывают, что внедрение технологии «цифровая подстанция» на объектах ГПО «Белэнерго» позволит в даль-



Шкафы релейной защиты и автоматики с микропроцессорными устройствами РЗА на ПС 330 кВ «Поставы»

ческое обслуживание устройств РЗА, однако требует наличия дефицитных высококвалифицированных кадров.

Необходимо также отметить положительную тенденцию в области внедрения микропроцессорных устройств РЗА: за прошедший год рост их применения на объектах Белорусской энергосистемы составил более 10 %. Это связано не только с заменой устаревших устройств на современные, но и с беспрецедентной модернизацией высоковольтного электросетевого комплекса Белорусской энергосистемы, в том числе в рамках строительства схемы выдачи мощности с Белорусской атомной электростанции.

нейшем значительно сократить объем работ по техническому обслуживанию устройств РЗА, а также снизить стоимость проектирования, строительства и реконструкции электросетевых объектов Белорусской энергосистемы.

В настоящее время в Беларуси с использованием указанной технологии строятся ПС 330 кВ «Металлургическая» (филиал «Жлобинские электрические сети» РУП «Гомельэнерго»), ПС 110 кВ «Островец-Восточная» (филиал «Ошмянские электрические сети» РУП «Гродноэнерго») и реконструируются ПС 330 кВ «Могилев 330» и ПС 110 кВ «КШТ» (филиал «Могилевские электрические сети» РУП «Могилевэнерго»).

Одной из задач, которая успешно решается в рамках внедрения новых технологий, является импортозамещение. В частности, разработкой устройств и аппаратуры РЗА, в том числе по направлению «цифровая подстанция», занимается белорусское предприятие ОАО «Белэлектромонтажналадка», входящее в состав ГПО «Белэнерго». В настоящий момент около 59 % всех микропроцессорных устройств РЗА на объектах ГПО «Белэнерго» – производства ОАО «Белэлектромонтажналадка» (для сравнения, доля ближайшего конкурента в этой области – швейцарско-шведской компании АВВ – 17,5 %), в том числе около 73 % всех микропроцессорных устройств РЗА в распределительной сети 6–10 кВ (производства АВВ – около 10 %).

Специалисты ОАО «Белэлектромонтажналадка» активно разрабатывают и внедряют новые типы устройств РЗА, в том числе очередной уникальный продукт импортозамещения – микропроцессорный терминал РЗА типа МР-771, представляющий собой комплекс дистанционно-токовых защит линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше. Выпуск данного устройства, с учетом уже налаженного производства других элементов систем РЗА, включая аппаратуру приема-передачи команд противоаварийной автоматики, позволяет организовывать релейную защиту и автоматику сетей и подстанций 110 кВ и ниже исключительно на оборудовании белорусского производства. Тем самым удается значительно снизить импортную составляющую и, как следствие, эксплуатационные и материальные затраты при строительстве, реконструкции и модернизации объектов Белорусской энергосистемы.

Анализ срабатывания РЗА и меры по обеспечению правильности их работы

В Белорусской энергосистеме устройства РЗА электрооборудования и электрических сетей напряжением 110–750 кВ сработали в 2017 году 2555 раз, из них 2541 раз – правильно, то есть процент правильной работы устройств РЗА составил 99,45 %. Он превысил соответствующий показатель 2012–2016 годов (99,08–99,40 %).

Четвертый год подряд лидером в обеспечении правильности работы РЗА

является РУП «Витебскэнерго». В прошедшем году предприятие продемонстрировало самый высокий процент правильной работы устройств РЗА. В тройку лучших по этому показателю вошли также РУП «Брестэнерго» (в 2016 году здесь отмечался самый низкий процент) и РУП «Минскэнерго», где данный показатель также выше среднего по энергосистеме (34,1 % от всех срабатываний в целом по ГПО «Белэнерго»). Наименьшее число правильных срабатываний устройств РЗА в сравнении с другими РУП-облэнерго в 2017 году, как и в 2016-м, зафиксировано в РУП «Гродноэнерго».

Число нарушений в работе энергосистемы (отказов), связанных с эксплуатацией устройств РЗА, за январь–декабрь 2017 года уменьшилось до 21 по сравнению с аналогичным периодом 2016 года (22 отказа), то есть на ~5 %.

Приведенные данные свидетельствуют в первую очередь о высоком качестве работы эксплуатационного персонала Белорусской энергосистемы с устройствами РЗА и планомерном и системном подходе к решению проблем и задач в этой области.

Необходимо также учитывать тот факт, что устройства и аппаратура РЗА срабатывают несколько тысяч раз в год: как отмечено ранее, только в сети 110–750 кВ – более 2500 раз, а в целом по ГПО «Белэнерго» в сетях 6–750 кВ – более 15 000 раз. При этом отмечаются лишь единичные случаи неправильной работы РЗА, которые тщательно расследуются и анализируются персоналом, обеспечивающим эксплуатацию указанных устройств в филиалах и РУП-облэнерго, а также специалистами ГПО «Белэнерго», курирующими эту сферу, после чего принимаются соответствующие меры.

Подробный анализ работы устройств РЗА в прошедшем году, в том числе в сравнении с предшествующими периодами, представлен в «Информационном бюллетене по работе устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) на объектах ГПО «Белэнерго» за 2017 г.».

По наиболее характерным нарушениям в работе энергосистемы подготавливаются специализированные директивные материалы. В частности, по нарушению, произошедшему 16 марта 2017 года в филиале «Березовская ГРЭС» РУП «Брестэнерго», разработан циркуляр ГПО «Белэнерго» Ц-01-2018(Э) «О предотвращении случаев неправильной работы устройств

РЗА из-за ложного формирования сигналов на входе этих устройств путем задания времени задержки на дискретных входах»; по нарушению, произошедшему 6 июня 2017 года в филиале «Минская ТЭЦ-3» РУП «Минскэнерго», выпущено информационное письмо ИП-03-2017 «О нарушении в работе сети напряжением 10 кВ с резистивным заземлением нейтрали в филиале «Минская ТЭЦ-3» РУП «Минскэнерго» при однофазных замыканиях на землю».

Определенная часть работы по совершенствованию РЗА проводится в рамках реализации проектов по строительству АЭС в Республике Беларусь, сооружению схемы выдачи мощности БелАЭС и связи с энергосистемой, реконструкции крупнейшей в Белорусской энергосистеме ПС 750 кВ «Белорусская».

Особое значение для успешного развития систем РЗА имеет формирование нормативно-технической базы в этой сфере. В частности, в 2017 году специалисты отдела эксплуатации релейной защиты и автоматики электрооборудования и электрических сетей ГПО «Белэнерго» курировали подготовку ряда документов, касающихся деятельности служб РЗА, в том числе:

- СТП 33240.45.101-17 «Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов»;
- СТП «Цифровые подстанции. Требования к проектированию»;
- РД 34.10.395-90 (СТП 33240.10.360-18 «Нормы расхода запасных реле и запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в сетях напряжением 35 кВ и выше» (новая редакция));
- СТП 09110.35.519-10 «Положение о службах релейной защиты и электроавтоматики» (новая редакция) и др.

В IV квартале 2017 года в Могилеве было проведено очередное совещание начальников служб РЗА аппаратов управления РУП-облэнерго, на котором обсуждался широкий круг вопросов, касающихся различных аспектов деятельности служб РЗА, а также ключевые проблемы в этой сфере и конкретные пути их решения.

Задачи по совершенствованию РЗА на объектах Белорусской энергосистемы

Для обеспечения надежной и экономичной работы Белорусской энергосистемы, а также бесперебойного элект



Токоограничивающие реакторы, установленные на ОРУ ПС 330 кВ «Поставы»

троснабжения потребителей страны специалистам энергосистемы, курирующим вопросы РЗА, в рамках реализации единой технической политики необходимо осуществлять комплекс организационно-технических мер по эксплуатации, реконструкции, модернизации и поддержанию на высоком техническом уровне устройств и аппаратуры РЗА.

Среди первоочередных индикативных показателей и задач по совершенствованию РЗА на объектах Белорусской энергосистемы в 2018 году следует выделить следующие:

- выполнение графиков технического обслуживания устройств РЗА I–III групп не менее чем на 99 %;
- обеспечение правильной работы устройств РЗА электрооборудования и электрической сети 110 кВ и выше не менее чем в 99 % случаев;
- недопущение значительного увеличения (более чем на 20 %) количества нарушений в работе энергосистемы, связанных с эксплуатацией устройств РЗА, по сравнению с 2017 годом;

– дальнейшее внедрение на объектах ГПО «Белэнерго» технологии «цифровая подстанция»;

– проведение работы по уменьшению количества устройств РЗА, исчерпавших нормативный срок службы;

– целенаправленная работа по повышению квалификации персонала, курирующего вопросы РЗА.

По мнению специалистов, главным направлением развития РЗА в ближайшие годы будет внедрение цифровых устройств РЗА, интегрирующих в себе сервисные функции и новые информационные технологии. Принимая во внимание сложность этих технологий, появление новых устройств РЗА, их значительное разнообразие, а также повышение значения систем защиты и автоматики в обеспечении надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей и устойчивости работы Белорусской энергосистемы в целом, остро встает вопрос обучения персонала, эксплуатирующего устройства РЗА. В связи с этим в ГПО «Белэнерго» особое вни-

мание уделяется постоянному систематическому обучению и повышению квалификации персонала, которое осуществляется в филиалах согласно ежегодно разрабатываемым и реализуемым планам технической учебы.

Обучение и повышение квалификации кадров, в том числе специалистов по эксплуатации РЗА, ведется в основном собственными силами, без привлечения сторонних организаций, на базе отраслевых учебных заведений: учебных центров РУП-облэнерго, ГУО «Центр повышения квалификации руководящих работников и специалистов энергетики» и др. Специалисты организаций ГПО «Белэнерго» проводят лекционные и практические занятия для сотрудников предприятий Белорусской энергосистемы и в других государственных учебных заведениях республики, в первую очередь в Белорусском национальном техническом университете.

Решение проблемы дефицита высококвалифицированных кадров все время будет оставаться задачей на перспективу, поскольку с каждым годом технологии совершенствуются, появляются новые, более современные устройства автоматики и защиты, а значит, подготовка кадров, работающих с РЗА, будет требовать постоянного и все более пристального внимания.

Вывод

Таким образом, для обеспечения надежной и экономичной работы Белорусской энергосистемы, а также бесперебойного электроснабжения потребителей страны, специалистами энергосистемы, курирующими вопросы РЗА, в рамках реализации единой технической политики постоянно проводится комплекс организационно-технических мер по организации эксплуатации, реконструкции, модернизации и поддержанию на высоком техническом уровне устройств и аппаратуры РЗА.

Список литературы

1. *Техническая политика в сфере электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года. Основные положения* // Минск: ОАО «Экономэнерго», 2015. – 112 с.
2. Шевалдин, М.А. *Переход релейной защиты и автоматики на технологию «цифровая подстанция» назрел* / М.А. Шевалдин // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 1 (55). – С. 20–22.

ТРЕНАЖЕРНАЯ ПОДГОТОВКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ. МИФЫ И РЕАЛЬНОСТЬ

В российской энергетике накоплен многолетний опыт тренажерной подготовки оперативного персонала теплоэлектростанций. В статье анализируются традиционные способы обучения на тренажерах, проблемные аспекты его организации и контроля и предлагаются новые подходы к осуществлению тренажерной подготовки.

Часть 2.

До последнего времени тренажерная подготовка оперативного персонала ТЭС России базировалась преимущественно на использовании тренажеров (в основном компьютерных), установленных непосредственно на электростанциях. Представление о правильности такого подхода можно считать мифом. По ряду причин реализовать эффективную тренажерную подготовку персонала в рамках одной электростанции затруднительно, а в рамках отрасли – практически невозможно, даже при использовании высококачественных тренажеров.

Недозагруженность тренажеров

Условно назовем энергоблоком комбинацию из совместно работающих турбогенератора и одного или двух котлоагрегатов (независимо от того, работают они реально по блочной схеме или в рамках параллельной структуры с общим паропроводом). Таким условным блоком управляет бригада (команда) из двух или трех операторов. Естественно, что для подготовки персонала, обслуживающего энергоблок, необходимо использовать тренажер, который воспроизводит технологические процессы и процессы управления таким блоком. При этом важно, чтобы на таком тренажере одновременно занимались все члены бригады (возможно, с участием начальника смены). Количество бригад оперативного персонала котлотурбинных цехов (КТЦ), которые должны прохо-

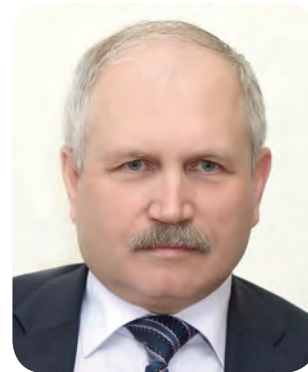
дить тренажерную подготовку, определяется количеством блоков (турбогенераторов) на электростанции. Например, если эксплуатируются 4 энергоблока, то с учетом необходимости иметь 4 укомплектованные смены оперативного персонала количество обучающихся бригад на станции должно составить 16.

Если исходить из того, что каждый оператор должен принять участие в одном восьмичасовом занятии на тренажере один раз в квартал (4 раза в год), то общее количество дней использования тренажера в год на такой станции должно составить 64. Анализ тренажерной подготовки в ПАО «Мосэнерго», проведенный авторами в 2010 году, показал, что в реальности даже на интенсивно используемых тренажерах электростанций проводится не более 50–60 восьмичасовых занятий в год. Остальное рабочее время – при 40-часовой рабочей неделе оно составит порядка 1500 ч в год – тренажеры простаивают.

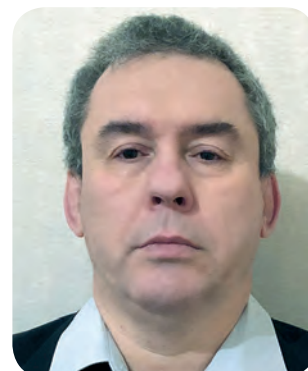
Квалифицированный инструктор: решение или проблема?

Эффективность тренажерной подготовки оперативного персонала определяется не только количеством занятий и качеством тренажеров, но и квалификацией и добросовестностью инструктора, проводящего занятия.

Тренажерное обучение предполагает выполнение на тренажерах сложных технических задач, таких как:



С.В. МИЩЕРЯКОВ,
д.э.н., генеральный директор
НП «КОНЦ ЕЭС»



В.А. РУБАШКИН,
генеральный директор
ЗАО «Тренажеры
для электростанций»

– пуски энергоблока из холодного, различных «теплых» и «горячих» состояний, а также остановы с различными режимами расхолаживания;

– реализация сложных диспетчерских графиков, в ходе которой оператор должен последовательно или параллельно выполнять множество действий (переход с одного вида топлива на другой, подключение/отключение/изменение параметров теплофикации, подключение/отключение регенерации, переходы по насосам и т.п.), в том числе с учетом требований рынка электроэнергетики;

– ликвидация последствий сложных аварийных ситуаций, в том числе частичных отказов.

Для освоения таких навыков на тренажере нужен опытный инструктор, способный эффективно обучать других выполнению задач высшего уровня сложности. Он должен обладать следующими качествами:

- хорошо знать технологию и уметь самостоятельно управлять энергоблоком;
- уметь быстро разбираться в проблемных режимных ситуациях, которые могут возникнуть на тренажере;
- знать возможности конкретного тренажера как сложного компьютерного комплекса;
- быть хорошим педагогом.

Далеко не на каждой электростанции можно найти специалиста с таким набором профессионально важных качеств. Но даже если такой работник найдется, то возникает множество других проблем, например:

- предварительно специалиста надо обучить, в частности, он должен овладеть возможностями тренажера и методами обучения, на что уходят месяцы, а иногда и годы;
- квалификация такого сотрудника предполагает достаточно высокую зарплату, что вступает в противоречие с его неполной занятостью (50–60 занятий в год);
- для инструктора будет нелегко найти штатную должность, поскольку тренажерная подготовка является для электростанции непрофильной деятельностью;
- у специалиста, ставшего инструктором тренажерной подготовки, нет перспектив роста, а если он перейдет на другую, более высокую должность, снова возникнет проблема подбора инструктора.

На ряде станций, имеющих достаточно качественные тренажеры, функции инструктора тренажерной подготовки поручают выполнять по совместительству одному из ведущих специалистов-технологов (например, начальнику КТЦ или заместителю начальника КТЦ по эксплуатации). Однако поскольку у работников, занимающих такие должности, основные производственные обязанности имеют безусловный приоритет перед обеспечением тренажерной подготовки операторов, процесс обучения становится непредсказуемым и не поддающимся организации (особенно с учетом того, что и обучаемые, которые работают

в сменах, тоже не могут свободно распоряжаться своим временем).

В большинстве случаев именно эти проблемы являются источником низкой эффективности использования установленных на электростанциях тренажеров (даже если эти тренажеры достаточно качественные).

Финансовые погрешности традиционной тренажерной подготовки

В российских тарифах на электроэнергию учтены затраты на повышение квалификации персонала, в том числе на тренажерную подготовку операторов. Поскольку потребители электроэнергии в любом случае оплачивают тренажерную подготовку персонала, ее объем и качество необходимо контролировать. Между тем применительно к тренажерам, установленным на электростанциях, объективную систему контроля объема и качества тренажерной подготовки персонала реализовать крайне трудно. Вести отчетную документацию, на основе которой осуществляется общий количественный и хотя бы выборочный качественный контроль, может только инструктор. Вместе с тем нет гарантии, что эта документация будет достоверной, так как инструктор – лицо заинтересованное и может «генерировать» нужную документацию, даже если в составе самого тренажера есть программные средства документирования.

Кроме названных трудностей существуют и другие:

- компьютерный тренажер является сложным программно-техническим комплексом и требует регулярной технической поддержки, что силами персонала станции обеспечить затруднительно;
- тренажер со временем морально и технически изнашивается и после 5–7 лет эксплуатации требует либо замены, либо модернизации;
- тренажер для оперативного персонала энергоблока – недешевый продукт: его минимальная стоимость составляет 5–8 млн российских рублей. Эти деньги выделяет, как правило, компания, которой принадлежит станция, но амортизационные расходы отчисляет сама станция. Появившаяся в последнее время тенденция отдавать безусловное предпочтение при проведении тендеров самым дешевым предложениям снижает соответствующие затраты, но не обеспечивает

столь же безусловно приобретение тренажеров высокого качества, что не способствует повышению эффективности тренажерной подготовки.

Наконец, необходимо остановиться еще на одном аспекте проблемы. На большинстве российских ТЭС установлены блоки разных типов с разными АСУ ТП, в том числе на технологически однотипном основном оборудовании. Если считать аксиомой, что оператор должен тренироваться на тренажере, максимально приближенном к блоку, на котором этот оператор работает, то большинству ТЭС нужно иметь по несколько тренажеров разных типов. Соблюдение этого требования привело бы к увеличению затрат на тренажерную подготовку персонала, снизив при этом объем использования каждого из тренажеров.

Между тем опыт показывает, что максимальная адекватность тренажера и энергоблока важна, прежде всего, для воспроизведения технологических режимов основного оборудования (котлов и турбин), так как для большой энергетики тренажер является инструментом совершенствования интеллектуальных (когнитивных), а не моторных навыков управления.

Если в целях обеспечения всеобщей тренажерной подготовки запланировать оснащение различными тренажерами всех тепловых электростанций, то выделенные на это финансовые средства будут успешно освоены, тренажеры закуплены, но в результате сформируется «кладбище» неиспользуемых или почти неиспользуемых тренажеров.

Дистанционная тренажерная подготовка как решение проблемы

Альтернативой описанному подходу к организации тренажерной подготовки операторов ТЭС является тренажерная подготовка на основе дистанционного доступа к централизованно установленным и функционирующим тренажерам через Интернет.

Рассмотрим возможности реализации такого подхода на примере котлоагрегата ТГМ-84. На 28 электростанциях единой энергетической системы России установлено 140 таких котлоагрегатов в различных модификациях (и в комплексе с ними работают, как правило, турбины типа ПТ-60 и Т-100). Кроме штатных модификаций этих котлов, отличающихся в основном количеством

горелок, существуют частные модификации, связанные с реконструкциями отдельных узлов. Кроме того, имеется значительное разнообразие систем управления и, в частности, операторских интерфейсов. Однако у большинства этих котлов идентичны или весьма близки основные характеристики, определяющие в динамике и статике поведение их параметров в сложных режимах: паропроизводительность, параметры пара, структура и размеры поверхностей нагрева, общая металлоемкость и распределение металлоемкостей по поверхностям нагрева, количество тягодутьевых механизмов и т.д.

Напомним, что предметом тренажерной подготовки операторов является выработка интеллектуальных навыков – навыков управления энергоблоком в самых сложных режимах. Это пуск из различных тепловых состояний, работа по сложным диспетчерским графикам, полный или частичный переход на резервное топливо, реагирование при возникновении отказов. Предположим, что у разработчика имеется тренажер для указанного типа котлов, достаточно качественно воспроизводящий перечисленные режимы и позволяющий иметь доступ к нему через Интернет в согласованное время и по индивидуальным для клиента параметрам подключения. В этом случае у большинства ТЭС, имеющих такие котлы, появляется возможность использовать данный тренажер без необходимости установки его на станции.

При этом станция осуществляет почасовую оплату за использованное время доступа к тренажеру, то есть, по существу, арендует тренажер. Конечно, на станции должно быть выделено на это время несколько подключенных к Интернету компьютеров в качестве рабочих мест тренирующихся операторов. Если на станции есть специалист, который может выполнять функции инструктора, то одно из рабочих мест выделяется ему. К организованной таким образом тренажерной подготовке может быть привлечен и квалифицированный инструктор со стороны, в том числе из учебного центра, причем сам инструктор может территориально находиться далеко от станции. Для участия в учебном процессе ему достаточно получить те же параметры подключения к тренажеру, что и у обучающихся. Естественно, в этом случае оплата тренажерной подготовки возрастет, так как в нее войдут затраты на инструктора. Переговоры между ин-

структором и тренирующимися могут быть обеспечены, например, с помощью системы Skype или по выделенным каналам IP-телефонии.

Именно так можно кардинально решить проблему привлечения квалифицированных инструкторов, причем такое решение снимает вопросы недогрузки этих специалистов и высокой оплаты труда, соответствующей уровню их квалификации. Квалифицированный инструктор может вести занятия, например, с персоналом трех электростанций (с более или менее схожим оборудованием).

При желании можно реализовать качественный и количественный (в том числе финансовый) контроль организованной таким образом тренажерной подготовки. Для этого достаточно подключить через те же параметры дополнительные рабочие места для контролирующих (например, главного инженера станции). Стоимость часа доступа к тренажеру практически не зависит от числа подключаемых рабочих мест. Если возникает потребность единовременного доступа нескольких клиентов к одному и тому же тренажеру, то его собственнику ничто не мешает запустить параллельно несколько копий программного обеспечения тренажера.

Предложенная система свободна от большинства недостатков, свойственных традиционному подходу, и имеет ряд серьезных дополнительных достоинств. К ним можно отнести следующие:

- возможность за умеренную плату охватить тренажерной подготовкой операторов значительной части станций, у которых нет перспектив приобретения тренажеров, при этом ТЭС будут платить только за фактический объем подготовки;
- к обучению операторов на тренажере любой ТЭС можно привлекать квалифицированных инструкторов из любого региона России (в стране существует сертификация таких специальностей), освободив ТЭС от необходимости иметь таких специалистов в штате;
- техническая поддержка тренажеров перестает быть проблемой станции и естественным образом становится задачей разработчиков тренажеров, предоставляющих доступ к учебно-тренировочным устройствам; более того, в связи с заинтересованностью разработчиков в увеличении объема аренды у них появляется стимул для расширения номенклатуры доступных тренажеров и улучшения качества имеющихся;

– появляется техническая возможность на уровне как руководства ТЭС, так и руководства объединений контролировать (постоянно или выборочно) объем и качество тренажерной подготовки на станциях и получать достоверную отчетную документацию.

Контроль как фактор обеспечения качества тренажерной подготовки

Достаточно серьезной является проблема контроля хода и результатов обучения, который является важнейшим фактором обеспечения качества подготовки оперативного персонала. Сегодня можно предложить два вида контроля тренажерной подготовки через удаленный доступ:

- визуальный контроль обучения в реальном времени в локальной сети электростанции либо через Интернет;
- полное архивирование всех тренировок, проводимых через Интернет, с использованием полноценной архивной станции, которая хранит информацию в течение минимум 12 месяцев и с помощью web-технологии становится доступной в локальной сети предприятия либо через Интернет.

Для того чтобы был возможен визуальный контроль, необходимо обеспечить подключение тренажера к локальной сети предприятия либо к сети Интернет. Авторизованное лицо должно иметь возможность в любой момент проведения обучения подключиться к любому из рабочих мест обучаемых, чтобы увидеть в реальном времени, как идет отработка навыков. Такую техническую возможность тренажер должен обеспечивать.

Архивные станции сегодня предусмотрены во всех АСУ, поэтому любой разработчик тренажеров, имеющий возможность реализовать те или иные компоненты современных АСУ (а такое требование сегодня является типовым на конкурсах по разработке тренажеров), в состоянии реализовать и архивную станцию.

Желательно, чтобы по окончании каждого занятия на тренажере в базе архивной станции сохранялась следующая информация:

- протокол всех ручных команд управления, выполненных в процессе опыта;
- протокол всех срабатывающих в процессе опыта сигнализаций;
- мгновенные значения заданного множества переменных тренажера, со-

храненные в текстовом виде с интервалом 10 с машинного времени. В это множество должны входить, например, все выводимые в интерфейс измерения.

При записи основной порции информации тренажер автоматически должен записывать в архив данных также текущую отметку астрономического времени и текущее значение машинного времени. Это требование направлено на то, чтобы усложнить возможность фальсификации архивной информации.

Опыт формирования подобных отчетов показывает, что в архивированном виде полный отчет о работе на одном тренажере за год (250 рабочих дней по 8 ч в день) занимает на диске не более 1,5 Гбайт.

Заключение

Ситуация с тренажерной подготовкой оперативного персонала, сложившаяся в электроэнергетике России, сегодня находится в процессе серьезных изменений. В основе нового подхода лежит использование удаленных средств обу-

чения и web-технологий представления информации о результатах и ходе обучения. Такие технологии есть, они уже прошли апробацию, сертификацию и доказали свою эффективность.

Закупка тренажеров, не позволяющих обеспечить качество обучения, тотальный контроль процесса и результатов обучения со стороны заинтересованных лиц, – бессмысленная трата денег. При этом наиболее эффективной в сегодняшних условиях следует признать технологию дистанционного тренажерного обучения, поскольку только она способна решить те сложные проблемы, которые тормозят тренажерную подготовку в тепловой энергетике.

Белорусская энергосистема в настоящее время активно развивает направление подготовки персонала, включая тренажерную подготовку. При выборе подходов к развитию этого вида обучения важно определить современное состояние вопроса и избавиться от мифа о «хрустальных тренажерных замках». Все приведенные в статье данные подвергнуты критическому осмыслению авторами с позиции руководителей ТЭС.

По каждому из выводов мы готовы дать большой фактический материал из опыта подготовки оперативного персонала.

Список литературы

1. Корчагин, Ю.А. *Российский человеческий капитал: фактор развития или деградации?: монография.* – Воронеж: ЦИРЭ, 2005.
2. Пригожин, И. *От существующего к возникающему / И. Пригожин.* – М.: Наука, 1985.
3. Магид, С.И. *Проблемы современного энергетического тренажеростроения через призму терминологии / С.И. Магид [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка.* – 2004. – № 2.
4. Мищеряков, С.В. *Интернет-технологии в развитии персонала / С.В. Мищеряков // Управление персоналом.* – 2005. – № 8.
5. Мищеряков, С.В. *Человеческий потенциал, обеспечение качества и надежности энергоснабжения / С.В. Мищеряков [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка.* – 2005. – № 4.
6. Талалаев, А.А. *Физиолого-гигиенические основы создания системы обеспечения надежности деятельности и сохранения здоровья персонала энергопредприятий России: дис. ... д-ра мед. наук / А.А. Талалаев; Московский НИИ гигиены им. Ф.Ф. Эрисмана.* – М., 1996. – 329 л.

СИНТЭЛ

С К О Р А Я П О М О Щ Ъ П О З А Щ И Т Е

STOP!

С Т Р О И Т Е Л Ь Н Ы Х К О Н С Т Р У К Ц И Й

- АНТИКОРРОЗИЙНАЯ, КИСЛОУПОРНАЯ ЗАЩИТА МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ
- МОНТАЖ, РЕМОНТ МЕТАЛЛОКОНСТРУКЦИЙ
- РЕМОНТ, РЕКОНСТРУКЦИЯ ДЫМОВЫХ ТРУБ И ВЫСОТНЫХ СООРУЖЕНИЙ
- ТЕПЛОИЗОЛЯЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ, РЕЗЕРВУАРОВ
- ОБСЛЕДОВАНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

ДРУГИЕ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

ТЕЛ./Ф.: +375 17 2-109-104
VEL.: +375 29 160-91-81

E-MAIL: info@sintel.by
www.sintel.by

ПРОБЛЕМЫ ЦИФРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Статья подготовлена в рамках обсуждения темы цифровизации энергетики, поднятой в интервью директора департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Министерства энергетики Российской Федерации Е.П. Грабчака, которое было опубликовано в газете «Энергетика Беларуси» (№ 5, 14.03.2018) под заголовком «Не стоит ставить знак равенства между цифровой энергетикой и цифровой подстанцией». Автор настоящей статьи вступает в полемику с ним по ряду положений, высказанных в материале.



Е.П. ЗАБЕЛЛО,
д.т.н., профессор БГАТУ

Для читателей, незнакомых с содержанием интервью директора департамента оперативного контроля и управления в электроэнергетике Министерства энергетики Российской Федерации Е.П. Грабчака [1], назову основные положения, передающие содержание публикации:

- эксперименты должны быть продуманными;
- эффект, безусловно, будет;
- образование и наука отстают от прогресса;
- главное – задать ориентир;
- придется «включить» голову.

Должен сказать, что в каждом из этих положений есть спорные моменты, которые не могут быть приняты на веру без их анализа.

Интеллектуальная составляющая автоматизации

Начну с последнего раздела интервью, где констатируется, что до настоящего времени для решения вопросов цифровизации в энергетике головы еще не «включились» ни в среде научных работников, ни в среде специалистов, работающих в отрасли. Как специалист и ученый с 57-летним стажем работы в отрасли, возражу: включались уже не раз, причем своевременно и энергично.

Еще в семидесятые годы прошлого века, когда в Советском Союзе стали широко обсуждаться вопросы построения автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и автоматизированных систем управления производствами (АСУ П), был научно обоснован подход к созданию таких систем и пути их создания. Одними из первых

к построению таких систем приступили именно энергетики, причем главным идеологом этой деятельности и разработчиком конкретных проектов АСУ ТП энергообъектов (тепловых и атомных электростанций, электрических сетей и т.д.) являлся Белорусский филиал энергетического института им. Г.М. Кржижановского, которому эта работа была поручена Главниипроектом Минэнерго СССР. Конечно, внедрение автоматизации на электростанциях поначалу касалось только основных технологических процессов и было обусловлено наличием необходимых приборов (естественно, пока без цифровых выходов), однако со временем подобные системы совершенствовались за счет увеличения как количества, так и разнообразия датчиков.

Сегодняшние АСУ ТП на электростанциях – это сложные системы с тысячами датчиков, преимущественно имеющих цифровые выходы. Эти системы обеспечивают эффективную работу энергоблока и электростанции в целом в реальном времени и в любые временные периоды. Разработчики АСУ ТП изначально понимали, что основой такой системы являются:

- информационное обеспечение с представлением оперативной и достоверной (при необходимости с наличием дублирования измерений) информации;
- первичная обработка информации и передача ее по надежным каналам связи на верхний уровень;
- расчеты по соответствующим алгоритмам и обеспечение управления в автоматическом или советующем режиме отдельных модулей или блоков в целом.

За десятилетия развития систем автоматизации совершенствовались все

элементы цепи многоуровневых АСУ ТП – от датчиков, канальной аппаратуры связи и самих каналов до вычислительной техники, прошедшей путь от больших ЭВМ до микропроцессорных средств, рассредоточенных по всем контурам управления и обеспечивающих оперативность и достоверность информации, высокую скорость ее обработки и реализацию практически любых алгоритмов управления (через микроконтроллеры).

Между АСУ ТП и АСУ П не может быть знака равенства

Касаясь первооснов создания АСУ П, отметим, что изначально при решении задач автоматизации нетехнологических процессов из-за их разнообразия на каждом производстве и, более того, из-за разнообразия подходов к их организации было поставлено условие: автоматизации подлежат только процессы, которые можно обосновать с применением соответствующих методических подходов и расчетов. Другими словами, излишние звенья, к которым прежде всего относились нереформированные организационные структуры, подлежали критическому анализу, реорганизации и только после этого включались в план разработки АСУ П.

Конечно, АСУ П, как и сегодня, была особым комплексом. Особенность его заключалась в том, что преобладал ручной неоперативный сбор информации без ее



достоверизации, документирование проводилось в ручном режиме и не всегда по установленным формам и т.д. Поэтому у автора [1] есть основания утверждать: «Это были не столько расчетные, сколько эмпирические статистические модели, на основании которых впоследствии принимались нормативы. Однако эта база была утеряна, ее восстановлением в настоящее время никто не занимается». Отвечая автору, хочу уточнить причины, почему восстановлением подобной базы данных «никто не занимается». Одна часть этой информации была никому не нужна изначально, а другая хоть и необходима для принятия текущих значений, но не используется из-за своей недостоверности.

Таким образом, знак равенства между АСУ ТП и АСУ П никогда не ставился. Тем более нет причин ставить его сейчас, поскольку эти системы решают совершенно различные задачи, хотя, конечно, и связаны между собой, поскольку касаются одного и того же объекта, одной и той же группы (системы) объектов или системы в целом. Тем не менее автор [1] пишет: «Таким образом, чтобы цифровая энергетика заработала, не нужно строить много новых цифровых подстанций или каждую вторую подстанцию делать цифровой, необходимо, используя имеющуюся на подстанциях инфраструктуру, собирать данные и начинать работать с ними как с активом. Только в таком случае мы сможем перейти на риск-ориентированную модель управления». Непонятно, почему для сравнения выбрана именно цифровая подстанция: она хотя и важный, но только элемент в системе энергоснабжения,

включающей множество источников генерации, в том числе и распределенной, каждый из которых должен быть автоматизирован не в меньшем объеме, чем любая подстанция.

Цифровизация энергетики немыслима без современной системы связи

Невозможно себе представить цифровизацию энергетики без современной системы связи, включающей персональные беспроводные сети, беспроводные сенсорные сети, малые и большие локальные беспроводные сети, мобильную связь поколений 2G, 3G, 3,5G и 4G. Для обеспечения функционирования беспроводной связи различных радиусов действия и быстрого действия существует ряд протоколов и стандартов, используя которые можно построить любую сеть сбора информации с центрами ее обработки, обеспечивая необходимую скорость передачи информации, в том числе и в пакетном виде на частотах, измеряемых в гигагерцах.

Сегодня можно говорить о том, что беспроводная связь достаточно развита, чтобы обеспечить сбор информации с применением разных устройств, включая первичные датчики (счетчики), оборудованные радиомодемами. Прежде такие задачи не могли быть решены, так как для получения информации от датчиков нижнего уровня, монтируемых для обеспечения диагностики (в частности) оборудования, была необходима проводная связь, что приводило к резкому сужению возможности достоверного и полного диагностирования

состояния объекта. Между тем очевидно, что результаты диагностирования любого оборудования тем достоверней, чем больше число и разнообразие диагностируемых параметров: температур, расходов, давлений, уровней, частот, потребляемых мощностей и т.д. И в этой ситуации именно цифровизация способствует эффективному решению задач генерации, передачи и распределения электрической энергии, так как обеспечивает измерение названных и других параметров за счет увеличения количества точек учета и расширения функциональных возможностей датчиков путем улучшения их характеристик, когда наличие цифровых входов и выходов становится обязательным. При этом в энергосистеме одновременно решается с обусловленной степенью оперативности весь комплекс технических, экономических и организационных задач, поскольку обеспечивается доступ всех заинтересованных специалистов к необходимой информации через видеотерминалы, осуществляется управление процессами в советующем режиме, выполняется косвенное управление путем посылки ценовых сигналов, обеспечивается слежение за результатами работы устройств автоматики и т.д.

Революция в энергетике или совершенствование рынка энергии?

Конечно, в упрощенном виде основная часть вышеназванных задач решалась и ранее, начиная с момента создания первых АСУ П и АСУ ТП, поэтому нельзя говорить, что произошла некая революция в энергетике. Сегодня в энергосистемах большинства государств существуют генерирующие источники и электросети со сроком службы более 40 лет, а то и более, то есть с точки зрения человека «пенсионеры». Диагностике их состояния, конечно же, нужно придавать особое внимание, причем, как и средства «лечения», эта диагностика должна быть современной. Подоспевшая цифровизация, конечно, позволит решить ряд проблем в существующих энергосистемах, в том числе с учетом наличия оборудования с разной степенью износа и технико-экономическими показателями. Однако автор [1] заявляет, что «цифровая подстанция не приведет нас к «цифровизации» и что «цифровая трансформация энергетики – это довольно большой комплекс мероприятий, это формирование

единого языка и пространства общения между всеми участниками отраслевых процессов». Это заставляет думать, что основной упор (по затратам прежде всего) предлагается сделать на совершенствование функционирования созданного в России рынка энергии с многоуровневой структурой управления и делением на множество объектов, каждый из которых претендует на оснащение всеми техническими, программными средствами и средствами связи в соответствии с современными достижениями науки и производства.

Напомним, что еще в 2005 году один из инициаторов создания рынка электрической энергии практически в том виде, каким он является сейчас, А. Чубайс писал: «Если мы решим все задачи в том виде, как они поставлены, российский рынок электроэнергии будет самым цивилизованным, самым продвинутым не только на пространстве СНГ, но, возможно, и в мире» [3]. В публикации [2] в отношении рыночных преобразований в электроэнергетике России уже тогда было обстоятельно показано, что разработчики принципов реорганизации ФОРЭМ (федерального оптового рынка электроэнергии и мощности) в основу реорганизации положили прежде всего создание множества новых структур, не учитывая, что каждая из них будет финансироваться за счет потребителей энергии, что приведет только к увеличению тарифа. Впоследствии так и произошло, и сегодня ключевая фраза «рыночные отношения в энергетике» нашла продолжение в термине «онтология», трактуемом как модель функционирования предприятия, позволяющая «системно структурировать и описывать его деятельность по задачам, организационным структурам, территориям и объектам, организовывать и транслировать его опыт, накопленный в конкретных ситуациях в течение всего жизненного цикла» [4]. Применительно к энергетике в [4] подобная деятельность касается разработки и использования единой терминологии предприятий энергетики, унифицированных классификаторов субъектов, объектов, задач деятельности предприятий всех профилей, единой технологии накопления и трансляции опыта, унификации технологий моделирования схем источников генерации и сетей. Разумеется, без создания еще одной структуры в виде Комитета Минэнерго России по координации работ по внедрению онтологической деятельности подобные задачи не могут решаться систематически.



Учитывая, что предложение о его создании было внесено в 2017 году, он уже создан или будет создан в ближайшее время. А цифровые подстанции, с точки зрения его создателей, подождут.

Ориентиры создания цифровой энергетики

Обратимся к четвертому разделу публикации. Он касается роли министерства в нормативно-правовом сопровождении создания цифровой энергетики и формулируется в виде задачи: создать ориентир. Тем самым автор, во-первых, подтверждает известное на сегодняшний день условие, что наилучшим обоснованием планирования сроков ремонта оборудования являются результаты его оперативной диагностики («умной», цифровой). Во-вторых, выражается сожаление, что при отсутствии единоначалия каждая компания выбирает свой путь развития, который определяется акционерами и руководством, в результате – «ни о какой технико-экономической оптимизации не может быть и речи, пока каждый занят только своим развитием». Допуская возможность иной перспективы, авторы публикации [5], касающейся перехода от разобщенности к альянсам, еще в 2006 году отмечали, что реформирование энергетики – сложный процесс, так как электрическая энергия – это товар, потребляемый одновременно с генерацией, поэтому режимные вопросы должны быть основой любых реорганизаций в этой сфере. В уже упоминавшейся публикации [2] на фактическом примере взаимоотношений двух структур (поставщика энергии, то есть энергосистемы, с одной стороны, и по-

требителя энергии – с другой) было показано, что даже службы энергосистемы России имеют разные цели. Так, энергосбыт, будучи заинтересованным в повышении объемов сбора финансовых средств, в период с 2000 по 2006 год снизил соотношение тарифных ставок в пиковой и полупиковой зоне с 2,85 до 1,17, то есть в 2,44 раза. Диспетчерская же служба, хотя и осталась заинтересованной в том, чтобы потребитель снижал нагрузки в пиковых зонах, никак не отреагировала на отказ потребителя это делать из-за снижения (практически до нуля) его экономической эффективности, обусловленного величиной платы за потребляемую мощность в пиковых интервалах. Приведенный пример свидетельствует о том, что решению проблемы цифровизации энергетики должны предшествовать поиск и реализация грамотных подходов к реструктуризации ее в современных условиях бурного развития распределенной генерации, исключающей монополию и не всегда имеющей связи с единой энергосистемой.

Организация любых потоков информации на средних и высшем уровнях иерархии технически уже давно осуществима, поэтому основной проблемой в данном случае является ликвидация излишних потоков этой информации и излишних структур, предназначенных для ее обработки и принятия решений. Касаясь базовой информации, позволяющей обеспечивать живучесть технических средств (в том числе и цифровых подстанций), отметим, что именно эта информация прежде всего дает возможность проведения оперативной диагностики этих средств, а их нахождение в работоспособном состоянии – главное

условие существования энергосистемы вообще.

Когда автор [1] говорит, что «данные – это новая сущность, и акцент нужно делать на них, а не на цифровые подстанции» и «чтобы перейти на цифровую энергетику, достаточно организационных воздействий», то автор определенно не прав. Представим себе ситуацию с оркестром, когда дирижер и музыканты – виртуозы, а все музыкальные инструменты фальшивят или неисправны. Организационными воздействиями в данном случае, конечно же, не обойтись, и это настолько очевидная истина, что о ней не стоило бы и напоминать.

Отстают ли от прогресса сегодня образование и наука в энергетике?

Так как прогресс базируется на достижениях науки, то она никак не может отставать от него. Этого нельзя однозначно утверждать в отношении образования, так как, к сожалению, по разным причинам, одной из которых является перевод на коммерческую основу не только образования, но и процесса получения дипломов без всякого образования, оно действительно не успевает за развитием технологий. Проблема действительно очень важная, однако рамки статьи не позволяют рассмотреть ее в более широком аспекте.

Что касается науки, то предложение автора [1]: «мы планируем обеспечить исследовательские институты достаточным объемом отраслевой статистики» – не охватывает и десятой доли проблем, стоящих перед наукой и последовательно решаемых ею, учитывая, что цифровая энергетика, образно говоря, – это только верхушка айсберга, формирование которого началось давно и продолжается сейчас в самых разных отраслях благодаря деятельности многих научных учреждений во всем мире.

Резервирование энергоисточников. Использование установленной мощности

Своеобразен подход автора [1] к анализу объемов резервирования энергоисточников. В частности, он полагает, что «более трети генерирующих мощностей у нас находятся в резерве», что аналогичная ситуация имеет место и в сетевом комплексе и что все это об-

условлено консервативным подходом к обоснованию объемов резервирования. В действительности в горячем резерве в России находится далеко не треть энергоисточников, основная часть избыточной мощности обусловлена неравномерностью графиков электропотребления, в результате чего в энергосистеме России число часов использования установленной мощности (ЧЧИМ) в 2008 году достигало 4390 ч [6], в то время как, например, в Исландии этот показатель составлял 6271 ч, а в Дании – только 2746 ч. Подобный разброс значений ЧЧИМ обусловлен даже не столько степенью равномерности графиков электрических нагрузок, сколько составом генерирующих мощностей. Так, в 2017 году ветроустановки Дании выработали 14,7 млрд кВт·ч энергии, обеспечив 43,6 % общего объема генерации в стране [7]. Учитывая вероятностные характеристики наличия и силы ветра, значение ЧЧИМ не могло быть большим, однако высокая эффективность процесса получения энергии в данном случае обусловлена нулевыми затратами на топливо.

Таким образом, поскольку наличие избыточных генерирующих мощностей обусловлено многими факторами, каждый из которых необходимо учитывать, создание цифровой энергетики должно основываться также на учете характеристик энергопотребления каждой отрасли и согласовании этих характеристик с возможностями энергосистемы. Подобный подход называется режимным взаимодействием энергосистемы и потребителей, обеспечивающим соблюдение интересов обеих сторон. К сожалению, в тексте [1] это обстоятельство не отражено и, таким образом, существенно сужен круг задач, решаемых на уровнях средних звеньев управления, занятых организацией ремонтно-эксплуатационного обслуживания, диспетчеризацией и гарантированной поставкой энергии потребителям. Сужение круга решаемых задач, естественно, снизит и величину ожидаемого эффекта, поскольку переход на единые модели и стандарты, которые касаются только организационной части, не может обеспечить снижение электроемкости ВВП до 14–15 % вместо прогнозируемых ранее 3–4 % [1], так как без воздействия на режимные характеристики генерирующего и сетевого оборудования никакая цифровизация не поможет сделать энергетику эффективной.

Заключение

1. Выбор объектов для цифровизации в энергетике должен основываться не на принципах конкуренции, а на выборе состава решаемых задач, объемов собираемой информации, создании базы данных, разработке алгоритмов и программ, организации функционирования объектов энергетики и отрасли в целом с применением современных вычислительных средств, средств связи и отображения информации.

2. Так как наиболее консервативной, базовой составляющей энергетики являются генерация, передача и распределение энергии, формирующие основную балансовую стоимость оборудования и обеспечивающие основную часть экономического эффекта, то совершенствование систем автоматизации в этой области является наименее рискованным мероприятием, в отличие от цифровизации надстроек, структуры которых постоянно совершенствуются (или просто меняются под видом совершенствования), требуя для этого больших объемов дополнительных затрат.

3. Идеология построения цифровой энергетики на всех ее уровнях должна быть квалифицированно разработана, согласована и, получив технико-экономическое обоснование, утверждена в виде единого документа, исключающего варианты подходы.

Список литературы

1. Грабчак, Е.П. Не стоит ставить знак равенства между цифровой энергетикой и цифровой подстанцией / Е.П. Грабчак // Энергетика Беларуси. – 2018. – № 5.
2. Забелло, Е.П. Анализ рыночных преобразований в электроэнергетике / Е.П. Забелло, А.Н. Евсеев // Промышленная энергетика. – 2006. – № 11.
3. Материалы Всероссийского совещания «Надежность энергоснабжения потребителей при прохождении энергокомпаниями осенне-зимнего периода 2005/2006 года» // Энергетик. – 2006. – № 1.
4. Онтология деятельности и системы управления в энергетике. Цифровая трансформация электроэнергетики [Электронный ресурс] // режим доступа: www.digitenergy.ru/wp-content/themes/energy/img/pdf-05/2.pdf.
5. Реформы и тарифы в электроэнергетике. От разобщенности к альянсам // Новости электротехники. – 2006. – № 1.
6. Грачев, И.Д. Альтернативное направление развития энергетики Российской Федерации / И.Д. Грачев, С.А. Некрасов // Промышленная энергетика. – 2012. – № 6.
7. Дания ставит на ветер // Энергетика и ТЭК. – 2018. – № 1.

О РЕШЕНИЯХ, ПРИНЯТЫХ В ХОДЕ ОЧЕРЕДНОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕТА ОРГАНОВ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА

14–16 марта на базе филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго» состоялось очередное заседание технического совета органов государственного энергетического надзора. Участники мероприятия рассмотрели актуальные аспекты деятельности органов госэнергонадзора и приняли ряд решений, имеющих важное значение для урегулирования спорных вопросов в применении требований нормативных технических актов.



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

Решение спорных вопросов применения требований п. 4.1.10 ТКП 181–2009

Значительное количество проблемных вопросов, обсуждавшихся в ходе заседания технического совета, касалось применения требований п. 4.1.10 ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей». Согласно этому пункту, «у Потребителей, электрохозяйство которых включает в себя только вводное (вводно-

распределительное) устройство, осветительные установки, электрооборудование номинальным напряжением не выше 380 В, с разрешенной к использованию мощностью до 30 кВт, ответственный за электрохозяйство может не назначаться. В этом случае ответственность за безопасную эксплуатацию электроустановок руководитель Потребителя должен возложить на себя».

Между тем при применении данного пункта возникает ряд спорных вопросов. В частности, для некоторых потребителей

за давностью времени или по иным причинам не сохранены технические условия, что не позволяет определить величину разрешенной к использованию мощности. Отдельные потребители в процессе эксплуатации присоединяют к своим сетям дополнительные мощности. Также возникает вопрос, распространяется ли действие указанного пункта ТКП-181 на потребителей, имеющих на балансе питающие кабельные линии напряжением не выше 380 В. Кроме того, имеет место двойная трактовка вопроса о необходимости наличия электротехнического персонала или договора на эксплуатацию электроустановок в случае возложения ответственности за безопасную эксплуатацию электроустановок на руководителя потребителя.

На рассмотрение технического совета был также вынесен вопрос о целесообразности внесения в п. 4.1.10 ТКП-181 изменений, которые регламентировали бы необходимость назначения лица, ответственного за электрохозяйство, у по-



Члены технического совета знакомятся с техническими средствами и приспособлениями, применяемыми инспекторами энергонадзора



Участники заседания технического совета органов государственного надзора

требителей, имеющих электроустановки для производственных нужд и электрооборудование (в том числе передвижное, переносное), которое используется в помещениях с повышенной и особой опасностью.

По результатам обсуждения этих вопросов технический совет принял следующие решения:

- при определении величины разрешенной к использованию мощности потребителей, по которым технические условия не сохранены, необходимо руководствоваться величиной разрешенной к использованию мощности, указанной в договоре на электроснабжение, или в приложениях к договору, или в справках для производства расчетов бытовых подразделений энергоснабжающих организаций. При отсутствии всех перечисленных данных следует производить расчет в соответствии с п. 3.36 Правил электроснабжения, исходя из требований технических нормативных правовых актов по определению нагрузок;

- согласно п. 12 Правил электроснабжения при увеличении разрешенной к использованию мощности ранее присоединенных электроустановок необходимо получение технических условий. Соответственно, величина новой разрешенной к использованию мощности должна приниматься исходя из новых технических условий;

- согласно п. 3.1 ГОСТ 30331.1-2013 «электрооборудование – изделие, предназначенное для производства, передачи и изменения характеристик электрической энергии, а также для ее преобразования в энергию другого вида». Исходя из приведенного определения наличие у потребителя на балансе питающих кабельных линий напряжением не выше

380 В не является препятствием для возложения ответственности за безопасную эксплуатацию электроустановок на руководителя потребителя;

- возложение ответственности за безопасную эксплуатацию электроустановок на руководителя потребителя в соответствии с требованиями п. 4.1.10 ТКП-181 не отменяет необходимости выполнения таким потребителем в полном объеме обязанностей, определенных п. 4.1.3 ТКП-181, а также иных требований ТКП-181, в том числе изложенных в п. 4.1.1, которым предусмотрено, что обслуживание действующих электроустановок, проведение в них оперативных переключений, организацию и выполнение ремонтных, монтажных или наладочных работ и испытаний должен осуществлять электротехнический персонал. Согласно п. 4.1.2 ТКП-181 допускается проводить эксплуатацию электроустановок по договору со специализированной организацией или индивидуальным предпринимателем;

- требования п. 4.1.10 ТКП-181 распространяются на всех потребителей, удовлетворяющих перечисленным в нем требованиям. Внесение изменений в указанный пункт с целью дополнительных ограничений в настоящее время нецелесообразно.

Утвержден перечень нарушений, создающих угрозу жизни и здоровью людей, гибели животных, возникновения пожара или аварии

Следующим вопросом, рассмотренным членами технического совета, стало обсуждение проекта перечня на-

рушений, которые создают угрозу жизни и здоровью людей, гибели животных, возникновения пожара или аварии. Необходимость разработки и утверждения такого перечня обусловлена тем, что нормативными правовыми актами установлены меры воздействия на потребителей электрической и тепловой энергии, имеющих такие нарушения. Так, например, ст. 20.12 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях предусмотрена административная ответственность физических и юридических лиц, а также индивидуальных предпринимателей за нарушение правил эксплуатации электрических или теплоиспользующих установок, создающее угрозу жизни и здоровью людей, гибели животных, возникновения пожара или аварии. Пунктом 103 Правил электроснабжения предусмотрено, что энергоснабжающая организация по требованию (предписанию) органов госэнергонадзора отключает подачу электрической энергии на электроустановки потребителя в случае, если удостоверенное органом госэнергонадзора неудовлетворительное состояние электроустановок потребителя может привести к аварии или создает угрозу жизни и безопасности граждан.

При этом единого для органов госэнергонадзора перечня нарушений, которые создают угрозу жизни и здоровью людей, гибели животных, возникновения пожара или аварии, ранее не было, что создавало предпосылки для вольной трактовки требований нормативных правовых актов. По результатам обсуждения члены технического совета составили и утвердили такой перечень. Приведем его полностью.

Перечень нарушений, которые создают угрозу жизни и здоровью людей, гибели животных, возникновения пожара или аварии (утвержден 28.03.2018 протоколом технического совета органов госэнергонадзора)

№ п/п	Вид нарушения	ТНПА	Пункт
1. Устройство и эксплуатация электроустановок			
1.1	Токоведущие части пускорегулирующих аппаратов и аппаратов защиты, установленные вне специальных помещений (электромашинных, щитовых, станций управления и т.п.), не ограждены от случайного прикосновения	ТКП 181-2009	п. 5.3.4
1.2	На РУ (щите, сборке и т.д.), установленных вне электропомещения, отсутствует (неисправно) запирающее устройство, препятствующее доступу в них неэлектротехнического персонала и посторонних лиц	ТКП 181-2009	п. 5.3.5
1.3	Доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части находятся под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током	ТКП 339-2011	п. 4.3.2.1
1.4	Открытые проводящие части не присоединены к глухозаземленной нейтрали источника питания в системе TN или не заземлены в системах IT и TT	ТКП 339-2011	п. 4.3.5.1
1.5	Отсутствует надежное соединение и (или) присоединение или не обеспечена непрерывность электрической цепи заземляющих, защитных проводников и проводников системы уравнивания и выравнивания потенциалов	ТКП 339-2011	п. 4.3.17.1
1.6	Электрическая сеть (участок сети) не защищена от токов короткого замыкания и перегрузки	ПУЭ	п. 3.1.8, п. 3.1.10
1.7	Отсутствие выравнивания электрических потенциалов между участком пола, на котором находятся животные, и всеми доступными для прикосновения животных металлоконструкциями (автопоилками, трубопроводами, конструкциями транспортера для раздачи кормов и уборки навоза, конструкциями ограждений боксов и другого стойлового оборудования), которые могут оказаться под электрическим потенциалом	ГОСТ 30331.14-2001 (МЭК 364-7-705-84)	п. А.3 приложения А
	Отсутствие изолирующих вставок в ответвлениях от магистральных линий водопроводов к автопоилкам, электронагревателям и другим электроприемникам, связанным с водопроводами, в вакуум-проводах, непосредственно за вакуум-насосами доильных агрегатов	ТКП 181-2009	п. 6.12.4.7
1.8	Схема электроснабжения электроприемников I категории и особой группы электроприемников I категории не обеспечивает требуемую надежность электроснабжения	ПУЭ	п. 1.2.17, п. 1.2.18
1.9	Производство земляных работ в охранной зоне КЛ без разрешения и согласования эксплуатирующей организацией и оформления необходимой документации (наряд-допуск)	ТКП 427-2012	п. 7.14.1
1.10	Строительство зданий и сооружений, проведение погрузочно-разгрузочных работ кранами в охранной зоне ВЛ без письменного согласия предприятий (организаций), в ведении которых находится ВЛ, и без оформления наряда-допуска	Правила охраны электрических сетей напряжением свыше 1000 В	п. 11
1.11	Отсутствие на производственном участке универсальной аптечки первой медицинской помощи	ТКП 181-2009	п. 4.7.12
1.12	Отсутствие изменений в схемах и чертежах за подписью лица, ответственного за электрохозяйство, с указанием даты, сделанных во время эксплуатации в электроустановках, в том числе недоведение до сведения электротехнического персонала, для которого знание этих схем является обязательным, с фиксированием записью в журнале распоряжений или в оперативном журнале	ТКП 181-2009	п. 4.3.3, п. 4.3.4
1.13	Эксплуатация (подключение) новых или реконструированных электроустановок, а также объектов временного электроснабжения (строительных площадок, аттракционов и т.п.) без оформления допуска в установленном порядке	ТКП 181-2009	п. 4.4.1; п. 4.4.11; п. 4.4.13; п. 4.4.15
1.14	Отсутствие временного разрешения, выданного территориальными органами госэнергонадзора, на включение электроустановок по проектной схеме при проведении пусконаладочных работ и опробовании электрооборудования	ТКП 181-2009	п. 4.4.6
1.15	Невыполнение распоряжения оперативно-диспетчерского персонала высшего уровня по вопросам, которые входят в его компетенцию, подчиненным оперативным персоналом низшего уровня оперативно-диспетчерского управления	ТКП 181-2009	4. 5.2.4
1.16	Эксплуатация электроустановок с аварийно опасными дефектами, обнаруженными в процессе контроля и диагностирования	ТКП 181-2009	п. 4.6.20
1.17	Применение при обслуживании и ремонте электроустановок средств защиты, инструмента и приспособлений, не удовлетворяющих требованиям соответствующих государственных стандартов и ТНПА, в том числе не прошедших необходимые испытания и осмотр	ТКП 181-2009	п. 4.7.4
1.18	Отсутствие у электротехнического персонала соответствующих средств индивидуальной защиты, используемых в электроустановках	ТКП 181-2009	п. 4.7.13
1.19	Отсутствие соответствующих первичных средств пожаротушения в электроустановках	ТКП 181-2009	п. 4.7.18
1.20	Эксплуатация технически неисправного светового ограждения дымовых труб и других высотных сооружений	ТКП 181-2009	п. 5.13.6
1.21	Применение несоответствующего напряжения для питания переносных (ручных) электрических светильников в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных помещениях (должно применяться напряжение не выше 25 В, а при работах в особо неблагоприятных условиях, когда опасность поражения электрическим током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, соприкосновением с большими металлическими, хорошо заземленными поверхностями, и в наружных установках – не выше 12 В)	ТКП 181-2009	п. 5.13.13

№ п/п	Вид нарушения	ТНПА	Пункт
1.22	Отсутствие в электросварочной установке, предназначенной для работы в помещениях с повышенной опасностью и имеющей напряжение холостого хода выше 36 В, устройства автоматического отключения напряжения холостого хода	ТКП 181-2009	п. 6.1.8
1.23	Отсутствие в электросварочных установках с источниками переменного и постоянного тока, предназначенных для сварки в особо опасных условиях (внутри металлических емкостей, в колодцах, туннелях, на понтонах, в котлах, отсеках судов и т.д.) или для работы в помещениях с повышенной опасностью, устройств автоматического отключения напряжения холостого хода при разрыве сварочной цепи или его ограничения до безопасного	ТКП 181-2009	п. 6.1.49
1.24	Использование в качестве обратного провода при сварочных работах сети заземления, металлических строительных конструкций зданий, коммуникаций и несварочного технологического оборудования	ТКП 181-2009	п. 6.1.17
1.25	Отсутствие надежного заземления токопроводящего корпуса сварочной установки, в том числе токопроводящего корпуса источника питания сварочной установки (сварочный трансформатор, выпрямитель, преобразователь и др.)	ТКП 181-2009	п. 6.1.33, п. 6.1.34
1.26	Применение при сварочных работах самодельных электрододержателей	ТКП 181-2009	п. 6.1.37
1.27	Эксплуатация электросварочной установки с истекшим сроком испытания	ТКП 181-2009	п. 6.1.47
1.28	Применение кабелей и проводов для подвода тока от источника сварочного тока к электрододержателю установки ручной дуговой сварки с изоляцией или в оболочке из полимерных материалов, распространяющих горение (должен использоваться гибкий сварочный медный кабель с резиновой изоляцией и в резиновой оболочке)	ТКП 181-2009	п. 6.1.12
1.29	Эксплуатация переносного или передвижного электроприемника с истекшим сроком испытания	ТКП 181-2009	п. 6.5.11, п. 6.5.12
2. Эксплуатация теплоустановок			
2.1	Отсутствие средств индивидуальной защиты у персонала, обслуживающего теплоустановки, или неправильное их использование	ТКП 459-2012	п. 4.5
2.2	Эксплуатация новых или реконструированных теплоустановок без оформления допуска в установленном порядке	ТКП 458-2012	п. 6.1
2.3	Невнесение в чертежи и схемы соответствующих изменений, сделанных в процессе эксплуатации, за подписью лица из административно-технического персонала с указанием его должности, даты внесения изменения и причины	ТКП 458-2012	п. 7.4
2.4	Использование элементов (деталей) трубопроводов заводского изготовления, в том числе применение для тепловых сетей деталей из труб с электросварным спиральным швом	ТКП 458-2012	п. 10.18
2.5	Отсутствие на тепловых сетях надземной прокладки на низких опорах металлических кожухов или ограждающих навесов, исключающих доступ посторонних лиц к запорной арматуре с электроприводом или без него	ТКП 458-2012	п. 10.25
2.6	Отсутствие запорного устройства на двери теплового пункта	ТКП 458-2012	п. 11.9
2.7	Наличие на патрубках к предохранительному устройству запорной арматуры или арматуры для отбора теплоносителя	ТКП 458-2012	п. 11.24
2.8	Наличие запорного органа на трубопроводе, предохраняющем обслуживающий персонал от ожогов при срабатывании предохранительных клапанов	ТКП 458-2012	п. 11.24
2.9	Использование для целей горячего водоснабжения паровых водоподогревателей барботажного типа	ТКП 458-2012	п. 11.55
2.10	Размещение баков-аккумуляторов горячей воды в жилых кварталах на территории котельной без ограждения, не допускающего волны горячей воды за территорию котельной	ТКП 458-2012	п. 12.8
2.11	Размещение баков-аккумуляторов горячей воды на расстоянии от границы жилых зданий, меньшем: – 20 м – при объеме бака от 5 до 50 м ³ ; – 25 м – при объеме бака от 50 до 100 м ³ ; – 30 м – при объеме бака от 100 м ³ и более	ТКП 458-2012	п. 12.8
2.12	Размещение баков-аккумуляторов горячей воды в жилых кварталах вне территории котельной без ограждения высотой не менее 2,5 м и знаков безопасности по ГОСТ 12.04.26 для исключения доступа посторонних лиц к бакам	ТКП 458-2012	п. 12.8
2.13	Размещение баков-аккумуляторов горячей воды вне территории котельной без общего вала высотой менее 0,5 м	ТКП 458-2012	п. 12.7
2.14	Наличие в стенках баков-аккумуляторов, примыкающих к подключенным трубопроводам, или в днище трещин и деформаций при отсутствии устройств, исключающих возможность передачи усилий от этих трубопроводов	ТКП 458-2012	п. 12.16
2.15	Наличие неисправных обратных клапанов у конденсатных насосов, работающих на общий конденсатопровод	ТКП 458-2012	п. 13.6
2.16	Отсутствие запорного устройства на двери в помещение конденсатной станции с надписью «Конденсатная станция. Посторонним вход воспрещен»	ТКП 458-2012	п. 13.7
2.17	Разность отметок между нижним уровнем конденсата в баке и осью насосов для перекачки конденсата из бака меньше 0,5 м	ТКП 458-2012	п. 13.13
2.18	Отсутствие или неисправность во время эксплуатации теплоустановки предохранительного клапана, установленного в соответствии с проектом или согласно требованиям ТНПА Госпромнадзора	ТКП 458-2012	п. 15.5
2.19	Наличие персонала в охранной зоне при заполнении баков-аккумуляторов	ТКП 458-2012	п. 17.3
2.20	Наличие горячей воды в местах водоразбора с температурой более 75 °С	ТКП 458-2012	п. 18.10

№ п/п	Вид нарушения	ТНПА	Пункт
2.21	Отсутствие или неисправность во время эксплуатации водоподогревательных установок предохранительного клапана, установленного в соответствии с проектом или согласно требованиям ТНПА Госпромнадзора	ТКП 458-2012	п. 18.4
2.22	Превышение температуры на поверхности отопительных приборов вопреки требованиям СНБ 4.02.01-03 или других ТНПА	ТКП 458-2012	п. 21.2
2.23	Превышение давления, допустимого для отопительных приборов и трубопроводов системы	ТКП 458-2012	п. 21.1
2.24	Отсутствие или неисправность во время эксплуатации в системе отопления предохранительного клапана, установленного в соответствии с проектом или согласно требованиям ТНПА Госпромнадзора	ТКП 458-2012	п. 15.5
2.25	Нарушение функции гидрозатвора в пропарочной камере для термовлажностной обработки железобетонных изделий, связанное с загрязнением песком, опилками и др.	ТКП 458-2012	п. 28.4
2.26	Отсутствие предохранительного клапана или его неисправность во время эксплуатации на автоклавах и установках для термовлажностной обработки железобетонных изделий, работающих под избыточным давлением 0,07 МПа	ТКП 458-2012	п. 28.7, п. 28.8
2.27	Отсутствие или неудовлетворительное состояние тепловой изоляции на трубопроводах и оборудовании тепловых сетей при температуре теплоносителя выше 45 °С	ТКП 458-2012	п. 10.36
2.28	Отсутствие или неудовлетворительное состояние тепловой изоляции на трубопроводах и оборудовании с параметрами теплоносителя 130 °С и выше в тепловых пунктах и других помещениях, запираемых на замок, имеющих надпись на дверях с наименованием помещения и надпись «Посторонним вход воспрещен» и обслуживаемых персоналом, не обеспеченным средствами индивидуальной защиты или находящимся в нем без этих средств	СНБ 4.02.01-03	Приложение Л
2.29	Отсутствие или неудовлетворительное состояние тепловой изоляции на трубопроводах и оборудовании с параметрами теплоносителя 95 °С и выше в местах зданий, общедоступных для людей, не обеспеченных средствами индивидуальной защиты, за исключением трубопроводов и оборудования системы отопления в отапливаемых помещениях	СНБ 4.02.01-03	Приложение Л

Предъявление актов наладки электрооборудования

В ходе заседания был также рассмотрен вопрос о необходимости предъявления заказчиком в орган госэнергонадзора актов наладки различных видов электрооборудования при выдаче заключения о соответствии объектов проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности. Данный вопрос рассматривался повторно, после дополнительного изучения членами технического совета нормативных правовых актов в области строительства и приемки объектов строительства в эксплуатацию. В ходе обсуждения было отмечено, что в соответствии с Положением о порядке приемки в эксплуатацию объектов строительства, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь 6 июня 2011 года № 716, органы госэнергонадзора выдают заключения для приемочных комиссий. При этом согласно п. 5 вышеуказанного Положения соответствие выполненных на объекте пусконаладочных работ требованиям ТНПА оценивается приемочной комиссией. Таким образом, предъявление актов наладки электрооборудования в орган госэнергонадзора при выдаче заключения о соответствии объектов проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности не требуется.

Вопросы надзора за теплоустановками

Члены технического совета обсудили также вопрос осуществления надзора за теплоустановками, в которых в качестве теплоносителя используются отличные от воды жидкости. Анализ положений ТКП 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» показал, что требования данного технического нормативного правового акта фактически распространяются исключительно на теплоустановки и тепловые сети, использующие в качестве теплоносителя воду или водяной пар. Теплоустановки и тепловые сети, в которых используется иной теплоноситель, должны эксплуатироваться в соответствии с Правилами по обеспечению промышленной безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением, утвержденными постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 января 2016 года № 7 (применительно к абзацу 12 пункта 3 «Трубопроводы для транспортирования теплоносителя термомасляных котлов в пределах опасных производственных объектах, потенциально опасных объектах»). Таким образом, в соответствии с пунктом 2 Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, утвержденного постановле-

нием Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26, данное оборудование неподнадзорно органам государственного энергетического надзора. При этом члены технического совета сочли целесообразным обратиться в Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь по вопросам осуществления надзора за указанным оборудованием и подготовки его к работе в осенне-зимний период, а также в Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь по вопросу проектных решений в части безопасной эксплуатации систем теплоснабжения с теплоносителем, отличным от воды и пара.

Возможность обеспечения теплоснабжения потребителей I категории по надежности теплоснабжения за счет создания узла по подключению аварийной котельной

Еще одной темой обсуждения технического совета стал вопрос о возможности обеспечения теплоснабжения потребителей I категории по надежности за счет создания узла по подключению аварийной котельной. В последнее время при выдаче заключения о соответствии объектов проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатаци-

онной надежности органы госэнергонадзора сталкиваются с ситуацией, когда проектными решениями в отношении потребителей I категории второй (стационарный) источник теплоснабжения не предусматривается, при этом предполагается наличие узла по подключению аварийной (передвижной) котельной. Заказчиками в органы госэнергонадзора предъявляется договор на оказание услуг со стороны организацией о возможности использования аварийной (передвижной) котельной.

Члены технического совета отметили, что ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования» не определено, что второй источник теплоснабжения должен быть обязательно стационарным. Дополнительно возникает вопрос возможности работы аварийной (передвижной) котельной на нескольких объектах при одновременном перерыве в теплоснабжении: нормативными правовыми актами в настоящее время не определено, скольких потребителей I категории по надежности теплоснабжения может обслуживать одна аварийная передвижная котельная.

Как показал анализ российских нормативных правовых актов, в соседней

стране этот вопрос решается однозначно. В частности, СП 158.13330.2014 «Здания и помещения медицинских организаций. Правила проектирования» предусматривает два ввода тепла от независимых источников или от закольцованных тепловых магистралей с резервированием подачи тепла тепловыми сетями. При наличии одного ввода допускается предусматривать резервную (стационарную) котельную.

Учитывая, что требования к потребителям теплоты по надежности теплоснабжения определены техническим нормативным правовым актом Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь ТКП 45-4.02-182-2009 «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования», члены технического совета сочли целесообразным обратиться в Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь за разъяснением по данному вопросу.

Заключение

Кроме вышеупомянутых, на заседании технического совета были обсуждены следующие вопросы:

- порядок проведения органами госэнергонадзора отдельных мероприятий по осуществлению контрольно-надзорной деятельности с учетом требований Указа Президента Республики Беларусь № 510 от 16 октября 2009 года;

- проект перечня документов, необходимых для хранения в деле потребителя;
- порядок осуществления осмотра электроустановок домовладений граждан при подключении к электрическим сетям владельцев сетей, не входящих в состав ГПО «Белэнерго» (не принадлежащих РУП-облэнерго).

Все принятые техническим советом решения оформлены протоколом, утвержденным 28 марта 2018 года главным государственным инспектором Республики Беларусь по энергетическому надзору.

Кроме того, члены технического совета ознакомились с образцами электротехнической продукции, производимой филиалом «Энергоремонт» РУП «Могилевэнерго», техническими средствами и приспособлениями, применяемыми инспекторским персоналом при осуществлении государственного энергетического надзора, а также с деятельностью лаборатории филиала «Энергонадзор» РУП «Могилевэнерго».

Минская ТЭЦ-2 филиала «Минские тепловые сети»



ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ – ОБЪЕКТАМ С МАССОВЫМ ПРЕБЫВАНИЕМ ЛЮДЕЙ

После недавней трагедии в г. Кемерово Российской Федерации, связанной с пожаром в торговом центре «Зимняя вишня», органами и подразделениями Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь по поручению Главы государства незамедлительно начались проверки объектов с массовым пребыванием людей. Не остались в стороне и органы госэнергонадзора Министерства энергетики, принявшие активное участие в совместных действиях по профилактике энерготравматизма и возникновения пожаров в местах массового пребывания людей.



И.Е. САЗОНОВ,
заместитель начальника Витебского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» – старший государственный инспектор по энергетическому надзору

В настоящее время в соответствии с требованиями Указа Президента Республики Беларусь от 27 марта 2009 года № 510 «О совершенствовании контрольной (надзорной) деятельности в Республике Беларусь» у органов госэнергонадзора отсутствуют полномочия на выдачу предписаний и проведение проверок объектов с массовым пребыванием людей, в том числе в рамках мероприятий технического (технологического), поверочного характера. Однако и в этих условиях существует возможность проведения работы по предупреждению энерготравматизма.

Министерством энергетики Республики Беларусь было поручено органам госэнергонадзора во взаимодействии с территориальными подразделениями Министерства по чрезвычайным ситуациям провести мероприятия профилактического характера (осмотры электро- и теплоустановок) с выдачей потребителям энергии актов осмотра с указанием выявленных нарушений и предлагаемыми сроками их устранения.

Эту работу пришлось выполнять в максимально сжатые сроки, однако нарушения, в том числе серьезные, не пришлось долго искать.

Ежегодно в рамках подготовки к отопительному периоду в соответствии с решением Витебского областного исполнительного комитета должно проводиться опробование устройств АВР и источников резервного питания, находящихся на балансе потребителей

Витебской области, а также противопоаварийные тренировки. Фактически некоторыми потребителями данные мероприятия не проводятся, а только оформляются необходимые отчетные документы. Такие факты были установлены при опросе электротехнического персонала на предмет его действий в аварийной ситуации. Положение дел усугубляется и отсутствием разработанных программ противопоаварийных тренировок для оперативного и оперативно-ремонтного персонала.

В ходе проверок электроустановок объектов с массовым пребыванием людей неоднократно были выявлены также следующие нарушения:

- отсутствие в помещении электроустановки схемы основных электрических соединений;
- отсутствие в распределительных щитах схем и надписей, указывающих назначение присоединений;
- непроведение в полном объеме электрофизических измерений и испытаний электроустановок;
- отсутствие необходимых электрозащитных средств.

Витебским МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» в период с 28 по 29 марта были проведены осмотры энергоустановок 28 объектов с массовым пребыванием людей. Среди них оказались не только торговые и развлекательные центры, но и театры, кинотеатры, ледовый дворец, дома-интернаты для престарелых и инвалидов, рынки.

При осмотре электрощитовой одного из торговых центров г. Витебска, размещенной посреди торгового зала и отгороженной роллетами, обнаружена картина, представленная на рисунке 1. Как говорится, комментарии излишни.

Оказалось, что в связи с постоянными жалобами продавцов на низкую освещенность на первом этаже руководством торгового центра было принято решение об увеличении количества потолочных светильников. При этом никакой проектной документации не разрабатывалось. Непродуманные действия руководства привели к перегрузке кабельных линий сети освещения. Из-за токов перегрузки начались частые срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей. Чтобы исправить ситуацию, электротехнический персонал торгового центра заменил автоматические выключатели на выключатели с большим номинальным током. Когда и это перестало помогать, приняли решение установить вентиляторы для охлаждения автоматических выключателей. При этом никого, видимо, не смущало, что данная ситуация может привести к реальному пожару.

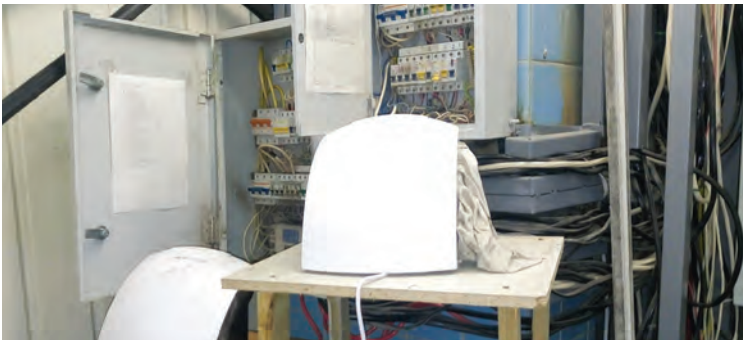


Рис. 1. Вентиляторы для охлаждения РЩ

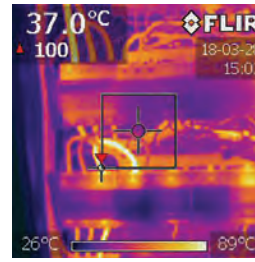


Рис. 2. Теплограмма контактных соединений автоматических выключателей



Рис. 3. Теплограмма отходящих кабельных линий в РЩ

При проведении тепловизионного контроля оборудования персоналом филиала «Энергонадзор» было установлено, что температура контактных соединений и токоведущих жил кабельных линий многократно превышает допустимые нормы (рис. 2, 3). Так, температура контактных соединений превышала 100 °С, температура токоведущих жил кабелей – 200 °С. Руководству торгового центра было предложено немедленно снизить подключенную нагрузку, а подключение дополнительного освещения выполнить в соответствии с действующими требованиями НПА и ТНПА.

С учетом выявленных нарушений и в соответствии с поручением Министерства энергетики руководитель торгового центра привлечен к административной ответственности по ст. 20.12 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях. Работниками торгового центра уже начато устранение выявленных недостатков, а ход этой работы взят на контроль инспекторами госэнергонадзора.

На одном из рынков г. Витебска специалистами энергонадзора было обнаружено, что персонал потребителя отключил щит управления пожарными насосами, о чем незамедлительно было сообщено инспектору МЧС, проводившему в этот день проверку на указанном объекте. В ходе проверки указанное нарушение было устранено.

Принимая во внимание количество и разнообразие выявляемых нарушений, принято решение о продолжении осмотров энергоустановок в местах с массовым пребыванием людей.

Необходимо отметить, что с окончанием плановых проверок, проводившихся в рамках Указа Президента Республики Беларусь № 510 в 2017 году, Витебским МРО с января 2018 года уже усилена профилактическая работа с организациями, имеющими на ба-

лансе общежития для проживания граждан. Указанным организациям направляются письма с предложением провести осмотры энергоустановок с целью предупреждения энерготравматизма и возникновения пожаров. Данная работа проводится исключительно с профилактической целью, по результатам осмотра руководителю выдается акт осмотра с перечнем нарушений, которые предлагается устранить, и рекомендуемыми сроками их устранения.

Начало этой работе было положено после проведенного в декабре 2017 года совместно с работниками МЧС профилактического осмотра нескольких общежитий различных организаций г. Витебска, который был организован по инициативе Витебского областного управления МЧС в связи с участвовавшими случаями возгораний в общежитиях. В ходе осмотра инспектором госэнергонадзора выявлены нарушения, в том числе в области электробезопасности. Наиболее типичными среди них являются следующие:

- перегрузка электрической сети;
- отсутствие заземления (зануление) металлических корпусов электроприборов в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных в отношении поражения электрическим током;
- проведение не в полном объеме электрофизических измерений и испытаний электроприборов, в том числе электроплит.

Большинство общежитий имеют внушительный срок эксплуатации – 30–40 лет. При этом лишь в единичных случаях в них проведена реконструкция сетей электроснабжения с учетом современных требований.

При проектировании общежитий не предполагалось, что в них будет использоваться большое количество мощных электроприборов, на подключение которых розеточные сети фак-

тически не рассчитаны. В стандартной комнате обычно имеются 2–3 розетки, а ведь необходимо подключить чайник, стиральную машину, холодильник, компьютер, пылесос, микроволновую печь, фен и многое другое, не говоря о зарядных устройствах для телефонов. В результате в комнатах образуется густая сеть из удлинителей и тройников. Вместе с тем, пользуясь электроприборами, люди, как правило, не заглядывают в руководства по эксплуатации, в которых указано, что подключение холодильника, стиральной машины, микроволновой печи и т.д. через удлинители и тройники запрещено!

Конечно, в каждом общежитии имеются правила проживания, в которых указаны требования безопасности при эксплуатации электроприборов, в том числе часто можно увидеть следующую запись: «Запрещается подключение к розеткам электроприборов мощностью более 1000 Вт». Однако мощность ряда приборов повседневного использования (чайник, утюг, тостер и т.п.) значительно выше.

Закономерным результатом в этих условиях является тот факт, что в общежитиях семейного типа нарушений в области электро- и пожаробезопасности на порядок больше, чем в студенческих, что вызывает особые опасения, так как в общежитиях семейного типа проживают семьи с несовершеннолетними детьми.

Таким образом, сегодня назрела необходимость в проведении реконструкции сетей электроснабжения общежитий, что требует значительных финансовых затрат, которые многие балансодержатели общежитий не могут себе позволить. Естественно, что в сложившейся ситуации значимость профилактической работы, проводимой органами госэнергонадзора, многократно возрастает.

КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Организационно-технический контроль состояния трубопроводов тепловых сетей, обеспечение их безаварийной работы, а также достаточная оснащенность материально-техническими и трудовыми ресурсами для оперативной ликвидации аварийных ситуаций являются важнейшими факторами бесперебойной работы теплофикационного комплекса. В статье приводятся критерии, позволяющие оценить надежность трубопроводов тепловых сетей.

Живучесть системы теплоснабжения

Напомним, что составляющими надежного обеспечения тепловой энергией потребителей I, II и III категорий являются следующие факторы:

- надежность работы и наличие резерва теплогенерирующего оборудования;

- надежность работы и наличие резервных линий тепловых сетей;

- способность теплоснабжающих организаций к оперативному устранению аварийных ситуаций, возникающих при повреждении оборудования котельных и трубопроводов тепловых сетей, в том числе аварий, связанных с изменениями гидравлических и температурных режимов работы теплофикационного комплекса.

К сожалению, в практике отсутствует общая методика оценки надежности систем теплоснабжения по каким-либо определенным показателям надежности. В то же время существуют расчетные показатели, позволяющие провести оценку технического состояния трубопроводов тепловых сетей.

Надежность трубопроводов тепловых сетей определяется с учетом таких свойств, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, режимная управляемость и живучесть.

Живучесть – важнейшее свойство системы теплоснабжения, позволяющее ей противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей. Другими словами, живучесть – это

способность системы теплоснабжения сохранять свою работоспособность при аварийных и экстремальных условиях, связанных с понижением температуры наружного воздуха ниже расчетной для данного климатического района. Главным условием живучести системы теплоснабжения является отсутствие локального замерзания сетевой воды в трубопроводах, приводящего к прекращению ее циркуляции. В связи с этим в период аварийных ситуаций должна быть обеспечена минимальная подача тепловой энергии в системы зданий для поддержания температуры воды более +3 °С на чердаках, в подъездах и подвалах.

В соответствии с этим в проектах должны быть предусмотрены мероприятия по обеспечению живучести элементов систем теплоснабжения, находящихся в зонах возможного воздействия отрицательных температур, в том числе:

- организация локальной циркуляции сетевой воды в тепловых сетях и теплопотребляющих системах зданий за счет установки циркуляционных насосов как на тепломагистралях, так и в локальных системах отопления тепловых узлов потребителей;

- прогрев тепловых сетей и теплопотребляющих систем зданий в период ремонтно-восстановительных работ;

- при необходимости – спуск сетевой и циркуляционной воды из теплопотребляющих систем зданий во время ремонтно-восстановительных работ с заполнением систем после окончания работ.



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



О.Л. ЖИТКО,
заместитель начальника
энергоинспекции
филиала «Энергонадзор»
РУП «Гомельэнерго»

Резервирование как фактор повышения надежности теплоснабжения

Многолетняя практика эксплуатации тепловых сетей показала, что вероятность прекращения подачи тепловой энергии потребителям в отопительном периоде в результате аварии магистральных теплопроводов незначительна и с увеличением диаметра теплопроводов становится еще меньше. Вероятность же одновременной аварии

Таблица 1. Допустимое снижение подачи тепловой энергии в зависимости от температуры наружного воздуха и диаметра трубопровода

Минимальный диаметр трубопровода, мм	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С				
	-10	-20	-30	-40	-50
	Допускаемое снижение подачи тепла, %				
300	x	x	x	x	50
400	x	x	x	50	60
500	x	x	50	60	70
600	x	50	60	70	80
700 и более	50	60	70	80	90

Примечание: x – резервирование не требуется.

на двух и более различных тепломагистралах, присоединенных к одному теплоисточнику, можно считать практически нулевой.

Тем не менее повышение надежности систем коммунального теплоснабжения всегда остается актуальной задачей. Одним из основных путей ее решения является резервирование, причем не только теплогенерирующего оборудования, но и элементов тепловой сети, путем закольцовки теплопроводов или устройства перемычек.

К основным мероприятиям по резервированию и повышению надежности тепловых сетей относится применение следующих технических решений:

- прокладка от источника тепла двух и более головных тепломагистралей, соединенных между собой резервными перемычками (закольцовка тепловых сетей);

- прокладка резервных перемычек между тепловыми сетями двух и более источников тепла (закольцовка тепловых районов);

- монтаж в закольцованном контуре не менее трех секционирующих задвижек (две – при врезке контура, одна и более – по трассе контура);

- прокладка до абонентов двух резервных теплопроводов;

- прокладка до абонентов реверсивного (третьего) теплопровода;

- уменьшение протяженности участка между секционирующими задвижками;

- монтаж секционирующих задвижек по ходу потока сетевой воды после врезки ответвлений;

- обеспечение минимальной циркуляции сетевой воды в аварийных перемычках;

- соединение теплопроводов транспозицией («перехлест» теплопроводов) на участках со встречными потоками теплоносителя (непосредственно на участках или в камерах).

Уровень резервирования (K_p) вычисляется как отношение резервируемой на уровне центрального теплового пункта (квартала, микрорайона) расчетной тепловой нагрузки к сумме расчетных тепловых нагрузок (%) подлежащих резервированию потребителей, подключенных к данному тепловому пункту: если сумма расчетных тепловых нагрузок составляет 90–100 %, то $K_p = 1,0$; 70–90 % – $K_p = 0,7$; 50–70 % – $K_p = 0,5$; 30–50 % – $K_p = 0,3$; менее 30 % – $K_p = 0,2$.

В соответствии с требованиями ТКП 45-4.02-182-2009 (02250) «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования» при проектировании тепловых сетей подземной прокладки в непроходных каналах и при бесканальной прокладке должно предусматриваться резервирование подачи тепла в зависимости от климатических условий и диаметров трубопроводов (табл. 1).

При проектировании отопления жилых микрорайонов в городах (населенных пунктах) рекомендуется относить их к потребителям тепла I категории и предусматривать 100-процентное резервирование при следующих условиях:

численность населения, тыс. чел.	расчетная температура наружного воздуха, °С
до 2,0	ниже -40
2,0–5,0	от -40 до -31
5,0–10,0	от -30 до -21
10,0–20,0	от -20 до -11

В ТКП 45-4.02-182-2009 (02250) «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования» определено, что резервирование тепловых сетей не требуется в следующих случаях:

- при наличии у потребителей местного резервного источника тепла;

- для участков надземной прокладки протяженностью менее 5 км (при соответствующем обосновании расстояние может быть увеличено);

- для теплопроводов, прокладываемых в тоннелях и проходных каналах;
- для тепловых сетей диаметром 250 мм и менее (при отсутствии потребителей I категории).

Допускается также не производить резервирование транзитных теплопроводов от ТЭЦ до вынесенных пиковых котельных в случае, если их производительность обеспечивает покрытие от 78 % до 91 % (в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха) расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию потребителей II и III категорий и 100 % расчетной нагрузки потребителей I категории.

В остальных случаях необходимо рассматривать вопрос резервирования тепловых сетей с учетом конкретной ситуации, сложившейся в данном населенном пункте, а также возможностей эксплуатационной организации.

Оценка надежности трубопроводов тепловых сетей

Для оценки надежности трубопроводов тепловых сетей предлагается использовать такие показатели, как **интенсивность отказов ($O_{и}$, шт.)** и **относительный аварийный недоотпуск тепловой энергии ($H_{н}$, Гкал)**. Систематический анализ временного (ежегодного) изменения этих показателей позволит объективно оценить техническое состояние трубопроводов тепловых сетей.

Интенсивность отказов $O_{и}$ определяется, как правило, за год по следующей зависимости:

$$O_{и} = \sum M_1 \cdot T / \sum M \cdot \Pi, \quad (1)$$

где M_1 – материальная характеристика поврежденного участка(-ов) тепловой сети, определяется как сумма произведений диаметров подводящих и отводящих трубопроводов на их длину, м³; T – время отключения участков сети для производства аварийно-восстановительных работ, ч; $\sum M \cdot \Pi$ – произведение материальной характеристики тепловой сети данной системы теплоснабжения на плановую длительность ее работы, ч, за заданный период времени (обычно за год).

Относительный аварийный недоотпуск тепла $H_{н}$ определяется по формуле

$$H_{н} = \sum H / \sum P_o, \quad (2)$$



Гомельская ТЭЦ-1
филиала «Гомельские тепловые сети»

где ΣH – суммарный недоотпуск тепла за год, связанный с повреждением трубопроводов тепловых сетей, в том числе конкретной магистральной или распределительной сети, Гкал; ΣP_o – расчетный (планируемый) отпуск тепла потребителям, в том числе по конкретной магистральной или распределительной сети, за год, Гкал.

Временная динамика изменения данных показателей дает достаточно объективное представление о техническом состоянии трубопроводов тепловых сетей. Данные показатели рекомендуется рассчитывать в течение всего времени эксплуатации трубопроводов. Анализ полученных результатов может быть использован при планировании капитальных ремонтов, разработке и реализации конкретных мероприятий по подготовке к осенне-зимнему периоду.

Определяющее влияние на надежность системы теплоснабжения оказывает техническое состояние тепловых сетей, характеризуемое **наличием трубопроводов с истекшим нормативным сроком эксплуатации** (K_n). Для трубопроводов канальной прокладки срок эксплуатации при стандартных условиях, как правило, составляет 25 лет, для тепловых сетей из предизолированных труб с пенополиуретановой изоляцией – колеблется от 30 до 50 лет.

В практике принято, что если в системе теплоснабжения трубопроводы тепловых сетей с истекшим сроком эксплуатации составляют до 10 %, то для расчета надежности K_n принимается равным 1; при 10–20 % – $K_n = 0,8$; 20–30 % – $K_n = 0,6$; выше 30 % – $K_n = 0,5$.

Оценка готовности к несению тепловой нагрузки

При подготовке тепловых сетей к несению тепловой нагрузки, в том числе в осенне-зимний период, необходимо провести оценку готовности организации, в хозяйственном ведении которой находятся трубопроводы, к выполнению аварийно-восстановительных и других работ, связанных с оперативным восстановлением теплоснабжения различных категорий потребителей. Эта готовность может быть оценена по следующим показателям:

– укомплектованность ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом согласно штатному расписанию;

– достаточная оснащенность машинами, специальными механизмами и оборудованием, в том числе для проведения круглосуточной работы по ликвидации аварийного повреждения трубопроводов тепловой сети;

– наличие и достаточность основных материально-технических ресурсов для проведения аварийно-восстановительных работ;

– укомплектованность передвижными автономными источниками электроэнергии.

Показатель **наличия специального персонала** (K_{nc}) определяется как отношение фактической численности работников этой категории к действующим нормативам, но это отношение не должно превышать 1,0.

Показатель **оснащенности машинами, специальными механизмами и оборудованием** (K_m) принимается как среднее отношение фактического их наличия к нормативному (по основной номенклатуре) по формуле

$$K_m = (M_1 + M_2 + \dots + M_n)/n, \quad (3)$$

где M_1, M_2, M_n – показатели, относящиеся к конкретным видам машин, механизмов, оборудования (экскаваторы, грузоподъемные машины, передвижные мастерские, сварочные агрегаты и т.д.); n – число показателей.

Показатель **наличия основных материально-технических ресурсов** (K_{pm}) определяется аналогично, по основной номенклатуре ресурсов (трубы, компенсаторы, арматура, сварочные материалы и т.п.). Принимаемые для опре-

деления значения общего $K_{\text{рм}}$ частные показатели не должны быть выше 1,0.

Показатель **укомплектованности автономными источниками электроэнергии** ($K_{\text{эи}}$) определяется как отношение фактически имеющихся автономных источников (в единицах мощности, кВт) к количеству необходимых для обеспечения энергоснабжения всех электроприемников, участвующих в проведении аварийно-восстановительных работах.

Обобщенный показатель **готовности к выполнению аварийно-восстановительных работ** ($K_{\text{го}}$) определяется следующим образом:

$$K_{\text{го}} = 0,25K_{\text{пс}} + 0,3K_{\text{м}} + 0,3K_{\text{рм}} + 0,1K_{\text{эи}} \quad (4)$$

В зависимости от значения этого показателя дается общая оценка готовности организации к аварийно-восстановительным работам:

а) при $K_{\text{го}} = 0,85-1,0$ – удовлетворительная готовность. Если один из ко-

эффициентов ниже 0,75, оценка снижается до ограниченной готовности;

б) при $K_{\text{го}} = 0,7-0,84$ – ограниченная готовность. При значении одного из коэффициентов ниже 0,5 оценка снижается до неготовности;

в) при $K_{\text{го}}$ ниже 0,7 – организация считается не готовой к проведению аварийно-восстановительных работ.

Показатель **надежности конкретной системы теплоснабжения** ($K_{\text{ст}}$) определяется как среднее от частных показателей $K_{\text{э}}$, $K_{\text{в}}$, $K_{\text{т}}$, $K_{\text{п}}$, (см. статью «Критерии оценки надежности работы теплоисточников», журнал «Энергетическая стратегия», № 5, 2017), а также $K_{\text{д}}$, $K_{\text{н}}$, $K_{\text{м}}$, $K_{\text{пс}}$, $K_{\text{рм}}$ и $K_{\text{эи}}$:

$$K_{\text{ст}} = (K_{\text{э}} + K_{\text{в}} + K_{\text{т}} + K_{\text{п}} + K_{\text{д}} + K_{\text{н}} + K_{\text{м}} + K_{\text{пс}} + K_{\text{рм}} + K_{\text{эи}})/n, \quad (5)$$

где n – число показателей, учтенных в числителе.

Общий показатель **надежности системы коммунального теплоснабжения** ($K_{\text{от}}$) по различным теплофи-

кационным магистралям населенного пункта от одного теплоисточника можно определить по следующей формуле:

$$K_{\text{от}} = (Q_1 \cdot K_{\text{ст1}} + Q_2 \cdot K_{\text{ст2}} + \dots + Q_i \cdot K_{\text{сти}})/(Q_1 + Q_2 + \dots + Q_i), \quad (6)$$

где $K_{\text{ст1}}$, $K_{\text{ст2}}$, $K_{\text{сти}}$ – значения показателей надежности систем теплоснабжения кварталов, микрорайонов города; Q_1 , Q_2 , Q_i – расчетные тепловые нагрузки потребителей кварталов, микрорайонов города (Гкал/ч).

Общий критерий оценки **надежности теплофикационного комплекса** ($K_{\text{тк}}$) рассчитывается как среднеарифметическое от суммы указанных показателей. Готовность теплофикационного комплекса к несению тепловой нагрузки с учетом категории надежности подключенных потребителей оценивается следующим образом:

а) при $K_{\text{тк}} = 0,85-1,0$ – удовлетворительная готовность. Если один из показателей ниже 0,7, то оценка снижается до ограниченной готовности;

б) при $K_{\text{тк}} = 0,7-0,8$ – ограниченная готовность. При значении одного из показателей ниже 0,5 – негарантирующая готовность;

в) при $K_{\text{тк}}$ ниже 0,7 – неготовность.

Конечно, даже высокие коэффициенты надежности не гарантируют безаварийность работы котельного и вспомогательного оборудования, трубопроводов тепловых сетей. В то же время перечисленные критерии позволяют теплоснабжающим и другим организациям провести анализ готовности к обеспечению потребителей тепловой энергией в зависимости от категории надежности и периода года и при необходимости разработать и реализовать опережающие мероприятия в целях поддержания безаварийной работы систем теплоснабжения.



Ремонт тепловых сетей

Редакция журнала поздравляет постоянного автора издания – начальника энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго» Николая Николаевича Киселева с 60-летием со дня рождения.

Желаем здоровья, счастья, благополучия и новых производственных достижений!

ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОУСТАНОВОК

В последнее время значительно увеличилось потребление тепловой энергии на нужды отопления, горячего водоснабжения, а также на обеспечение технологических процессов в реальном секторе экономики. В этих условиях важным фактором надежности энергоснабжения является профессионализм персонала, обслуживающего теплотехническое оборудование. Между тем специалисты энергонадзора все чаще сталкиваются с нарушениями правил безопасности со стороны этой категории работников, что зачастую приводит к несчастным случаям.



А.И. МАНУКЯН,
руководитель группы
энергоинспекции Лидского
МРО филиала «Энергонадзор»
РУП «Гродноэнерго»

Причины производственного травматизма среди теплотехнического персонала

Анализ травматизма среди теплотехнического персонала свидетельствует, что несчастные случаи являются следствием низкого уровня технологической и производственной дисциплины. Нарушение правил эксплуатации энергоустановок и отсутствие четкой системы надзора и контроля за использованием теплотехнического оборудования со стороны руководства приводят к ухудшению технического состояния этого оборудования и создают предпосылки для роста производственного травматизма среди теплотехнического персонала. Причины травматизма в тепловых энергоустановках можно разделить на организационные и технические.

К **организационным** причинам можно отнести:

- низкий уровень профессиональной подготовки;
- недостаточное знание безопасных приемов труда;
- несовершенство технологического процесса;
- нарушение технологического процесса;
- неиспользование средств индивидуальной защиты;
- необеспеченность средствами индивидуальной защиты;
- состояние алкогольного опьянения;
- неудовлетворительное содержание и плохая организация рабочих мест;

- недостаточный контроль за проведением работ;
- нарушение требований охраны труда и трудовой дисциплины.

К **техническим** причинам производственного травматизма относятся:

- недостаточная надежность машин и механизмов;
- конструктивные недостатки машин и механизмов;
- несоблюдение сроков планово-предупредительных ремонтов;
- эксплуатация неисправного оборудования.

Меры по обеспечению безопасности

Теплоиспользующие установки и тепловые сети являются объектами повышенной опасности, поэтому работы, связанные с их эксплуатацией, проводятся по нарядам-допускам и распоряжениям.

Наряд-допуск – это письменное разрешение на производство работ повышенной опасности, которое определяет характер работы, место, время начала и окончания работ, мероприятия по подготовке объекта к проведению работ и последовательность их выполнения, условия безопасного их проведения и допуска персонала, состав работающих и перечень лиц, персонально ответственных за безопасность проведения работ.

В соответствии с п. 5.1 ТКП 459-2012 «Правила техники безопасности при экс-

плуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» при работах в теплоустановках и тепловых сетях потребителей по нарядам-допускам выполняются следующие работы:

- ремонт теплоустановок, требующий подготовки рабочего места;
- установка и снятие заглушек на трубопроводах (кроме трубопроводов воды с температурой ниже 45 °С);
- монтаж и демонтаж оборудования;
- врезка гильз и штуцеров для приборов, установка и снятие измерительных диафрагм и расходомеров;
- ремонт трубопроводов и арматуры без снятия ее с трубопроводов, ремонт и замена импульсных линий;
- вывод теплопроводов в ремонт;
- гидроневматическая промывка трубопроводов;
- испытание тепловой сети на расчетное давление и расчетную температуру теплоносителя;
- работа в местах, опасных в отношении загазованности и поражения электрическим током;
- работа в камерах, колодцах, аппаратах, резервуарах, баках, коллекторах, туннелях, трубопроводах, каналах;
- химическая очистка оборудования;
- теплоизоляционные работы;



Центральный тепловой пункт

– нанесение антикоррозионных покрытий.

С учетом местных условий по нарядам-допускам могут выполняться и другие работы, перечень которых должен быть утвержден руководителем (техническим руководителем) организации.

Формы наряда-допуска

В отличие от отмененных Правил техники безопасности при эксплуатации теплоиспользующих установок и тепловых сетей потребителей, утвержденных постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 11 августа 2003 года № 31, в действующем ТКП 459-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» форма наряда-допуска отсутствует. В связи с этим при проведении работ в теплоустановках или тепловых сетях необходимо использовать форму наряда-допуска, приведенную в приложении № 1 Межотраслевых общих правил по охране труда, утвержденных постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 3 июня 2003 года № 70.

Органы государственного управления, иные государственные организации, подчиненные Правительству Республики

Беларусь, при необходимости в установленном порядке могут принимать и вводить в действие для применения в подчиненных организациях иные формы наряда-допуска, учитывающие специфику видов деятельности и отдельных работ.

Иные формы нарядов-допусков приняты в следующих случаях:

– при производстве работ внутри емкостных сооружений: колодцев, цистерн и т.п.;

– при осуществлении газоопасных, огневых и других работ повышенной опасности на тепломеханическом оборудовании на объектах ГПО «Белэнерго»;

– при выполнении работ в электроустановках;

– при проведении огневых работ;

– при работе на высоте и т.д.

Несмотря на различия между формами наряда-допуска как документа в различных отраслях промышленности и областях деятельности, суть его назначения остается везде одинаковой.

Распоряжения

Работы в теплоустановках и тепловых сетях потребителей, не требующие проведения технических мероприятий по подготовке рабочих мест и не упомянутые в перечне работ, выполняемых по нарядам-допускам, могут осуществляться

по распоряжению. Если исполнителем является один человек, то перечень работ, выполняемых им по распоряжению, должен быть определен исходя из местных условий и утвержден руководителем (техническим руководителем) организации. Распоряжения имеют разовый характер и действуют в течение рабочего дня исполнителей. В случае переноса работ на следующий рабочий день распоряжение отдается заново.

Учет и регистрация работ по нарядам-допускам и распоряжениям производятся в журнале установленной формы. Журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью.

Заключение

Пренебрежение элементарными мерами безопасности, отсутствие системного подхода к вопросам охраны труда и техники безопасности приводит к неоправданным последствиям, ценой которых являются здоровье, а порой и человеческая жизнь. Возможно, перечисленные в статье требования Правил покажутся кому-то формальными, но важно понимать, что за каждым из них стоит опыт нескольких поколений энергетиков и только безоговорочное выполнение этих требований позволит избежать аварий, травматизма и гибели людей.

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Материалы, публикуемые в этом номере журнала, предназначены как для теплотехнического, так и для электротехнического персонала потребителей. Специалистам, отвечающим за тепловое хозяйство, напомним основные требования к промывке систем теплоснабжения и, в частности, порядок проведения гидропневматической промывки. Лицам, ответственным за электрохозяйство, адресована статья, излагающая требования действующих ТКП к распределительным устройствам напряжением до 1 кВ переменного тока, включая требования к их отдельным элементам, размещению, безопасности, проведению ремонтов и осмотров. Публикация будет полезна также работникам службы охраны труда предприятий и организаций.

Мы, как всегда, готовы поддерживать обратную связь с читателями. На страницах журнала вы можете получить ответы опытных специалистов на актуальные для вас вопросы, а также поделиться собственными решениями и практическими наработками в области эксплуатации электрического и теплового оборудования.

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

Требования к промывке систем теплоснабжения потребителей

В процессе эксплуатации на внутренних поверхностях трубопроводов системы отопления и горячего водоснабжения, а также приборов системы отопления скапливаются различные органические и неорганические отложения в виде солей кальция, натрия, магния, других примесей и образуется накипь. Это приводит к снижению проходной способности трубопроводов и, как следствие, к нарушению циркуляции, уменьшению эффективности теплоотдачи отопительных приборов, нарушению температурного графика и другим последствиям. Для примера: наличие накипи в отопительных приборах толщиной в 1 мм снижает теплоотдачу в среднем на 15 %.

Когда и с какой целью проводится промывка системы теплоснабжения

- Промывку системы теплоснабжения требуется проводить:
- после капитального ремонта оборудования или замены участков трубопроводов;
 - после проведения монтажных работ по замене состава оборудования;
 - при снижении эффективности работы системы горячего водоснабжения и (или) отопления;
 - после окончания отопительного сезона (согласно требованию п. 20.9 ТКП 458 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»). Согласно действующим ТНПА подключение вновь смонтированных после капитального ремонта систем теплоснабжения потребителей к тепловым сетям энергоснабжающей организации без проведения промывки запрещается.
- Проведение промывок систем теплоснабжения позволяет:
- восстановить проектную пропускную способность трубопровода;
 - сократить расходы на потерю тепла – до 5 %;
 - снизить затраты электрической энергии на циркуляцию теплоносителя и, соответственно, расход топлива на теплоисточнике;
 - обеспечить равномерный нагрев отопительных приборов и, как следствие, соблюдение социальных стандартов температуры воздуха в помещениях;
 - обеспечить соблюдение потребителем температурного графика работы сети в зависимости от температуры наружного воздуха в части требований к параметрам температуры обратной сетевой воды;
 - исключить возможность засорения тепловой сети и теплотехнического оборудования теплоисточника или центрального теплового пункта;
 - обеспечить безопасную и надежную эксплуатацию систем теплоснабжения потребителей.

Основные способы промывки

В практике существуют четыре основных способа промывки систем теплоснабжения потребителей:

1. Гидропневматический (водно-пульсирующий), при котором подающийся в заполненную водой систему теплоснабжения воздух создает высокую турбулентность движения водовоздушной смеси и достаточно эффективное отслоение, взрыхление и удаление различных отложений: ржавчины, налета, ила, песка и др. При этом требуется дополнительная очистка отопительных приборов.
2. Пневмогидроудар, в основе которого используется пневмогидравлический импульс. Это наиболее эффективный способ промывки, но он требует наличия специального оборудования. Преимущество этого способа в отсутствии необходимости дополнительной очистки отопительных приборов.

3. Химический – с использованием препаратов, содержащих органические и неорганические кислоты. Препараты, попадая в трубопроводы, полностью растворяют накипь, ржавчину, отложения в виде солей. Проведение работ по химической промывке трубопроводов возможно даже в период работы системы теплоснабжения. Ограничение по применению – наличие отопительных приборов из алюминия или алюминиевых сплавов, которые под действием кислоты теряют прочность.

4. Биологический (альтернатива химическому) – с использованием биопрепаратов, изготовленных на водной основе, которые взрыхляют и растворяют накипи, коррозионные, органические и другие отложения в трубах и отопительных приборах. В настоящее время в Республике Беларусь используется биологический препарат Биз-1, который не подлежит государственной регистрации и обязательной сертификации и показал достаточно высокие результаты при применении.

Особенности проведения гидронеуматического способа промывки

Наиболее распространенным и эффективным способом промывки системы теплоснабжения является гидронеуматический (смесь воды и сжатого воздуха). Напор водопроводной воды при этом должен быть в пределах 0,15–0,3 МПа. При более высоком давлении могут возникнуть проблемы с обеспечением компрессором нормального хода промывки. При давлении воды ниже указанного предела в конечных точках системы возможно простое завоздушивание, что ухудшит качество промывочных работ. В данном случае придется периодически останавливать компрессор на 10–15 мин при постоянной подаче воды.

Давление воздуха в промываемом трубопроводе рекомендуется поддерживать в пределах 3,0–3,5 МПа.

Гидронеуматическую промывку рекомендуется проводить в три этапа.

Первый этап

1. Врезка штуцеров:

- для присоединения трубопровода сжатого воздуха от компрессора Ду 32 мм;
- для присоединения трубопровода холодной воды Ду 50 мм;
- для отвода дренируемой водовоздушной смеси.

Для обеспечения возможности удаления из труб крупных загрязнений диаметр спускных патрубков следует принимать в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1

Ø труб, мм	до 70	80–125	150–175
Ø патрубка, мм	25	40	50

2. Организация сброса промывочной воды в ближайший дренаж, ливнесток или другое емкостное сооружение с последующей откаткой воды автономными цистернами.

3. Подбор оборудования для проведения промывки в зависимости от тепловой мощности системы теплоснабжения. В качестве такого оборудования могут применяться передвижные компрессорные станции производительностью 5–6 м³/мин, давлением до 0,6 МПа.

В зависимости от пропускной способности дренажного устройства, мощности компрессора и возможного расхода воды применяется несколько режимов промывки. Нормальным режимом считается движение смеси, сопровождающееся толчками, проскоками попеременно воды и воздуха.

При подключении компрессора для исключения случаев попадания воды в ресивер задвижку на водопроводе следует открывать только после того, как давление в ресивере станет больше давления в водопроводе. Нагнетательная линия компрессора также должна быть оснащена обратным клапаном.

Ориентировочный расход воды при промывке для различных диаметров труб при скорости перемещения промывочной воды 1 м/с приведен в таблице 2.

Таблица 2

Ø труб, мм	50	70	80	100	125	150	200
Расход воды, м³/ч	8	14	20	30	50	65	125

Второй этап

Промывка сжатым воздухом каждого стояка снизу вверх при заполненной водой системе отопления (для взрыхления отложений), начиная с самого удаленного стояка.

Третий этап

Промывка разводящих трубопроводов водовоздушной смесью.

Гидронеуматическую промывку системы теплоснабжения можно проводить двумя способами – проточным и способом наполнения.

При проточном способе система теплоснабжения заполняется водой, подключается компрессор и открывается дренаж. Водовоздушная смесь постоянно подается в промываемый участок системы и выходит через дренаж. Промывка ведется до визуальной светлой воды.

При выполнении промывки способом наполнения в заполненную водой систему подают сжатый воздух при закрытом сливном дренаже. Через 10–15 мин открывают сливной дренаж. Качество промывки определяется также на глаз.

В зависимости от схемы теплоснабжения и степени загрязненности рекомендуется делать промывку одновременно 5–6 стояков.

Промывку внутренних систем отопления гидронеуматическим методом следует проводить в следующем порядке:

1. Систему отопления на период промывок отключают от квартальной сети секучими задвижками с установкой дополнительных заглушек из листовой стали толщиной не менее 2–4 мм. Рекомендуется перед промывкой выполнить ревизию запорной арматуры.

2. К промывочным штуцерам с помощью полугаек присоединяют гибкие рукава (резиновые шланги). На вводе холодной воды и воздуха необходимо предусмотреть установку обратных клапанов.

3. Промывку производят после удаления из элеватора сопла (при наличии элеваторного узла), дросселирующих устройств (ограничительных шайб).

4. Систему заполняют водой через задвижку при открытом воздушнике, при появлении воды воздушник и задвижку закрывают.

5. Производят продувку воздухом каждого стояка.

Общие требования к промывке

Какой бы способ ни применялся для промывки системы теплоснабжения, эффективность процедуры зависит от качества ее проведения.

Перед выполнением промывки необходимо выполнить ряд условий:

– провести обследование системы теплоснабжения для определения степени загрязненности отложениями;

- подготовить схему промывки;
- при необходимости произвести врезку штуцеров для подключения оборудования.

После этого можно проводить промывку системы теплоснабжения. По окончании любого вида промывки требуется проверить качество выполненных работ путем вырезки образца в наиболее удаленной точке системы теплоснабжения и демонтировать оборудование, применявшееся для промывки.

Последним и обязательным этапом процедуры являются гидравлические испытания систем теплоснабжения, позволяющие выявить дефектные участки трубопровода.

Согласно ТКП 459 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей»

гидравлические испытания и все виды промывок систем теплоснабжения относятся к работам повышенной опасности и должны выполняться по нарядам-допускам и по специально разработанной программе.

**Н.Н. Киселев, начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,
Ю.Н. Леонова, государственный инспектор Гомельского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»**

Требования к распределительным устройствам напряжением до 1 кВ переменного тока

На каждой электрической станции или подстанции имеется распределительное устройство (РУ), назначение которого состоит в том, чтобы принять электрическую энергию от генератора или трансформатора и передать ее потребителям. Приборы и аппараты, установленные в РУ, позволяют включать и отключать отдельных потребителей или их группы, учитывать потребляемую ими энергию, измерять мощность, ток, напряжение, частоту и т.д. В данных устройствах также сосредоточены аппараты защиты от повреждений на отходящих линиях. В статье изложены основные требования к РУ напряжением до 1 кВ переменного тока.

Распределительные устройства до 1 кВ переменного тока выполняются в виде щитов (распределительных, управления, релейных и пультов), установок ячеечного типа, шкафов, шинных выводов, сборок. РУ могут быть закрытого типа, когда все элементы схемы электрических соединений (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы, приборы и др.) расположены внутри помещения, и открытого типа, когда устанавливаются вне помещений (на открытом воздухе).

Общие требования к элементам РУ

Провода, шины, аппараты, приборы и конструкции РУ должны по своим характеристикам соответствовать как нормальным условиям работы (рабочее напряжение и ток, класс точности и т.п.), так и условиям работы по короткому замыканию (устойчивость к термическим и динамическим воздействиям, коммутационная способность).

При работе аппаратов и приборов возникающие в них искры или электрические дуги не должны причинить вреда обслуживающему персоналу, воспламенить или повредить окружающие предметы, вызвать КЗ или замыкание на землю. Аппараты и приборы в РУ устанавливаются на высоте в пределах 400–2000 мм от уровня пола, аппараты ручного оперативного управления – 700–1900 мм, измерительные приборы – 1000–1800 мм.

Открытые токоведущие части должны иметь изоляционное покрытие. Между неподвижно укрепленными токоведущими частями и открытыми проводящими частями выдерживают расстояние не менее 20 мм по поверхности

изоляции и не менее 12 мм – по воздуху. Расстояние от неизолированных токоведущих частей до ограждений должно быть не менее 100 мм при сетчатых и 40 мм – при сплошных съёмных ограждениях.

Защитные РЕ-проводники и шины могут быть проложены без изоляции, нулевые рабочие N-проводники, шины и совмещенные PEN-проводники – только с изоляцией.

Требования к размещению РУ открытого типа

Особую опасность для неэлектротехнического персонала и граждан представляют РУ, установленные вне электропомещений и на открытом воздухе.

При установке РУ вне электропомещений токоведущие части должны быть закрыты сплошными ограждениями либо выполняться со степенью защиты не менее IP2X. В случае применения РУ с открытыми токоведущими частями оно должно быть ограждено и оборудовано местным освещением. Ограждение выполняют сетчатым, сплошным или смешанным, высотой не менее 1,7 м. Дверцы входа за ограждение должны запираются на ключ. Расстояние от сетчатого ограждения до неизолированных токоведущих частей должно быть не менее 0,7 м. Оконцевание проводов и кабелей выполняют внутри устройства. Съёмные ограждения устанавливают так, чтобы их удаление было невозможно без специального инструмента, дверцы запирают на ключ. Все РУ, установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них посторонних лиц.

При установке РУ на открытом воздухе необходимо соблюдать следующие требования:

- устройство должно быть расположено на спланированной площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня площадки и иметь конструкцию, соответствующую условиям окружающей среды. В районах, где наблюдаются снежные заносы высотой более 1 м, шкафы устанавливают на повышенных фундаментах;

- для обеспечения нормальной работы аппаратов, реле, измерительных приборов и приборов учета в соответствии с требованиями государственных стандартов и других нормативных документов необходимы местный подогрев и местное освещение.

Обеспечение безопасности в помещениях РУ

Распределительные устройства должны иметь четкие надписи, указывающие назначение отдельных цепей и панелей. Надписи должны выполняться на лицевой стороне устройства, а при обслуживании с двух сторон – также на его задней стороне. Части РУ, относящиеся к цепям различного рода тока и различных напряжений, должны быть выполнены и размещены так, чтобы обеспечивалась возможность их четкого распознавания.

На дверях РУ должны быть нанесены предупреждающие знаки, диспетчерское наименование РУ. На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений должен указываться номинальный ток плавкой вставки. На всех ключах, кнопках и рукоятках управления должны быть надписи, указывающие операцию, для которой они предназначены («Включать», «Отключать», «Убавить», «Прибавить» и т.д.), на сигнальных лампах и аппаратах – надписи, указывающие характер сигнала («Включено», «Отключено», «Перегрев» и т.д.). Выключатели и их приводы должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

В помещениях РУ окна и двери всегда должны быть закрыты, а проемы в перегородках между аппаратами, содержащими масло, заделаны. Все отверстия в местах прохода кабеля уплотняются. Для предотвращения попадания животных и птиц отверстия и проемы в наружных стенах помещений заделываются или закрываются сетками с размером ячейки 1×1 см. Токоведущие части пускорегулирующих аппаратов и аппаратов защиты ограждаются от случайных прикосновений. В специальных помещениях (электрощитовые, станции управления и т.п.), к которым имеет доступ только электротехнический персонал, допускается открытая установка аппаратов без защитных кожухов. В закрытых РУ кабельные каналы и наземные кабельные лотки должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, лотков, с этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены огнеупорным материалом.

Оборудование РУ должно периодически очищаться от пыли и грязи в сроки, установленные ответственным за электрохозяйство с учетом местных условий. Туннели, подвалы, каналы должны содержаться в чистоте, а дренажные устройства – обеспечивать беспрепятственный отвод воды. Все металлические части РУ должны иметь антикоррозийное покрытие.

Персонал, обслуживающий РУ, должен располагать документацией по допустимым режимам работы в нормальных и аварийных условиях. Персонал также должен быть обеспечен средствами защиты в соответствии с [3] и первичными средствами пожаротушения, установленными правилами пожарной безопасности. У оперативно-ремонтного персонала должен быть запас калиброванных плавких вставок, соответствующих типу предохранителей. Применение некалиброванных плавких вставок не допускается.

Проведение осмотров и ремонтов РУ

Профилактические проверки, измерения и испытания оборудования РУ проводят в объемах согласно нормам испытаний электрооборудования согласно приложению Б [1].

Осмотр РУ без отключения оборудования должен проводиться:

- на объектах с постоянным дежурным персоналом – не реже 1 раза в сутки, в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц;
- на объектах без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц;
- внеплановый – после отключения КЗ или появления сигнала неисправности.

При проведении осмотров РУ до 1 кВ особое внимание нужно обращать на:

- 1) состояние помещений, исправность дверей и окон, отсутствие течи в кровле и межэтажных перекрытиях, наличие и исправность замков, ограждающих конструкций;
- 2) состояние изоляции (запыленность, наличие трещин, разрядов и т.п.);
- 3) исправность систем отопления и вентиляции, освещения и сети заземления;
- 4) наличие и состояние технических средств противопожарной защиты и первичных средств пожаротушения;
- 5) состояние контактных соединений, рубильников, щитов низкого напряжения;
- 6) целостность пломб у счетчиков;
- 7) отсутствие повреждений и следов коррозии;
- 8) плотность закрытия шкафов управления;
- 9) возможность доступа к приводам коммутационных аппаратов и др.

Информация о выявленных в ходе осмотра неисправностях заносится в журнал дефектов и неполадок на оборудовании и доводится до ответственного за электрохозяйство, который принимает меры по устранению неисправностей в кратчайшие сроки.

Периодический осмотр оборудования должен производить персонал, ответственный за его техническое состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра устанавливает технический руководитель потребителя.

Ремонт оборудования РУ осуществляется по мере необходимости с учетом результатов профилактических осмотров и испытаний. Первый капитальный ремонт установленного оборудования должен быть произведен в сроки, указанные в эксплуатационных документах изготовителя. Периодичность ремонтов может быть изменена исходя из опыта эксплуатации, решения технического руководителя потребителя.

Только при грамотной и правильной эксплуатации электроустановок можно избежать аварий, пожаров и несчастных случаев с людьми и животными.

Список литературы

1. ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей». – Минск: Минэнерго, 2014. – С. 534.
2. ТКП 339-2011 (02230) «Электроустановки напряжением до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний». – Минск: Минэнерго, 2014. – С. 594.
3. ТКП 290-2010 (02230) «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках». – Минск: Минэнерго, 2014. – С. 110.

М.А. Гацкий, начальник Кореличской РЭИ Лидского МРО филиала «Энергонadzор» РУП «Гродноэнерго»

НАВСТРЕЧУ 21-Й МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ВЫСТАВКЕ **ТехИнноПром**



Режим работы выставки:
29–31 мая – с 10.00 до 18.00
1 июня – с 10.00 до 16.00
Организатор: expoforum.by

С 29 мая по 1 июня 2018 года в г. Минске в Футбольном манеже (пр. Победителей, 20/2), состоится 21-я международная специализированная выставка «ТехИнноПром». Этот масштабный международный проект реализуется в рамках Белорусского промышленного форума – 2018, который традиционно проводится под патронажем Правительства Республики Беларусь и при официальной поддержке республиканских органов государственного управления, исполнительных органов власти областей и г. Минска, учреждений науки и образования, общественных объединений.

Главная цель 21-й международной специализированной выставки «ТехИнноПром» – демонстрация новейших технологий и инноваций в промышленности.

Доминантой международной программы выставки в этом году станет присутствие немецких компаний, целью которого является установление контактов и сотрудничества по направлению «Автоматизация, робототехника и цифровизация». Формат делового визита предполагает переговоры в рамках контактно-кооперационной биржи, посещение белорусских организаций и предприятий, а также проведение специализированной конференции в формате 2-го немецко-белорусского форума Industry 4.0, которая станет продолжением диалога о цифровизации экономики.

Повестка выставки «ТехИнноПром» и конференции, как правило, намного опережает реальные тренды. Тем острее проявляются новые задачи цифровизации экономики – процесса, в который втягивается весь мир. Для национальной экономики этот тренд становится весьма серьезным вызовом, поскольку с формированием цифровой экономики напрямую связана конкурентоспособность отечественных предприятий. Разные аспекты цифровой трансформации находят отра-

жение в таких тематических разделах выставки, как «Промышленное оборудование, технологии и продукция», «Индустрия 4.0 – современная промышленная автоматизация, перспективные инновационные материалы и технологии», «Энергетика в промышленности, энергосбережение, экология».

Особый интерес у посетителей и специалистов должны вызвать экспозиции «Современная промышленная автоматизация», «Инновации в материаловедении», «Аддитивные технологии, 3D-принтеры», «Аэрокосмические технологии», «Технологии виртуальной реальности, искусственный интеллект», «Робототехника. Промышленные роботизированные манипуляторы. Автомобили-роботы, беспилотные транспортные средства», «Наноструктурные материалы и нанотехнологии в электронике, машиностроении». Широко будут представлены также темы «Цифровая трансформация промышленного сектора экономики, бизнеса и общества», «Развитие Интернета Вещей» и «Облачные сервисы».

Площадка «ТехИнноПром» обещает стать своеобразной платформой продвижения искусственного интеллекта (ИИ) – от беспилотных автомобилей и дронов до виртуальных помощников и программного обеспечения для перевода.

Белорусский потенциал информационных технологий по достоинству оценен международным IT-сообществом: согласно отчету ООН Республика Беларусь занимает 49-е место в списке 193 стран мира в рейтинге по индексу готовности к электронному правительству. Выполнение Государственной программы развития цифровой экономики и информационного общества на 2016–2020 годы станет серьезной вехой на пути превращения Беларуси в ИТ-страну.

Кроме выставки «ТехИнноПром» в программе Белорусского промышленного форума предусмотрено 23 специализированных мероприятия. В их числе пленарное заседание «Беларусь – место интеграции Запада и Востока. Будущее развитие промышленного потенциала республики». Традиционно в рамках форума будут работать Ярмарка инновационных разработок, международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество», международный научно-практический симпозиум «Перспективы развития аддитивных технологий в Республике Беларусь», а также кооперационная биржа «Наука и промышленность – стратегия инновационного сотрудничества», биржа субконтрактов в промышленности, конкурс сварщиков Беларуси с международным участием, семинары и презентации участников.

Организаторы деловой программы и эксперты уверены, что дискуссии в рамках Белорусского

промышленного форума станут откровением для многих специалистов и менеджеров научного и производственного секторов экономики.



ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ГАЗОСНАБЖЕНИИ

Обеспечение промышленной безопасности в области газоснабжения – одна из главных задач газоснабжающих организаций. Реализовывать эту задачу позволяет комплексный подход к эксплуатации газораспределительной системы, предусматривающий в том числе использование инновационных программных комплексов и методик. В РУП «Могилевоблгаз» накоплен значительный опыт применения современных технологий в газоснабжении, который может быть полезен для инновационного развития других систем газоснабжения Беларуси.



А.Н. ПЫЛАЕВ,
главный инженер
РУП «Могилевоблгаз»

Система технического контроля и диагностики пунктов редуцирования газа PLEXOR®

Впервые в Республике Беларусь в газоснабжающей организации РУП «Могилевоблгаз» был внедрен измерительно-программный комплекс PLEXOR® – инновационная система технического контроля и диагностики пунктов редуцирования газа. Комплекс позволяет осуществлять схему обслуживания, ориентированную на фактическое состояние основных компонентов газорегуляторных пунктов (ГРП): регуляторов давления газа, предохранительных запорных и сбросных клапанов, запорной арматуры. Все указанные элементы могут быть проверены на соответствие заданным значениям, герметичность и качество срабатывания.

РУП «Могилевоблгаз» стало инициатором разработки двух методик, основанных на возможностях инновационной системы PLEXOR®: «Техническое обслуживание оборудования ГРП (ШРП*) в период нормативного срока эксплуатации с применением измерительно-программного комплекса» и «Техническое диагностирование газорегуляторных пунктов для определения их остаточного ресурса и работоспособности с целью продления срока эксплуатации». Обе методики одобрены Департаментом по надзору за безопасным ведением работ в промышленности Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, утверждены приказом ГПО «Белтопгаз» и введены в действие.

На сегодняшний день на предприятии применяются два измерительно-программных комплекса PLEXOR® – в ПУ «Могилевгаз» и ПУ «Бобруйскгаз». В текущем году планируется приобрести еще один – для ПУ «Горкигаз».

Применение измерительно-программного комплекса является главной составляющей основного этапа технического обслуживания ГРП (ШРП) в период нормативного срока эксплуатации. В 2017 году с помощью данного комплекса выполнено техническое обслуживание 19 ГРП и 31 ШРП, в 2018-м планируется довести этот показатель до 137 и 151 соответственно. Традиционным методом предполагается выполнение обслуживания 179 ГРП и 228 ШРП.

Дело в том, что внедрение системы PLEXOR® предполагает проведение модернизации ГРП, а именно оснащение их присоединительными штуцерами. РУП «Могилевоблгаз» ставит перед собой цель в максимально короткие сроки модернизировать все находящиеся в эксплуатации ГРП и полностью перейти на новый метод их технического обслуживания.

Измерительно-программный комплекс может применяться также для осуществления входного контроля приобретаемых пунктов редуцирования газа. Прежде выявить недостатки оборудования можно было только при проведении пусконаладочных работ на объекте. Тогда приходилось демонтировать неисправное оборудование и организовывать процедуру замены либо ремонта на заводе-изготовителе. С помощью измерительно-программного комплекса можно провести

диагностику оборудования до его транспортировки и монтажа на объекте и определить работоспособность всего пункта редуцирования в целом.

Использование измерительно-программного комплекса PLEXOR® позволило значительно повысить качество технического обслуживания оборудования газораспределительных и шкафных регуляторных пунктов РУП «Могилевоблгаз», что способствует обеспечению безаварийного и бесперебойного газоснабжения потребителей Могилевской области.

Мультипрограммный комплекс ТОиР ГРО

Сегодня предприятие эксплуатирует 316 ГРП и 379 ШРП, 561 из них оснащены средствами телеметрии, позволяющими в режиме реального времени контролировать параметры работы каждого объекта, фиксируя их отклонение от заданных. В планах 2018 года оснастить 100 % объектов.

Эксплуатировать такую объемную систему в заданных параметрах позволяет разработанный силами сотрудников отдела автоматизации и связи мультипрограммный комплекс ТОиР ГРО («техническое обслуживание и ремонт газораспределительных объектов»), который состоит из веб-приложений

«Эксплуатация ГРП, ШРП», «Служба эксплуатации» и «Служба защиты» (рис. 1).

Веб-приложение «Эксплуатация ГРП, ШРП» представляет собой справочник, содержащий информацию по всем газорегуляторным пунктам Могилевской области (рис. 2). Сведения включают режимную карту, информацию по телеметрии, список и схему оборудования, установленного на объекте, средства измерений и индикаторы, характеристику здания с фотографиями, а также информацию о закреплении ГРП и ШРП каждого района за мастерами, которая вносится специалистами службы эксплуатации подземных газопроводов (СЭПГ) (рис. 3).

С помощью приложения ведется постоянный контроль всех параметров работы объектов газоснабжения (входное и выходное давление, срабатывание датчиков открытия дверей, загазованность, температура и др.). Службы могут следить за изменением этих параметров во времени путем построения графиков за нужный период (рис. 4).

Приложение также дает возможность сформировать список оборудования объектов, требующего замены, что позволяет своевременно выводить из эксплуатации морально устаревшие устройства (рис. 5).

Для всех ГРП и ШРП доступно ведение графиков различных видов технического обслуживания персоналом служб СЭСГ и ТСиАП (рис. 6). На основании этих графиков предусмотрена возможность формирования нарядов-заданий (форма 1-ОФ), нарядов-допусков (форма 18-ОФ), заданий на осмотр технического состояния (3-ГРП) и иных форм (1-ГРП, 4-ГРП, 5-ГРП, 9-ГРП и др.).



Рис. 1. Структура мультипрограммного комплекса ТОиР ГРО

Веб-приложение «Метрология» представляет собой информативный справочник по всем средствам измерений, индикаторам и предохранительным клапанам, используемым на предприятии. Каждый сотрудник обязан следить за своевременной поверкой и проверкой оборудования и поддерживать его в работоспособном состоянии. Приложение «Метрология» помогает сотрудникам в этом: о приближении сроков поверки предупреждает индикация желтым цветом, что позволяет сотрудникам провести поверку и заменить оборудование вовремя.

Веб-приложение «Служба защиты» включает в себя справочники по катодным станциям, протекторам, переключкам, фланцевым соединениям и переходам, эксплуатируемым в Могилевской области. В приложении содержатся оперативные данные, требующиеся для контроля стабильной работы катодной станции, сведения о ее эксплуатации и всех связанных параметрах, необходимых для быстрого и качественного устранения неисправностей в случае аварии.

Приложение позволяет выполнять графики обслуживания и осмотра катодных станций, формировать и выводить на печать наряд-задание (форма 18-ОФ) на день, а также вести контроль выполненных работ с подсчетом трудоемкости по каждому сотруднику.

В разделе протекторов содержится вся информация о протекторах и их эксплуатации.

Веб-приложение «Служба эксплуатации» было разработано отделом АСУ «Могилевоблгаза» совместно с СЭПГ. Оно позволяет вести учет всех обнаруженных неисправностей и утечек на подземных газопроводах и газовых сооружениях.

Сначала специалист по обходу трасс газопроводов службы эксплуатации заносит информацию об обнаруженной неисправности в базу данных приложения с помощью планшета. На основе этой информации формируются необходимые электронные журналы. Приложение позволяет также в электронном виде вести документы службы эксплуатации, в том

Перейти на портал Все районы Отчеты и формы Графики обслуживания Справочники Помощь

отображать только объекты с параметрами вышедшими из нормы

Районы области:									
Белынич	ГРП: 6	ПГРП: 0	ШРП: 14	(всего объектов: 20)		29.05.2017 11:53			
Бобруйск	ГРП: 27	ПГРП: 3	ШРП: 37	(всего объектов: 69)		29.05.2017 11:52			
Быхов	ГРП: 8	ПГРП: 3	ШРП: 18	(всего объектов: 29)		29.05.2017 11:51			
Глуск	ГРП: 5	ПГРП: 0	ШРП: 2	(всего объектов: 7)		29.05.2017 11:51			
Номер	Вход МПа	Выход1 МПа	Выход2 кПа	Дверь	Загазованность	Напряжение питания	Пожарный извещатель	Температура	Последние изменения
ГРП-1	1.104	0.279	1.807	Закрыта	Норма /	Норма	-	Норма	29.05.2017 11:49
ГРП-2	1.107	0.279	1.95	Закрыта	Норма /	Норма	-	15.1	29.05.2017 11:33
ГРП-3	1.106	0.283	1.683	Закрыта	Норма /	Норма	-	Норма	29.05.2017 11:46
ГРП-4	1.104	0.283	1.448	Закрыта	Норма /	Норма	-	Норма	29.05.2017 11:47
ГРП-5	1.114	0.282	1.794	Закрыта	Норма /	Норма	-	Норма	29.05.2017 11:29
Номер	Вход МПа	Выход1 МПа	Выход2 кПа	Дверь ШРП	Дверь телеметрии	Напряжение питания	Последний сеанс связи с ШРП		
ШРП-1									
ШРП-2	1.113	0.198		Закрыта	Закрыта	13.24		29.05.2017 11:33	
Всего объектов: 7 из них ГРП: 5 ПГРП: 0 ШРП: 2 По состоянию на 29.05.2017 11:51									
Горки	ГРП: 11	ПГРП: 5	ШРП: 28	(всего объектов: 44)		29.05.2017 11:50			
Дрибин	ГРП: 8	ПГРП: 3	ШРП: 17	(всего объектов: 28)		29.05.2017 11:49			

Рис. 2. Справочник газорегуляторных пунктов Могилевской области

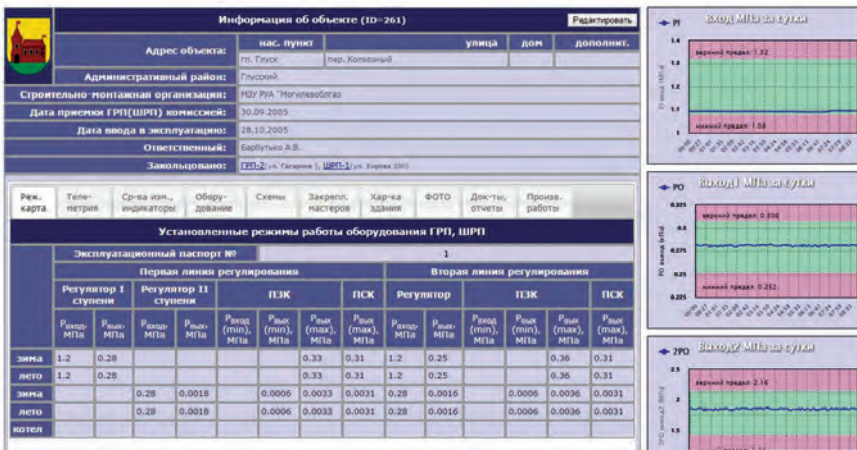


Рис. 3. Информация об объекте

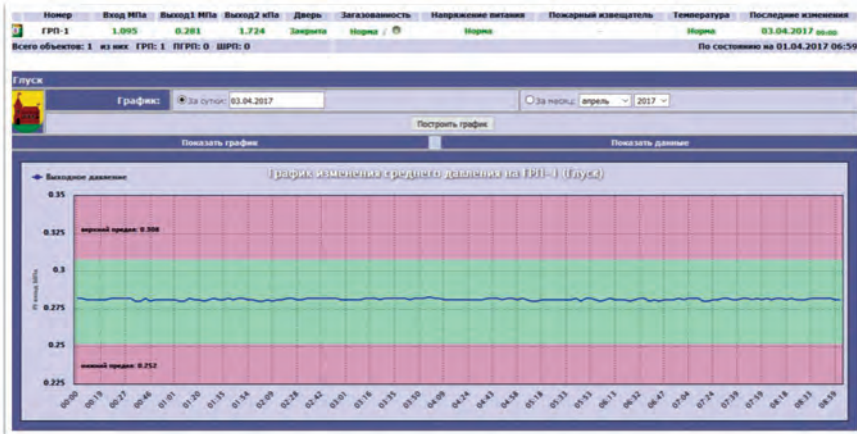


Рис. 4. График изменения среднего давления газа на ГРП

Наименование	Тип	Диаметр условный	Год выпуска
Задвижка байпаса	30ч47бк4	50	1995
Задвижка на входе	30ч47бк4	50	1995
Кран шаровый байпаса	КШ-50	50	2016
Кран шаровый на входе	КШ-50	50	2016
Кран шаровый на выходе	КШ-150	150	2016
Предохранительно – запорное устройство	ПЗК	50	2015
Предохранительно – сбросное устройство	ПСК-50-00	50	2015
Регулятор давления	РДГПК-50-2	50	2015
Фильтр	РДГПК-50-2	50	2015
Отопительный газовый котел	ФГМ 3,2-50-12	50	2016
Счетчик	БС II 15		2016
	СГД-2,5		2015

Рис. 5. Список оборудования, установленного в ГРП

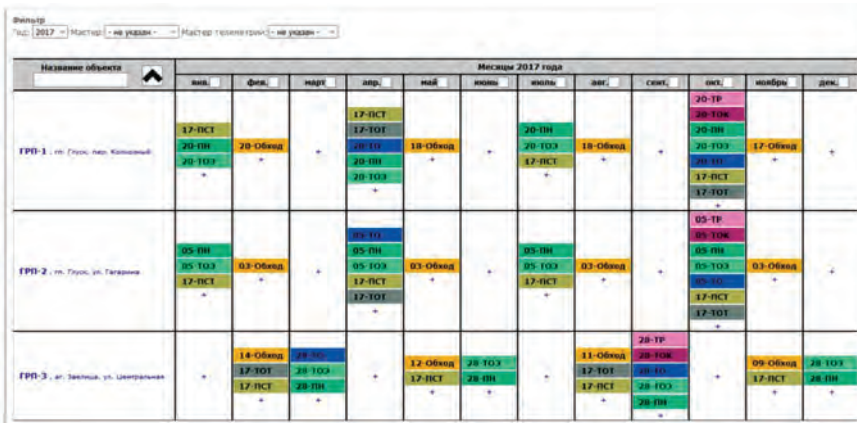


Рис. 6. Графики обслуживания объектов газоснабжения

числе рапорт, наряд-задание, разрешение на право производства ремонтных строительных и земляных работ. Кроме того, приложение дает возможность осуществлять учет контроля состояния газопровода в районе производства земляных работ, а также загружать фотографии неисправностей для наглядности.

В целях упрощения работы службы эксплуатации в приложение внедрена функция автоматического расчета планируемой и фактической трудоемкости устранения утечек или неисправностей.

Дистанционное управление системой отопления ГРП

В последние несколько лет в течение отопительного сезона наблюдаются длительные периоды как оттепели, так и заморозков. Восстановление оптимального режима теплоснабжения ГРП в этих случаях требует дополнительного времени, транспорта и людских ресурсов, что снижает оперативность поддержания необходимых режимов теплоснабжения в периоды неустойчивых температур наружного воздуха. Система дистанционного управления отоплением ГРП (рис. 7), разработанная и реализованная персоналом ПУ «Могилевгаз», устраняет эти недостатки.

Управление системой отопления производится с помощью программного комплекса Wizcon и датчиков температуры, установленных на фасаде ГРП, внутри пункта и на обратном трубопроводе системы отопления для фиксации температуры наружного воздуха, воздуха в помещении и теплоносителя. Датчики температуры подключены к универсальному нормирующему преобразователю ОВЕН НРТ-1, с которого сигнал поступает на аналоговый вход контроллера ИНДЕЛ 1708.1.

На мониторе диспетчера аварийно-диспетчерской службы отображается интерфейс управления, созданный в программном комплексе Wizcon. С помощью данного интерфейса производится контроль работы и управление системой отопления (предусмотрены как автоматический, так и ручной режимы управления).

При наступлении определенных условий сигнал с программного комплекса Wizcon поступает на контроллер Индел 1708.1, затем передается на реле электромагнитное (промежуточное) РК-2Р, которое включает или отключает котел отопления.

При использовании автоматического режима отопление включается при температурах наружного воздуха ниже 0 °С, в помещении – ниже 5 °С. Отключение производится, если температура в помещении поднимается выше 10 °С или температура теплоносителя превышает 60 °С. Для выработки оптимальных параметров работы системы предусмотрена возможность корректировки указанных параметров в программном комплексе.

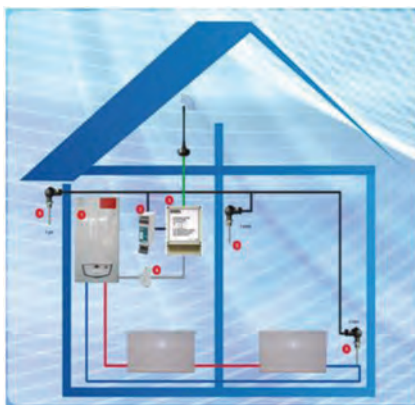
В ручном режиме возможно принудительное дистанционное включение и отключение системы отопления вне зависимости от заданных параметров температуры.

Таким образом, благодаря применению системы дистанционного управления отоплением на ГРП решаются две задачи – оптимизации режимов теплоснабжения и экономии энергоресурсов (газ на собственные нужды). Кроме того, в программном комплексе Wizcon предусмотрен контроль за действиями персонала по включению и отключению системы отопления.

Высококчувствительные детекторы утечек метана

Наружные сети газопроводов Могилевской области, протяженность которых составляет почти 7 тыс. км, обслуживаются специалистами РУП «Могилевоблгаз» по новому методу – с помощью высокочувствительных детекторов утечек метана RMLD и LaserMethanemini-G. Принцип работы этих приборов основан на способности метана поглощать инфракрасное излучение лазера определенной длины волны (абсорбционный инфракрасный метод). Лазерный луч, направленный на объекты контроля (например, газовые трубы, грунт и т.п.), частично отражается. Принимая отраженный поток излучения, прибор измеряет степень его поглощения и переводит результаты в информацию о плотности метана в зондируемом слое газа. Все полученные данные концентрируются в приложении «Служба эксплуатации».

Всего на предприятии 10 таких приборов (см. таблицу). Их использование позволяет значительно снизить трудоемкость обслуживания как газопроводов, вводов, так и коммуникаций. Планируется, что в текущем году данным оборудованием будут укомплектованы все подразделения РУП «Могилевоблгаз».



5. Преобразователь термоэлектрический ДТП (датчик температуры).

1. Котел отопления.
2. Универсальный нормирующий преобразователь ОВЕН НТП-1, предназначенный для преобразования значения температуры, измеренной при помощи термодатчика или термосопротивления, в унифицированный сигнал постоянного тока 0(4)–20 мА.
3. Автономное устройство сбора и передачи данных фирмы ИНДЕЛ (модель 1708.1), предназначенное для дистанционного наблюдения за технологическими процессами и управления периферийным оборудованием в составе систем управления и сбора данных.
4. Реле электромагнитное (промежуточное) РК-2Р, предназначенное для гальванической развязки между силовыми цепями и цепями управления, дистанционного включения нагрузки путем подачи управляющего напряжения на обмотку реле.

Рис. 7. Дистанционное управление системой отопления:

1 – котел отопления; 2 – универсальный нормирующий преобразователь ОВЕН НТП-1; 3 – автономное устройство сбора и передачи данных; 4 – реле электромагнитное; 5 – преобразователь термоэлектрический ДТП

Таблица. Количество высокочувствительных детекторов утечек метана, эксплуатируемых РУП «Могилевоблгаз», шт.

	LaserMethanemini-G	RMLD
Могилев	3	1
Бобруйск	2	1
Горки	3	–

Ремонт без прекращения подачи газа. Система «Стоп-газ»

Работы по ремонту газопроводов и сооружений на них традиционно выполняются с прекращением подачи природного газа потребителю. При этом отключение потребителей, количество которых может достигать нескольких тысяч, снижение, а затем восстановление давления газа, продувка газопровода и повторный пуск газа, как правило, требуют значительно больше времени и финансовых средств, чем непосредственно ремонтные работы.

Альтернативой традиционной технологии производства работ на стальных газопроводах выступает запатентованная система «Стоп-газ» компании Ravetti (Италия). Система предназначена для перекрытия участка газопровода давлением до 1,2 МПа при проведении аварийных и ремонтно-восстановительных работ без прекращения подачи газа потребителям, которая продолжает осуществляться через байпас.

Актуальность внедрения системы «Стоп-газ» на предприятии обоснована тем, что количество запорной арматуры, отработавшей нормативный срок службы и подлежащей замене, ежегодно растет.

Так, в РУП «Могилевоблгаз» в 2017 году подлежала замене 151 шт. запорной арматуры с условным проходом от 50 до 200 мм. Замена же запорной арматуры на газопроводах к промышленным потребителям при отсутствии возможности прекращения газоснабжения либо с возможностью временного прекращения газоснабжения влечет за собой значительные расходы на возмещение затрат предприятиям по их остановке и (или) повторному пуску в работу.

В рамках реализации плана модернизации на 2017 год в РУП «Могилевоблгаз» была приобретена система «Стоп-газ» условным диаметром от 50 до 200 мм. Система может применяться при выполнении следующих работ:

- замена участка газопровода;
- ремонт газопровода и его оборудования;

– замена запорной арматуры на газопроводах без отключения потребителей.

В текущем году запланировано приобретение системы «Стоп-газ» условным диаметром до 250 мм для замены запорной арматуры диаметром до 280 мм, отработавшей нормативный срок службы.

Использование системы позволит существенно повысить уровень безопасности работ при проведении ремонтов, снизить затраты (экологический налог, потеря газа при продувке, заполнении газопровода, повторных пусках), а также станет еще одной ступенью к достижению основной цели политики РУП «Могилевоблгаз» в области качества – обеспечения безаварийного и бесперебойного газоснабжения всех потребителей.

100 ЛЕТ ТОРФЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ БЕЛАРУСИ



21 апреля исполнилось 100 лет со дня создания торфяной промышленности Беларуси. Первую страницу в ее историю вписали два документа, принятые в этот день в 1918 году: декреты Совета народных комиссаров «О разработке торфяного топлива» и «О Главном торфяном комитете». Они положили начало масштабным работам по изучению торфяных массивов страны и организации торфоразработок. Сегодня торфяная отрасль в системе Минэнерго представлена 26 организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго».

Первые шаги торфяной промышленности

Торф – одно из немногочисленных полезных ископаемых нашей республики, которые открыты для промышленного использования. На протяжении многих веков белорусы применяли его для отопления, удобрения, улучшения структуры почвы полей, утепления и даже лечения.

Первые разработки торфа в промышленном масштабе начались в Беларуси еще в 1896 году. Пусть и в незначительном количестве, этот природный ресурс добывался на торфоразработках при стеклозаводе «Серковичи» в Оршанском уезде (1896 год), на Брилевских кирпичных заводах возле Гомеля (1899 год). Накануне Первой мировой войны велась добыча на месторождениях Дымовщизна (для мануфактурной фабрики «Двина»), Новка в Витебском уезде, Грезки в Гомельском уезде, Котуш возле г. Могилева, Труды в Полоцком уезде. В 1913 году в Беларуси было добыто 14 тыс. т торфа.

Принятие декретов Совнаркома в 1918 году стало мощным стимулом для развития белорусской торфяной промышленности. К концу года удельный вес торфа в топливном балансе республики достиг 13,8 %, а в промышленности – 49 %. В 1921 году добыча торфа увеличилась до 26 тыс. т, а в 1928-м составила уже 114 тыс. т. Среди союзных республик, имевших

запасы торфа, БССР занимала второе место по количеству разрабатываемых месторождений.

В 1930 году в республике началось производственное освоение добычи торфа фрезерным способом, пришедшим на смену кусковому. В первый год было добыто 186 тыс. т торфа, а в 1932-м – уже 3,5 млн т. До 1941 года на территории Беларуси функционировало более 200 торфопредприятий. Большинство из них было разрушено в годы Великой Отечественной войны, и после ее окончания торфяную промышленность республики пришлось восстанавливать несколько лет. Довоенного уровня добыча торфа достигла только в 1949 году.

«Торфяной Донбасс»

В 50–60-е годы прошлого века республика занимала уже одну из ведущих позиций в Европе и мире по использованию торфа в качестве энергетического топлива. Торф сыграл важнейшую роль в восстановлении экономики страны. На нем выработывалось практически 70 % тепловой и электрической энергии в республике. В этот период Беларусь называли «торфяным Донбассом». Все теплоэлектростанции были приспособлены к сжиганию того или иного вида торфа.

Так, первенец отечественной энергетики – Белорусская ГРЭС, введенная в эксплуатацию в 1930 году, – работала на кусковом торфе, а с 1953-го – на фрезерном. Станция была «привязана» к торфяному месторождению Осинторф в Витебской области. Кстати, поставка торфа с этого месторождения осуществляется и в настоящее время для нужд введенного в эксплуатацию в 2006 году на БелГРЭС котла, работающего на древесной щепе и фрезерном торфе.

Для работы на торфе, в привязке к крупным месторождениям, в Беларуси строились также Жодинская ТЭЦ, Василевичская ГРЭС (ныне Светлогорская ТЭЦ), Бобруйская ТЭЦ, Кричевская ТЭЦ и др. На Жодинскую ТЭЦ торф поставлялся с нескольких месторождений: Усяж, Ганцевичское, Сергеевичское и др. Василевичская ГРЭС до начала 1970-х годов в качестве топлива использовала фрезерный торф, сжигая его «в струях» параллельно с природным газом.

В 1974 году в республике добыча торфа достигла максимального значения – 16,8 млн т, из них 9,1 млн т топливного торфа и 7,7 млн т для нужд сельского хозяйства (без учета торфа, добытого предприятиями сельхозхимии). Объемы производства брикетов составили около 2,412 млн т, что является рекордным показателем за всю историю торфяной промышленности республики.

В 1960–1980-х годах с началом газификации Беларуси электростанции Белорусской энергосистемы, крупные промышленные и коммунальные котельные переходят на использование сначала мазута, а затем природного газа. Одновременно с интенсивной газификацией республики и наращиванием доли этого вида топлива в топливно-энергетическом балансе происходило постоянное сокращение добычи торфа и производства брикетов. Так, в 2001 году эти показатели составляли 2,0 и 1,1 млн т соответственно. Из 44 заводов, производивших топливные брикеты, остался в строю лишь 21. За годы упадка отрасли они морально и физически устарели, износ основного оборудования достиг более 50 %. С убытками работало 80 % предприятий.

Второе дыхание

Мировая конъюнктура цен на энергоносители заставила Беларусь сократить применение природного газа и после многолетнего перерыва вновь вернуться к наращиванию использования местных топливно-энергетических ресурсов. Руководством Республики Беларусь был принят достаточно жесткий курс на увеличение доли местных видов топлива, в том числе торфа, в топливном балансе страны. Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь, утвержденной Указом Президента от 17 сентября 2007 года № 433, была поставлена задача по снижению в энергобалансе страны удельного веса природного газа путем увеличения доли местных видов топлива до 25 %. Акцент был сделан в том числе на увеличении использования торфа. С этого момента торфяная отрасль обрела второе дыхание.

Важный шаг к возрождению торфяной промышленности был сделан в 2008 году, когда Советом Министров Республики Беларусь была утверждена Государственная программа «Торф». В ее рамках планировались рост объемов добычи торфа и производства топливных брикетов, строительство (разработка) новых полей, модернизация предприятий, отдельных производств. В отрасли внедрялись новые технологии, было освоено производство отечественной торфодобывающей техники и оборудования. И, что немаловажно, люди, работающие в этой сфере, почувствовали, что их продукция востребована в стране и за ее пределами.

За период реализации Госпрограммы «Торф» обеспечен рост объемов добычи торфа и производства топливных брикетов, полностью удовлетворена потребность республики в торфяном топливе. Износ основных фондов организаций торфяной промышленности снижен



Добыча торфа экскаваторным способом



Уборка торфа машинами УМПФ-7



Доставка торфа потребителям



Уборочная машина ППФ



Уборка фрезерного торфа



Машина для уборки фрезерного торфа



Цех по производству торфяных субстратов торфопредприятия «Глинка»



Штабелирование торфа



Линия по производству торфяных субстратов торфопредприятия «Глинка»



Пневматические уборочные машины



Модульный автоматизированный комплекс по производству торфяных брикетов ТБЗ «Лидский»

с 70,2 % до 44 %. Освоен выпуск практически всего спектра оборудования для выполнения болотно-подготовительных работ, добычи, транспортировки и переработки торфа.

Очередным шагом в развитии торфяной промышленности стало утверждение в 2010 году Государственной программы строительства энергоисточников на местных видах топлива, которая предусматривала ввод к 2015 году 36 источников на торфяном топливе.

В 2011 году введен в эксплуатацию завод по производству питательных грунтов и киповки верхового торфа в аг. Крулевщина ПУ «Витебскторф» УП «Витебскоблгаз» производственной мощностью 200 тыс. м³ (38 тыс. т) в год. Через четыре года начал работу завод по производству субстратов (питательных грунтов) на основе торфа ОАО «ТП Глинка» производственной мощностью 183,6 тыс. м³ (35 тыс. т) в год.

Освоение производства экспортоориентированной торфяной продукции нетопливного назначения – торфа верхового кипованного и грунтов торфяных питательных – придало новый импульс развитию отрасли, позволило расширить номенклатуру продукции из торфа, увеличить объемы ее экспорта, а также диверсифицировать рынки сбыта.

В 2014 году на базе ОАО «ТБЗ Лидский» был введен в эксплуатацию мини-завод нового поколения – передвижной блочно-модульный брикетный комплекс производительностью 20,4 тыс. т брикетов. Его основное преимущество – мобильность. Развернуть всю производственную линию в кратчайшие сроки можно даже на небольших месторождениях – до 120 га. Здесь налажено производство нового вида продукции – брикетов топливных цилиндрических, которые успешно поставляются на зарубежные рынки.

У торфяной промышленности Беларуси большой потенциал

С 2017 года, когда действие Государственной программы «Торф» было прекращено, торфяная промышленность республики развивается в соответствии с Отраслевой программой развития организаций торфяной промышленности, входящих в систему Министерства энергетики Республики Беларусь, на 2017–2020 годы. Программа поставила перед отраслью новые задачи и определила перспективы ее развития.

Сегодня Республика Беларусь располагает значительными запасами торфяного сырья, которые составляют около 2,4 млрд т. Из них к разрабатываемому фонду относятся 302,1 млн т, или 12,5 %. Организации торфяной промышленности в настоящее время разрабатывают менее 11 % от всего объема промышленных запасов, или 1,3 % от общего объема запасов торфяного сырья.

В системе Минэнерго торфяная отрасль представлена 26 организациями. Это 23 предприятия по добыче торфа и производству торфяной продукции (брикеты топливные на основе торфа, грунты питательные, торф верховой, удобрения жидкие, торф кусковой топливный), две машиностроительные организации и проектный институт – Государственное предприятие «НИИ Белгипротопгаз».

Из 9 тыс. торфяных месторождений республики организациями торфяной промышленности ГПО «Белтопгаз» разрабатывается 42. Для добычи отведено 7 750 га площадей с запасами 31,4 млн т торфа. В 2017 году было добыто 2118 тыс. т этого природного ресурса, произведено 975,5 тыс. т топливных брикетов и 71,2 тыс. т сушенки торфяной.

Новые перспективы перед торфяной промышленностью открыла реализация Министерством энергетики Республики Беларусь совместно с Министерством строительства и архитектуры мероприятий по строительству технологических линий по дроблению торфяных брикетов на двух цементных заводах. Ввод этих линий позволил увеличить объем потребления топливных брикетов на внутреннем рынке и, соответственно, загрузить производственные мощности торфопредприятий.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ, СОСТОЯЩИХ ИЗ КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

Задача расчета сопротивлений переменному току кабельных линий, состоящих из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, на практике вызывает затруднения у специалистов. Для преодоления сложившихся трудностей авторами предложена и апробирована методика расчета активных, индуктивных и полных сопротивлений таких кабельных линий. Предлагаемая методика учитывает способы заземления экранов кабелей и прокладки кабелей. Материал публикуется в нескольких частях. В 1-й части приведена предлагаемая методика расчета сопротивлений кабельных линий, а результаты расчета сопротивлений для различных типовых случаев будут опубликованы в последующих статьях.

Часть 1.



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

Annotation

The task of calculating the AC resistance of cable lines consisting of cables with XLPE insulation causes difficulties for specialists in practice. To overcome the existing difficulties, the authors proposed and approved a procedure for calculating the impedances of such cable lines. The proposed procedure takes into account the method of grounding the cable screens and the way of laying cables. The material is published in several parts. The proposed procedure is given in the first part. And the results of the calculation of resistances for various typical cases will be published in subsequent articles.

Статья поступила в редакцию 9 февраля 2018 года



И.И. ДУЛЬ,
м.т.н., инженер отдела
проектирования энергосистем
РУП «Белэнергосетьпроект»

Современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена являются сложными изделиями, состоящими из токопроводящих жил, различных изоляционных и разделительных слоев, а также экранов и защитных оболочек [1]. Такие конструкции обеспечивают кабелям электрическую прочность изоляции, защиту от коррозии и механических повреждений. В то же время сложность этих конструкций вызывает определенные трудности при расчете сопротивлений переменному току. Поэтому значения сопротивлений для кабельных линий, состоящих из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, в справочной литературе [2–4] не приводятся. Их расчет представляет практическую сложность и требует совершенствования традиционных методик.

В практике проектирования и эксплуатации сетей наиболее значимым документом в области расчета сопротивлений элементов сети являются «Руководящие указания по релейной защите» [4], поэтому предлагаемая методика максимально приближена к расчету сопротивлений линий электропередачи с маслонаполненными кабелями по предложенной в [4] методике. При этом она доработана применительно к кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, получивших в настоящее время широкое распространение, и дополнительно учитывает схему соединения экранов кабелей.

Результаты расчета рассматриваемых сопротивлений представлены на основе метода симметричных составляющих для токов нулевой, прямой и обратной последовательности [5] для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Приближенная оценка индуктивного сопротивления

В инструкции [6] приведена упрощенная формула для расчета индуктивного сопротивления X_1 для переменного тока прямой последовательности кабельной линии, выполненной кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена. В соответствии с [6] это сопротивление может быть оценено по формуле

$$X_1 = 2\pi f \cdot \left(0,05 + 0,2 \cdot \ln \left(\frac{d_{\text{ср.каб}}}{r} \right) \right) \cdot 10^{-3}, \quad (1)$$

где X_1 – индуктивное сопротивление кабельной линии для переменного тока прямой последовательности, Ом/км; f – частота переменного тока, Гц; $d_{\text{ср.каб}}$ – среднегеометрическое расстояние между осями кабелей, м; r – радиус токопроводящей жилы кабеля, м.

Формула (1) не учитывает сопротивление экрана кабеля и способ его заземления, поэтому она может быть применена только для первичной оценки значения индуктивного сопротивления.

Отметим, что в [6] не указана формула для расчета активного сопротивления, однако численные значения приведены. Кроме того, в [6] не приводятся значения сопротивлений для токов нулевой последовательности.

Расчет активных, индуктивных и полных сопротивлений кабелей

Ниже приведены формулы и пример расчета сопротивлений нулевой и прямой последовательности для кабельной линии.

В примере рассмотрена кабельная линия, состоящая из кабеля марки АПвПг 1х300/120-64/110. В трехфазной линии кабели расположены треугольником вплотную. Размеры структурных элементов кабеля рассчитаны согласно ТУ ВУ 300528652.018-2010 [7].

Сопротивление токопроводящей жилы $R_{\text{ж}}$ и экрана $R_{\text{экр}}$ кабеля постоянному току при рабочей температуре вычисляется по следующим формулам [8, с. 7, формула (11)]:

$$R_{\text{ж}} = R_{\text{ж},20} \cdot (1 + \alpha_{\text{ж},20} \cdot (t_{\text{ж}} - t_{20}));$$

$$R_{\text{экр}} = R_{\text{экр},20} \cdot (1 + \alpha_{\text{экр},20} \cdot (t_{\text{экр}} - t_{20})), \quad (2)$$

где $R_{\text{ж},20}$, $R_{\text{экр},20}$ – сопротивления соответственно токопроводящей жилы и экрана постоянному току при температуре 20 °С, Ом/км; $\alpha_{\text{ж},20}$, $\alpha_{\text{экр},20}$ – температурные коэффициенты сопротивлений материала жилы и экрана при температуре 20 °С; $t_{\text{ж}}$, $t_{\text{экр}}$ – рабочие температуры жилы и экрана кабеля; $t_{20} = 20$ °С.

Для многопроволочной круглой алюминиевой жилы 2-го класса с площадью поперечного сечения 300 мм² сопротивление $R_{\text{ж},20}$ при 20 °С согласно [9, с. 7, табл. 4] должно быть не более 0,100 Ом/км. Для расчета примем:

$$R_{\text{ж},20} = 0,100 \text{ Ом/км}. \quad (3)$$

Для экрана сопротивление $R_{\text{экр},20}$ при 20 °С может быть определено по следующей формуле:

$$R_{\text{экр},20} = \frac{\rho_{\text{Cu},20} \cdot 10^3}{S} = \frac{1,7241 \cdot 10^3}{120 \cdot 10^{-6}} = 0,1437 \quad / \quad (4)$$

где $\rho_{\text{Cu},20} = 1,7241$ Ом·м – удельное электрическое сопротивление меди при температуре 20 °С [8, с. 7, табл. 1]; $S_{\text{экр}}$ – пло-

щадь поперечного сечения экрана, мм². Для рассматриваемого кабеля $S_{\text{экр}} = 120 \cdot 10^{-6}$ мм².

Значения температурных коэффициентов сопротивления жилы $\alpha_{\text{ж},20}$ и экрана $\alpha_{\text{экр},20}$ принимаются соответственно материалу, из которого они изготовлены:

$$\alpha_{\text{ж},20} = \alpha_{\text{Al},20}; \quad \alpha_{\text{экр},20} = \alpha_{\text{Cu},20}, \quad (5)$$

где $\alpha_{\text{Al},20} = 4,03 \cdot 10^{-3}$ 1/°С, $\alpha_{\text{Cu},20} = 3,93 \cdot 10^{-3}$ 1/°С – температурные коэффициенты сопротивления алюминия и меди соответственно при температуре 20 °С согласно [8, с. 7, табл. 1].

Рабочие температуры жилы $t_{\text{ж}}$ и экрана $t_{\text{экр}}$ в большинстве случаев для полностью нагруженного кабеля равны:

$$t_{\text{ж}} = 90 \text{ °С}; \quad t_{\text{экр}} = 80 \text{ °С}. \quad (6)$$

Таким образом, сопротивления постоянному току токопроводящей жилы $R_{\text{ж}}$ и экрана $R_{\text{экр}}$ кабеля, рассматриваемого в качестве примера, при рабочей температуре равны:

$$R_{\text{ж}} = R_{\text{ж},20} \cdot (1 + \alpha_{\text{ж},20} \cdot (t_{\text{ж}} - t_{20})) =$$

$$= 0,100 \cdot (1 + 4,03 \cdot 10^{-3} \cdot (90 - 20)) = 0,1282 \quad / \quad ;$$

$$R_{\text{экр}} = R_{\text{экр},20} \cdot (1 + \alpha_{\text{экр},20} \cdot (t_{\text{экр}} - t_{20})) =$$

$$= 0,1437 \cdot (1 + 3,93 \cdot 10^{-3} \cdot (80 - 20)) = 0,1776 \quad / \quad . \quad (7)$$

Суммарное активное сопротивление кабельной линии переменному току прямой последовательности R_1 для случая, когда экран заземлен с двух сторон (наведенные токи протекают по экранам и земле), R_1 рассчитывается аналогично [4, с. 55, формула (2-177)]:

$$R_1 = R + \Delta R, \quad (8)$$

где ΔR – приращение активного сопротивления кабельной линии, обусловленное наведенными токами в экране и его сопротивлением. Аналогично [4, с. 55, формула (2-174)] величина ΔR вычисляется по следующей формуле:

$$\Delta R = \frac{X_m^2 \cdot R}{X_m^2 + R^2}, \quad (9)$$

где X_m – сопротивление взаимной индукции и собственное сопротивление экрана. Согласно [4, с. 55, формула (2-176)] X_m определяется по формуле

$$X_m = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot d}{r + r} \right), \quad (10)$$

где $d_{\text{ср.каб}}$ – среднегеометрическое расстояние между осями кабелей; $r_{\text{внутр.экр}}$, $r_{\text{наружн.экр}}$ – соответственно внутренний и наружный радиусы по экрану кабеля, м. Для рассматриваемого кабеля $r_{\text{внутр.экр}} = 2,897 \cdot 10^{-2}$ м, $r_{\text{наружн.экр}} = 3,098 \cdot 10^{-2}$ м.

В соответствии с [4, с. 55, формула (2-176а)] среднегеометрическое расстояние между осями кабелей $d_{\text{ср.каб}}$ вычисляется по формуле

$$d_{\text{ср.каб}} = \sqrt[3]{d_{\text{AB}} \cdot d_{\text{BC}} \cdot d_{\text{CA}}}, \quad (11)$$

где d_{AB} , d_{BC} , d_{CA} – расстояния между осями кабелей фаз А, В и С, м. Для рассматриваемой кабельной линии, в которой кабели расположены треугольником вплотную, $d_{\text{AB}} = d_{\text{BC}} = d_{\text{CA}} = 6,675 \cdot 10^{-2}$ м. Таким образом, $d_{\text{ср.каб}} = 6,675 \cdot 10^{-2}$ м.

Сопротивление взаимной индукции и собственное сопротивление экрана X_m для рассматриваемой кабельной линии равно:

$$X_m = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot d}{r + r} \right) = \quad (12)$$

$$= 0,145 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 6,675 \cdot 10^{-2}}{2,897 \cdot 10^{-2} + 3,098 \cdot 10^{-2}} \right) = 0,0504 \quad /$$

Приращение активного сопротивления кабельной линии ΔR , обусловленное протеканием наведенных токов по экранам, равно:

$$\Delta R = \frac{X_m^2 \cdot R}{X_m^2 + R^2} = \frac{0,0504^2 \cdot 0,1776}{0,0504^2 + 0,1776^2} = 0,0132 \quad / \quad (13)$$

Суммарное активное сопротивление R_1 кабельной линии переменному току прямой последовательности для случая, когда экран заземлен с двух сторон (наведенные токи протекают по экранам и земле), равно сумме $R_{ж}$ и ΔR :

$$R_1 = R + \Delta R = 0,1282 + 0,0132 = 0,1415 \quad / \quad (14)$$

Суммарное индуктивное сопротивление X_1 кабельной линии переменному току прямой последовательности для случая, когда экран заземлен с двух сторон (наведенные токи протекают по экранам и земле), X_1 рассчитывается аналогично [4, с. 55, формула (2-179)]:

$$X_1 = X - \Delta X = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{d}{r} \right) - \frac{X_m^3}{X_m^2 + R^2}, \quad (15)$$

где $r_{экр.ж}$ – эквивалентный радиус токопроводящей жилы кабеля, м. Согласно [4, с. 37, формула (2-63а)] $r_{экр.ж}$ вычисляется по формуле:

$$r_{экр.ж} = k_{экр.ж} \cdot r_{ж}, \quad (16)$$

где $k_{экр.ж}$ – поправочный коэффициент [4, с. 37, описание после формулы (2-63а)]. Для сплошных проводников круглого сечения $k_{экр.ж} = 0,779$; $r_{ж}$ – радиус токопроводящей жилы кабеля, м. Для рассматриваемого кабеля $r_{ж} = 1,032 \cdot 10^{-2}$ м.

Следует отметить, что для случая, когда экран заземлен с двух сторон (наведенные токи протекают по экранам и земле), в формуле (15) результирующее индуктивное сопротивление снижается на величину ΔX :

$$\Delta X = \frac{X_m^3}{X_m^2 + R^2}. \quad (17)$$

Таким образом, суммарное индуктивное сопротивление X_1 кабельной линии переменному току прямой последовательности для случая, когда экран заземлен с двух сторон (наведенные токи протекают по экранам и земле), X_1 вычисляется по формулам:

$$r_{экр.ж} = k_{экр.ж} \cdot r_{ж} = 0,779 \cdot 1,032 \cdot 10^{-2} = 0,804 \cdot 10^{-2} \text{ м}; \quad (18)$$

$$X_1 = 0,145 \cdot \lg \left(\frac{d}{r} \right) - \frac{X_m^3}{X_m^2 + R^2} =$$

$$= 0,145 \cdot \lg \left(\frac{6,675 \cdot 10^{-2}}{0,804 \cdot 10^{-2}} \right) - \frac{0,0504^3}{0,0504^2 + 0,1776^2} = \quad (19)$$

$$= 0,1295 \quad /$$

Полное комплексное сопротивление кабельной линии переменному току прямой (Z_1) и обратной (Z_2) последовательности ($Z_1 = Z_2$) для случая, когда экран заземлен с двух сторон, Z_1 равно:

$$Z_1 = R + \Delta R + j \cdot (X - \Delta X) = R_1 + j \cdot X_1 = \quad (20)$$

$$= 0,1415 + j \cdot 0,1295 \quad /$$

где j – мнимая единица; $j = \sqrt{-1}$.

В свою очередь, для случая, когда экран разземлен или заземлен только с одной стороны, ток по экрану не протекает. Поэтому нет необходимости учитывать ΔR и ΔX в полном комплексном сопротивлении Z_1 (и Z_2). В этом случае полное комплексное сопротивление может быть рассчитано по следующей формуле:

$$Z_1 = R + j \cdot X = R + j \cdot 0,145 \cdot \lg \left(\frac{d}{r} \right) = \quad (21)$$

$$= 0,1282 + j \cdot 0,1333 \quad /$$

Полное комплексное сопротивление переменному току нулевой последовательности Z_0 вычисляется по приведенным ниже формулам.

По рекомендациям [4, с. 56, формула (2-183)] полное сопротивление нулевой последовательности для случая, когда экран заземлен с двух сторон (наведенные токи протекают по экранам и земле), вычисляется по формуле

$$Z_0 = Z_{0.ж.ж} - Z_{0.ж.экр} = \frac{Z_{0.ж.ж}^2}{Z_{0.ж.ж}}, \quad (22)$$

где $Z_{0.ж.ж}$ – собственное полное сопротивление системы трех жил; $Z_{0.ж.экр}$ – полное сопротивление взаимной индукции между жилами и экранами кабеля; $Z_{0.экр.экр}$ – собственное полное сопротивление системы трех экранов кабелей.

Собственное сопротивление системы трех жил кабелей $Z_{0.ж.ж}$ аналогично [4, с. 56, формула (2-181)] вычисляется по формуле:

$$Z_{0.ж.ж} = R + 3 \cdot R + j \cdot 0,435 \cdot \lg \left(\frac{d}{d} \right), \quad (23)$$

где $R_3 = \pi^2 \cdot f \cdot 10^{-4}$ – влияние проводимости земли на сопротивление жилы и экрана, Ом, в соответствии с [4, с. 37, формула (2-66)]. Для тока частотой 50 Гц ($f = 50$ Гц) $R_3 = 0,0493$ Ом/км; d_3 – эквивалентная глубина протекания обратного тока в земле. Согласно описанию после формулы [4, с. 36, формула (2-64)] в большинстве случаев $d_3 = 1000$ м; $d_{ж.ж} = \sqrt[3]{r_{ж.ж} \cdot d^2}$ – среднегеометрическое расстояние системы трех жил согласно описанию после формулы [4, стр. 56, формула (2-181)], а также [4, с. 38, формула (2-77)].

Среднегеометрическое расстояние системы трех жил $d_{экр.ж.ж}$ равно:

$$d_{ж.ж} = \sqrt[3]{r_{ж.ж} \cdot d^2} = \sqrt[3]{0,804 \cdot 10^{-2} \cdot (6,675 \cdot 10^{-2})^2} = \quad (24)$$

$$= 3,297 \cdot 10^{-2}$$

Собственное сопротивление системы трех жил $Z_{0.ж.ж}$ равно:

$$Z_{0.ж.ж} = R + 3 \cdot R + j \cdot 0,435 \cdot \lg \left(\frac{d}{d} \right) =$$

$$= 0,1282 + 3 \cdot 0,0493 + j \cdot 0,435 \cdot \lg \left(\frac{1000}{3,297 \cdot 10^{-2}} \right) = \quad (25)$$

$$= 0,2763 + j \cdot 1,9496 \quad /$$

Сопротивление взаимной индукции между жилами и экранами $Z_{0.ж.экр}$ аналогично [4, с. 56, формула (2-180)] вычисляется по формуле

$$Z_{0...} = 3 \cdot R + j \cdot 0,435 \cdot \lg\left(\frac{d}{d_{\text{экв.ж.экр}}}\right), \quad (26)$$

где $d_{\text{экв.ж.экр}} = \sqrt[3]{\frac{r + r}{2} \cdot d^2}$ – среднегеометри-

ческое расстояние между жилами и экранами кабелей [4, с. 56, формула (2-180б)].

Среднегеометрическое расстояние между жилами и экранами $d_{\text{экв.ж.экр}}$ равно:

$$d_{\text{экв.ж.экр}} = \sqrt[3]{\frac{r + r}{2} \cdot d^2} = \sqrt[3]{\frac{2,897 \cdot 10^{-2} + 3,098 \cdot 10^{-2}}{2} \cdot (6,675 \cdot 10^{-2})^2} = 5,112 \cdot 10^{-2} \quad (27)$$

Сопротивление взаимной индукции между жилами и экранами $Z_{0,ж.экр}$ равно:

$$Z_{0,ж.экр} = 3 \cdot R + j \cdot 0,435 \cdot \lg\left(\frac{d}{d_{\text{экв.ж.экр}}}\right) = 3 \cdot 0,0493 + j \cdot 0,435 \cdot \lg\left(\frac{1000}{5,112 \cdot 10^{-2}}\right) = 0,1480 + j \cdot 1,8668 \quad (28)$$

Собственное сопротивление системы трех экранов $Z_{0,экр.экр}$ вычисляется аналогично [4, с. 56, формула (2-182а)]:

$$Z_{0,экр.экр} = R + 3 \cdot R + j \cdot 0,435 \cdot \lg\left(\frac{d}{d_{\text{экв.ж.экр}}}\right), \quad (29)$$

где $d_{\text{экв.ж.экр}} = \sqrt[3]{\frac{r + r}{2} \cdot d^2} = d_{\text{экв.ж.экр}}$

Собственное сопротивление системы трех экранов $Z_{0,экр.экр}$ равно:

$$Z_{0,экр.экр} = R + 3 \cdot R + j \cdot \lg\left(\frac{d}{d_{\text{экв.ж.экр}}}\right) = 0,1776 + 3 \cdot 0,0493 + j \cdot \lg\left(\frac{1000}{5,112 \cdot 10^{-2}}\right) = 0,3256 + j \cdot 1,8668 \quad (30)$$

Полное сопротивление нулевой последовательности Z_0 для случая, когда экран заземлен с двух сторон, Z_0 равно:

$$Z_0 = Z_{0,ж.экр} - \frac{Z_{0,ж.экр}^2}{Z_{0,экр.экр}} = (0,2763 + j \cdot 1,9496) - \frac{(0,1480 + j \cdot 1,8668)^2}{0,3256 + j \cdot 1,8668} = 0,3096 + j \cdot 0,0992 \quad (31)$$

Полное сопротивление нулевой последовательности Z_0 кабельной линии для случая, когда экран разземлен или заземлен только с одной стороны (ток по экрану не протекает), Z_0 вычисляется аналогично [4, стр. 56, формула (2-184а)]:

$$Z_0 = R + R + j \cdot 0,435 \cdot \lg\left(\frac{d}{d_{\text{экв.ж.экр}}}\right) = 0,1282 + 0,1776 + j \cdot 0,435 \cdot \lg\left(\frac{5,112 \cdot 100^{-2}}{3,297 \cdot 10^{-2}}\right) = 0,3058 + j \cdot 0,0828 \quad (32)$$

Таким образом, полные сопротивления кабельной линии токам нулевой и прямой последовательностей для случая, когда экран заземлен с двух сторон, и для случая, когда экран разземлен или заземлен только с одной стороны, равны:

$$\begin{aligned} Z_0 &= 0,3029 + j \cdot 0,0992 \text{ Ом/км;} \\ Z_1 &= 0,1415 + j \cdot 0,1295 \text{ Ом/км;} \\ Z_0 &= 0,3058 + j \cdot 0,0828 \text{ Ом/км;} \\ Z_1 &= 0,1282 + j \cdot 0,1333 \text{ Ом/км.} \end{aligned} \quad (33)$$

Ввиду значительного объема предлагаемого материала результаты расчета сопротивлений кабельных линий, состоящих из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, будут опубликованы в следующей статье.

Заключение

1. Современные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена являются сложными электротехническими изделиями, что создает определенные трудности при расчете сопротивлений кабельных линий, состоящих из таких кабелей.
2. Расчет сопротивлений кабельных линий переменному току представляет собой практическую сложность, что требует совершенствования применяемых руководящих документов.
3. В статье предложена и апробирована усовершенствованная методика определения активных индуктивных и полных сопротивлений кабельных линий, состоящих из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. Предложенная методика учитывает сопротивление экранов кабелей и способов их заземления.

Список литературы

1. Короткевич, М.А. Проектирование линий электропередачи. Механическая часть: учеб. пособие / М.А. Короткевич. – Минск: Выш. шк., 2010. – 574 с.
2. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
3. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2008. – 715 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
5. Вагнер, К.Ф. Метод симметричных составляющих в применении к анализу несимметричных электрических цепей: учеб. пособие / К.Ф. Вагнер, Р.Д. Эванс; пер. с англ. Л.Е. и М.Е. Сыркиных; под ред. Д.А. Городского. – Л.; М.: ОНТИ НКТП СССР, 1936. – 407 с.
6. Инструкция по выбору, эксплуатации и техническому обслуживанию кабельной линии с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6–35 кВ. – ООО «Таткабель», 2014. – 61 с.
7. ТУ ВУ 300528652.018-2010 «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 64/110 кВ».
8. ГОСТ Р 60287-1-1-2009 (МЭК 60287-1-1:2006) «Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1».
9. ГОСТ 22483-2012 (МЭК 60228:2004) «Жилы токопроводящие для кабелей, проводов и шнуров».
10. ТУ ВУ 300528652.015-2010 «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6, 10, 15, 20, 35 кВ».

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА ФРАНЦИИ

Франция, признанная ядерная держава, уже много лет энергетически и экономически эффективно эксплуатирует свои многочисленные АЭС. Тем не менее ее правительство понимает, что существующие энергетические мощности даже при рациональном использовании не вечны, и в качестве запасного варианта рассматривает альтернативные источники энергии. Франция пытается найти баланс между традиционной и возобновляемой энергетикой, поддерживает и развивает последнюю, в долгосрочной перспективе делая ставку на «зеленые» технологии, относительно экологически чистое энергопроизводство и стабильную выработку электроэнергии.



А.Б. АВЧИННИКОВ,
старший преподаватель МГЭИ
им. А.Д. Сахарова БГУ

Европейский союз является одним из мировых лидеров по развитию возобновляемых источников энергии (ВИЭ). С начала 2000-х годов в ЕС формировалась целенаправленная политика развития этой отрасли, включающая четко сформулированные цели и хорошо проработанные меры по их достижению. Пакет мер по возобновляемой энергетике и вопросам изменения климата до 2020 года был сформирован в 2007 году, а в 2009-м принят странами ЕС под названием «Директива 2009/28 по развитию возобновляемой энергетике». Главная цель, определенная в ней, – довести производство ВИЭ к 2020 году до 20 % от первичного потребления. Прямым продолжением данной директивы стала Программа по энергетике и изменению климата до 2030 года, принятая ЕС в ок-

тябре 2014 года. В документе была поставлена задача к 2030 году увеличить долю энергии, получаемой из возобновляемых источников, до 27 %.

По данным Международного энергетического агентства, к концу 2017 года на солнечных, ветровых и биотопливных электростанциях в ЕС было выработано 20,9 % всей электроэнергии – почти столько же, сколько на угольных (20,6 %). При этом лидирующие позиции остались за АЭС, на которые пришлось 25,6 % произведенной электроэнергии.

Темпы роста и программа инвестиций

Зеленая энергетика Франции развивается довольно быстрыми темпами. Со-



Ю.А. АРХАНГЕЛЬСКИЙ,
аспирант университета
Париж-Восток, Франция

гласно статистическому отчету Международного агентства по ВИЭ (International Renewable Energy Agency, IRENA), изданному в 2017 году, общая установленная мощность объектов возобновляемой энергетике в стране в 2007 году составляла 26,5 ГВт, в 2010-м – 31,7 ГВт, в 2016-м – 44,6 ГВт. Несмотря на столь значительное увеличение мощностей возобновляемой энергетике, объем инвестиций в эту отрасль растет не так быстро: в 2015 году он составил \$ 2,9 млрд, в 2016-м – \$ 3,6 млрд.

В конце 2017 года правительство Франции представило новую энергетическую программу, согласно которой в течение ближайших пяти лет на энергетике и энергосбережении будет выделено €20 млрд. Из них €9 млрд пойдут на улучшение эффективности использования энергии, €4 млрд – на развитие





Рис. 1. Ветроэнергетические мощности по регионам Франции (согласно данным Французской ассоциации ветроэнергетики по состоянию на 31 декабря 2017 года)

Таблица. Суммарная мощность биоэнергетических станций по регионам Франции по состоянию на 31 декабря 2017 года

Регион	Суммарная мощность биоэнергетических станций, МВт
Иль-де-Франс	300
Новая Аквитания	297
Прованс – Альпы – Лазурный Берег	292
Гранд-Эст	195
О-де-Франс	182
Овернь – Рона – Альпы	172
Окситания	145
Нормандия	114
Центр – Долина Луары	76
Пеи-де-ла-Луар (Земли Луары)	71
Бретань	65
Бургундия – Франш-Конте	38
ИТОГО:	1947

и ввод в эксплуатацию электротранспорта, € 7 млрд – на дальнейшее развитие возобновляемой энергетики. Ожидается, что объем инвестиций в зеленую энергетику позволит обеспечить ее рост на 70 % за следующие пять лет. При этом часть средств направят на исследования и инновации в области борьбы с климатическими изменениями.

Ветровая энергетика

В последние годы ветроэнергетика Франции развивается ускоренными темпами. В 2016 году в стране было построено 1437 МВт ветроэнергетических мощностей, в 2017-м – 1692 МВт (рис. 1). Таким образом, за прошедший год прирост мощности национального парка ветроэнергетики составил 15,03 % по сравнению с 2016-м. Суммарная мощность ветроэлектростанций в конце 2017-го достигла 13 559 МВт, а выработка электроэнергии, произведенной за счет энергии ветра, – 24 ТВт/ч, что на 14,8 % больше, чем в 2016-м. Энергия, генерируемая ветроустановками, в прошлом году покрыла 5 % энергопотребления Франции, а в регионах Центр – Долина Луары, Иль-де-Франс, Гранд-Эст – 10 %. В декабре 2017 года общенациональный показатель поднялся до 6 %, что помогло французской энергетике компенсировать пики зимнего потребления электроэнергии.

Согласно новому плану правительства, принятому в начале 2018 года, к 2023-му суммарная мощность ветроэлектростанций в континентальной части Франции составит 21 800–26 000 МВт, то есть увеличится почти в два раза

по сравнению с 2017 годом. К этому следует добавить и 3200 МВт мощности офшорных станций, которые будут построены вдоль морского побережья страны.

Солнечная энергетика

Гелиоэнергетика Франции по темпам развития не уступает ветровой. По состоянию на конец 2017 года мощность солнечных электростанций составила 7660 МВт, увеличившись на 660 МВт по сравнению с 2016 годом. При этом первое место среди регионов по этому показателю заняла Новая Аквитания (2045 МВт), второе – Окситания (1614 МВт), на третьем месте Прованс – Альпы – Лазурный Берег (1109 МВт). В прошедшем году суммарная мощность строящихся солнечных электростанций насчитывала 2711 МВт. Планируется, что к 2030 году она возрастет до уровня 18 200–20 200 МВт.

На конец 2017 года солнечные электростанции Франции произвели 9,2 ТВт/ч электроэнергии, что на 9,2 % больше, чем в 2016-м. На первом месте по количеству выработанной электроэнергии находится регион Новая Аквитания (2,5 ТВт/ч), на втором – Окситания (2,1 ТВт/ч), на третьем месте Прованс – Альпы – Лазурный Берег (1,5 ТВт/ч).

Гелиоэнергетика во Франции развивается очень быстро, о чем свидетельствует прирост объема выработки солнечной электроэнергии на национальном уровне на 10,4 % по сравнению с 2016 годом. В 2017-м на гелиоэлектростанциях было произведено 2 % всей вы-

работанной в стране электроэнергии, что на 0,2 % больше, чем в предыдущем году. При этом на Корсике, в Окситании и Новой Аквитании этот показатель составил 5 %.

Биоэнергетика

Во Франции набирает обороты строительство электростанций, использующих для выработки электроэнергии биомассу. В конце 2017 года суммарная мощность биоэнергетических станций составила 1947 МВт, что на 1,6 % больше, чем в 2016 году. По данному показателю разные регионы Франции довольно сильно отличаются друг от друга (см. таблицу).

За прошедший год биоэнергетические станции Франции произвели 9,1 ТВт/ч электроэнергии, что сопоставимо с ее выработкой на солнечных электростанциях страны за тот же период. В настоящее время в процессе проектирования и подготовки к строительству находятся биоэнергетические станции суммарной мощностью 303 МВт.

В целях дальнейшего увеличения мощностей возобновляемой энергетики производители энергетического оборудования и сетевые операторы продолжают совместную работу над новыми инновационными решениями. На среднесрочную перспективу Франция поставила перед собой амбициозную цель – к 2030 году довести производство электроэнергии из возобновляемых источников до 40 %.

Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 16.03.2018 № 110
«Об изменении Указа Президента Республики Беларусь»

Внесены изменения в Указ Президента Республики Беларусь от 22.12.2010 № 670 «О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии».

Указом № 110 скорректированы некоторые вопросы оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии, что облегчит предприятиям условия оплаты задолженностей за энергоресурсы.

Указом установлено, что образовавшаяся до 1 января 2016 года и не погашенная по 31 декабря 2017 года задолженность субъектов хозяйствования за потребленные ими природный газ, электрическую и тепловую энергию зафиксирована в белорусских рублях исходя из курса, установленного Национальным банком на 1 января 2016 года. Эта задолженность в связи с изменением официального курса белорусского рубля в последующем пересчитываться не будет.

Одновременно потребители освобождены от уплаты процентов, пеней и штрафов, начисленных за несвоевременную оплату энергоресурсов, при погашении:

- до 1 января 2018 года задолженности, зафиксированной на 1 января 2016 года;
- задолженности до 1 января 2019 года при условии своевременной оплаты энергоресурсов, потребленных с 1 января по 31 декабря 2018 года.

Указ вступил в силу с 21 марта 2018 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24.02.2018 № 151

«О внесении изменений и дополнений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21 мая 2009 г. № 664»

Внесены изменения и дополнения в Положение о порядке выдачи разрешений на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, внесения в них изменений и (или) дополнений, приостановления, возобновления, продления срока действия разрешений на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, прекращения их действия, утвержденное постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21.05.2009 № 664.

В порядок выдачи разрешений на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух внесены изменения. Соответствующее решение утверждено постановлением Совета Министров от 24.02.2018 № 151.

Установлено, что разрешение на выбросы при эксплуатации субъектом хозяйствования на праве собственности, хозяйственного ведения, оперативного управления, аренды или ином законном основании стационарных источников выбросов требуется, когда:

- 1) суммарные валовые выбросы составляют более 3 т в год;
- 2) валовые выбросы загрязняющих веществ 1-го класса опасности составляют более 10 кг в год.

Разрешения на выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух, выданные юрлицам или ИП, эксплуатирующим стационарные источники выбросов, у которых согласно акту инвентаризации выбросы меньше вышеуказанных значений, не действуют с 26 февраля.

Постановление вступило в силу с 26 февраля 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 26.02.2018 № 156

«О внесении изменений и дополнения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21 октября 2016 г. № 849»

Внесены изменения и дополнение в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21.10.2016 № 849 «О некоторых вопросах подтверждения соответствия в Национальной системе подтверждения соответствия Республики Беларусь», в том числе в отдельные позиции перечня объектов обязательного подтверждения соответствия Национальной системы подтверждения соответствия Республики Беларусь.

Обязательное подтверждение соответствия вводится в действие в отношении:

- телевизоров, телевизионных мониторов, микроволновых печей – с 1 января 2019 года;
- средств обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения; средств индивидуальной защиты пожарных-спасателей; пожарных спасательных устройств – с 1 февраля 2017 года по 31 декабря 2019 года включительно.

Изготовитель или уполномоченное изготовителем лицо либо продавец (поставщик), принимающие декларацию соответствия, вправе вместо установленной перечнем формы подтверждения соответствия «декларирование соответствия» выбрать форму подтверждения соответствия «сертификация».

Постановление вступило в силу с 7 марта 2018 года, за исключением новой редакции технических требований к кабелям электрическим, рассчитанным на напряжение более 1000 В переменного тока и 1500 В постоянного тока, вступающей в силу с 7 июня 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16.03.2018 № 201

«О внесении дополнения и изменений в постановления Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 г. № 26 и от 1 февраля 2010 г. № 131»

В Положении о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10.01.1998 № 26, уточняется, что государственный энергетический надзор осуществляется в форме мероприятий технического (технологического, поверочного) характера.

Главному государственному инспектору Республики Беларусь по энергетическому надзору и его заместителям, старшим государственным инспекторам и государственным инспекторам по энергетическому надзору предоставляется право вручать (направлять) предложение о приостановлении (запрете) деятельности субъекта (его цехов, производственных участков), объекта строительства, оборудования до устранения нарушений, послуживших основанием вручения (направления) такого предложения, в случае выявления нарушений законодательства, создающих угрозу национальной безопасности, причинения вреда жизни и здоровью населения, окружающей среде.

Также внесены изменения в перечень органов, уполномоченных на осуществление контроля (надзора), установленный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 01.02.2010 № 131. Из перечня исключены:

- государственное объединение по мелиорации земель, водному и рыбному хозяйству «Белводхоз»;
- органы государственного энергетического и газового надзора;
- государственные организации, входящие в систему Государственного комитета по имуществу;

– органы государственного надзора за соблюдением требований технических регламентов и стандартов и государственного метрологического надзора.

Постановление вступило в силу с 21 марта 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 22.03.2018 № 211

[«Об утверждении плана защитных мероприятий при радиационной аварии на Белорусской атомной электростанции \(внешнего аварийного плана\)»](#)

Утвержден план защитных мероприятий при радиационной аварии на Белорусской атомной электростанции (внешний аварийный план).

Целями разработки плана являются организация и обеспечение своевременного принятия мер по защите населения и территорий в случае угрозы или возникновения чрезвычайных ситуаций на Белорусской АЭС, связанных с выходом радиоактивных веществ за пределы ее промышленной площадки.

Для Белорусской АЭС устанавливаются следующие зоны аварийного реагирования:

– зона предупредительных мер – радиус 3 км. Защитные меры в пределах данной зоны принимаются до или вскоре после выброса радиоактивного материала или облучения с учетом создавшейся обстановки;

– зона планирования срочных защитных мер – радиус 15 км, защитные меры в пределах которой выполняются на основе данных радиационного мониторинга окружающей среды или с учетом создавшейся обстановки.

Постановление вступило в силу с 29 марта 2018 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 27.03.2018 № 225

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

Ставки вывозных таможенных пошлин на нефть и нефтепродукты, вывозимые с территории Республики Беларусь за пределы таможенной территории Евразийского экономического союза, установлены в следующих размерах (за 1000 кг):

- нефть сырая – \$ 111,4;
- прямогонный бензин – \$ 61,2;
- тримеры и тетрамеры пропилена – \$ 7,2;
- бензины товарные – \$ 33,4;
- легкие дистилляты, средние дистилляты – \$ 33,4;
- дизельное топливо – \$ 33,4;
- бензол – \$ 33,4;
- толуол – \$ 33,4;
- ксилолы – \$ 33,4;
- смазочные и прочие масла – \$ 33,4;
- темные нефтепродукты (без масел и кокса) – \$ 111,4;
- кокс – \$ 7,2.

Постановление вступило в силу с 1 апреля 2018 года.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 19.02.2018 № 13

[«Об утверждении Инструкции о порядке установления и применения тарифа на передачу тепловой энергии в Республике Беларусь»](#)

Определен порядок установления и применения тарифа на передачу тепловой энергии, произведенной энергоснабжающей организацией, по тепловым сетям, принадлежащим

транспортным организациям на праве собственности, находящимся в хозяйственном ведении либо оперативном управлении транспортных организаций, для последующей реализации абонентам (потребителям) энергоснабжающей организации.

Постановление вступило в силу с 15 марта 2018 года.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 23.02.2018 № 6

[«О внесении изменений в постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 8 декабря 2010 г. № 61»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 08.12.2010 № 61 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов автомобильным транспортом в Республике Беларусь».

Постановление вступило в силу с 1 апреля 2018 года.

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 23.02.2018 № 7

[«О внесении изменений в постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 2 февраля 2009 г. № 6»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 02.02.2009 № 6 «Об утверждении Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения Республики Беларусь». В частности, в документе предусмотрена отмена требований о проставлении печати в ряде документов.

Постановление вступило в силу с 1 апреля 2018 года.

Министерство труда и социальной защиты Республики Беларусь

Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 26.01.2018 № 12

[«Об утверждении Межотраслевых правил по охране труда при проведении погрузочно-разгрузочных работ»](#)

Постановлением утверждены Межотраслевые правила по охране труда при проведении погрузочно-разгрузочных работ.

Правилами установлены требования к организации погрузочно-разгрузочных работ, местам их проведения, применению подъемно-транспортного оборудования, средств механизации, приспособлений для грузоподъемных операций, инструмента, к складированию грузов и др.

Утвержденные требования к погрузочно-разгрузочным работам распространяются на всех работодателей, осуществляющих погрузочно-разгрузочные работы, независимо от их организационно-правовых форм и форм собственности.

С принятием нового документа утратили силу ранее применяемые Межотраслевые правила по охране труда при проведении погрузочно-разгрузочных работ.

Постановление вступило в силу с 18 февраля 2018 г.

Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28.02.2018 № 19

[«О деятельности Департамента государственной инспекции труда по обеспечению соблюдения законодательства о труде и об охране труда»](#)

Установлены формы осуществления Департаментом государственной инспекции труда Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь надзора за соблюдением законодательства о труде и об охране труда, в том числе такая форма, как выборочные и внеплановые проверки.

В ходе проведения выборочных и внеплановых проверок соблюдения законодательства о труде и об охране труда могут использоваться следующие способы их осуществления:

- использование чек-листа (контрольного списка вопросов);
- посещение и осмотр территории, служебных, производственных и иных помещений (объектов) проверяемого субъекта;
- проверка у представителей проверяемого субъекта документов, удостоверяющих личность, и (или) документов, подтверждающих полномочия;
- истребование и получение от проверяемого субъекта необходимых для проверки документов (их копий, выписок из них), в том числе в электронном виде, иной информации, касающейся его деятельности и имущества;
- истребование в пределах своей компетенции на безвозмездной основе у государственных органов, иных организаций и физических лиц, обладающих информацией и (или) документами, имеющими отношение к деятельности и (или) имуществу проверяемого субъекта, необходимой для проверки информации и (или) документов;
- привлечение экспертов, специалистов, назначение экспертов (исследований);
- получение доступа в пределах своей компетенции к базам и банкам данных проверяемого субъекта с учетом требований законодательства об информации, информатизации и защите информации;
- вызов в Департамент представителей проверяемого субъекта, а также других лиц, имеющих документы и (или) информацию о деятельности проверяемого субъекта;
- использование при проведении проверки технических средств, в том числе аппаратуры, осуществляющей звуко- и видеозапись, кино- и фотосъемку, ксерокопирование, устройств для сканирования документов, идентификаторов скрытых изображений, для надзора за соблюдением законодательства о труде и об охране труда, сбора и фиксации доказательств, подтверждающих факты правонарушений;
- изъятие у проверяемого субъекта подлинников документов (иных носителей информации), имеющих отношение к выявленным нарушениям, а также для проведения экспертизы (исследования) документов, иных носителей информации в целях установления их подлинности на срок, не превышающий срок проведения проверки (кроме случаев передачи подлинников документов (иных носителей информации) в органы уголовного преследования и суды или использования их в качестве источников доказательств по делу об административном правонарушении), либо истребование выписок из них или копий;
- истребование письменных и устных объяснений (разъяснений) от представителей проверяемого субъекта, иных лиц по вопросам, возникающим в ходе проведения проверки;
- проведение отбора проб и образцов продукции и направление их в аккредитованные испытательные центры (лаборатории) для определения ее соответствия требованиям технических нормативных правовых актов;
- иные способы выявления и пресечения нарушений законодательства о труде и об охране труда.

Постановление вступило в силу с 24 марта 2018 года.

Министерство внутренних дел Республики Беларусь

Постановление Министерства внутренних дел Республики Беларусь от 21.02.2018 № 49

[«О внесении изменений в постановление Министерства внутренних дел Республики Беларусь от 24 июня 2016 г. № 173»](#)

Внесены изменения в приложения к Инструкции о порядке организации работы по выдаче разрешения на привлечение в Республику Беларусь иностранной рабочей силы, специального разрешения на право занятия трудовой деятельностью в Республике Беларусь, внесения в них изменений, однократного продления срока их действия и их аннулирования, утвержденной постановлением Министерства внутренних дел Республики Беларусь от 24.06.2016 № 173.

Изменения касаются следующих форм заявлений:

- о выдаче разрешения на привлечение в Республику Беларусь иностранной рабочей силы;
- об однократном продлении срока действия разрешения на привлечение в Республику Беларусь иностранной рабочей силы;
- о выдаче специального разрешения на право занятия трудовой деятельностью в Республике Беларусь (за исключением иностранного гражданина или лица без гражданства, являющихся высококвалифицированными работниками);
- о выдаче специального разрешения на право занятия трудовой деятельностью в Республике Беларусь в отношении иностранного гражданина или лица без гражданства, являющихся высококвалифицированными работниками.

Постановление вступило в силу с 7 марта 2018 года.

Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь

Постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 12.02.2018 № 6

[«О внесении изменений в постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 6 мая 2017 г. № 13»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 06.05.2017 № 13 «Об отдельных вопросах регулирования цен на строительные материалы, изделия, конструкции».

Установлен предельный норматив рентабельности, используемый для определения суммы прибыли, подлежащей включению в цены на строительные материалы, изделия, конструкции, используемые при строительстве объектов (за исключением строительства автомобильных дорог, мостов и тоннелей), финансируемых полностью или частично за счет средств республиканского и (или) местных бюджетов, в том числе государственных целевых бюджетных фондов, а также государственных внебюджетных фондов, внешних государственных займов и внешних займов, привлеченных под гарантии Правительства Республики Беларусь, кредитов банков Республики Беларусь под гарантии Правительства и областных, Минского городского исполнительных комитетов, а также при строительстве жилых домов (за исключением финансируемых с использованием средств иностранных инвесторов), производимые на территории Республики Беларусь:

- юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями для реализации – в размере 20 % к плановой себестоимости;
- юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, выполняющими функцию подрядчика, для собственного использования, за исключением строительства хозяйственным способом, – в размере 15 % к плановой себестоимости.

Из постановления исключен норматив рентабельности в размере 5 % к плановой себестоимости для строительных материалов, изделий, конструкций, производимых на территории Республики Беларусь юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями (в том числе выполняющими функцию подрядчика) для реализации или для собственного использования, за исключением строительства хозяйственным способом, в целях строительства жилых домов, финансирование которых осуществляется полностью или частично за счет бюджетных средств.

Постановление вступило в силу с 1 марта 2018 года.

ЭЛЕКТРОННАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА «ЭНЕРГОДОКУМЕНТ». ОБНОВЛЕННАЯ ВЕРСИЯ

Электронная информационная система (ЭИС) «Энергодokument» создана в 2012 году по поручению ГПО «Белэнерго» в соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 16 июля 2007 года № 318 «О порядке доведения до всеобщего сведения технических нормативных правовых актов». В целях расширения функциональных возможностей сайта для пользователей, обеспечения максимальной безопасности хранения информации, а также соответствия уровню развития современных информационных технологий филиалом «Информационно-издательский центр» ОАО «Экономэнерго» разработана новая версия подачи нормативно-технической информации.



Е.А. МУРАШКО,
начальник нормативно-технического
отдела Информационно-
издательского центра
ОАО «Экономэнерго»

Контент ЭИС «Энергодokument» и его защита

«Энергодokument» – это полнотекстовая база нормативных документов в сфере электроэнергетики, действующих в Республике Беларусь. Она содержит перечень нормативных правовых актов (НПА), технических нормативных правовых актов (ТНПА) и других документов, касающихся проектирования, строительства, монтажа, наладки, экс-

плуатации и ремонта энергетических объектов, использования технологий и оборудования в энергетике за последние 15 лет, а также электронные тексты документов, размещение которых в сети Интернет разрешено законодательством (рис. 1, 2).

Отраслевые технические документы ГПО «Белэнерго», размещенные на сайте, включают стандарты объединения, типовые инструкции и документы по техническому регулированию.

Определенные виды документов других ведомств представлены в базе краткими характеристиками (аннотированными карточками).

База данных имеет систему защиты информации, которая предусматривает:

- доступ к документам по паролю;



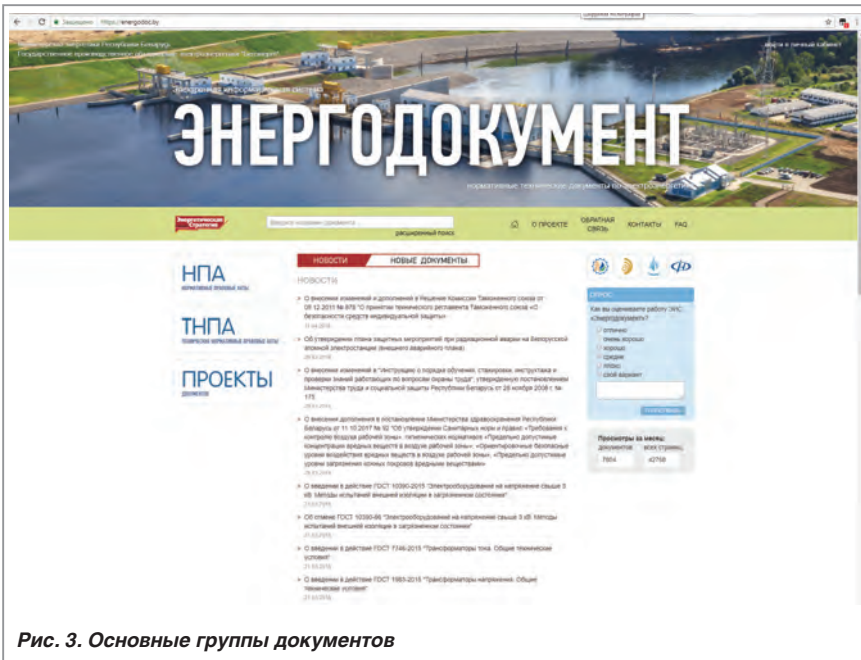


Рис. 3. Основные группы документов

- водяные знаки в pdf-файлах для защиты документов от дальнейшего коммерческого использования;
- закрытый программный код системы управления контентом (CMS);
- антивирусную защиту и систему резервного копирования документов.

Возможности, предоставляемые пользователю сайта

При создании ЭИС «Энергодокумент» был предусмотрен ряд функций, облегчающих пользователю сайта работу с базой данных, в частности:

- возможность ознакомления с документами с помощью аннотированных карточек;
- поиск документов по заданным параметрам;
- быстрый доступ к текстам новых документов, размещенных в системе за отчетный период (как правило, год) в разделе «Новые документы»;
- возможность ознакомления с текущими обновлениями (включая отмену документов) с краткой их аннотацией в разделе «Новости»;
- постоянный контакт с оператором по сопровождению системы в разделе «Обратная связь»;
- доступ к текстам стандартов ГПО «Белэнерго» (для зарегистрированных пользователей).

После обновления сайта его функции значительно расширились. Пользователи получили ряд дополнительных возможностей, в том числе:

- доступ в личный кабинет;
- возможность добавления часто используемых документов в «Избранное».

Кроме того, в обновленной версии сайта появился новый раздел «Часто задаваемые вопросы» (FAQ), а также сформирован улучшенный механизм поиска документов за счет размещения строки поиска на всех страницах сайта.

Структура и алгоритм использования базы данных

Для входа на сайт ЭИС «Энергодокумент» необходимо открыть браузер и набрать в строке адреса: **www.energodoc.by**.

С учетом многочисленности и разнонаправленности действующих нормативных документов по электроэнергетике в обновленной базе данных они классифицированы по трем островным группам (рис. 3):

- 1) нормативные правовые акты (НПА);
- 2) технические нормативные правовые акты (ТНПА);
- 3) проекты документов.

Размещение документов в ЭИС в соответствии с этой классификацией существенно облегчает их поиск.

В соответствующих разделах пользователю доступны документы, структурированные по видам (рис. 4).

Выбрав в списке нужный вид документа и кликнув по соответствующему названию, пользователь попадает на страницу с перечнем электронных документов выбранного вида (рис. 5).



Рис. 4. Виды документов

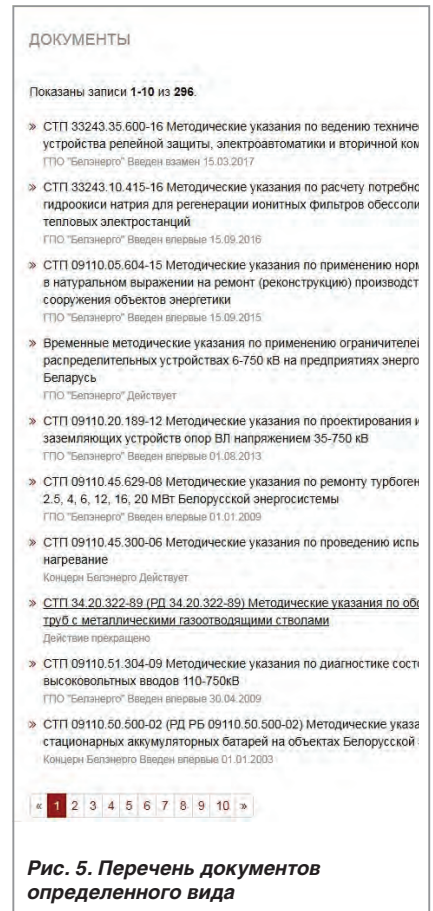


Рис. 5. Перечень документов определенного вида

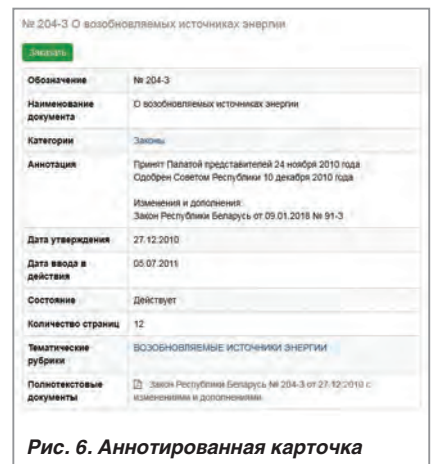


Рис. 6. Аннотированная карточка

Если кликнуть по ссылке наименования документа, откроется аннотированная карточка. Она содержит основные сведения о документе, аннотацию, актуальный статус документа (графа «Состояние») и ссылку на файл в формате pdf (рис. 6).

Для просмотра в новом окне полнотекстовой электронной копии документа в графе «Полнотекстовые документы» необходимо кликнуть по ссылке-пиктограмме pdf (рис. 7).

При необходимости текст документа можно распечатать, нажав в правом верхнем углу значок «Печать документа» (рис. 8).

На каждой странице ЭИС «Энергодокумент» присутствует поле поиска документа, куда можно ввести интересующее вас название и выбрать необходимый документ из предложенного списка. Для более точного по-

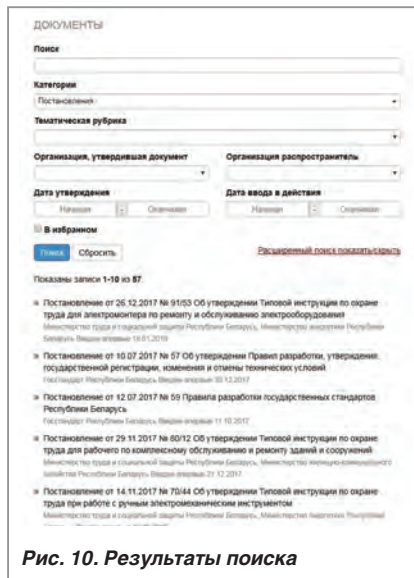


Рис. 10. Результаты поиска

иска нужно перейти по ссылке «Расширенный поиск».

При необходимости можно выбрать графы «Категории», «Тематические рубрики» и др., что дает возможность получить выборку документов определенной тематики, разработанных организацией и т.д. Результатом будет перечень всех обнаруженных документов, удовлетворяющих параметрам запроса (рис. 9, 10).

Для того чтобы иметь доступ к текстам документов на сайте, необходимо пройти регистрацию (рис. 11) либо авторизоваться (для зарегистрированных пользователей).

Авторизованный пользователь получает возможность добавлять документы в «Избранное», после чего они будут доступны в личном кабинете («Вход в личный кабинет» в правом верхнем углу страницы).

При возникновении вопросов можно обратиться в раздел «FAQ» («Часто задаваемые вопросы», рис. 12).

Пользователь системы «Энергодокумент» имеет возможность заказать изданный документ на бумажном носителе. Для этого следует найти необходимый документ в ЭИС и заполнить карточку заказа. В случае если требуемого документа нет в наличии, выполняется его тиражирование под заказ.

Заключение

Разработка, сопровождение и актуализация информации в ЭИС «Энергодокумент» осуществляется филиалом

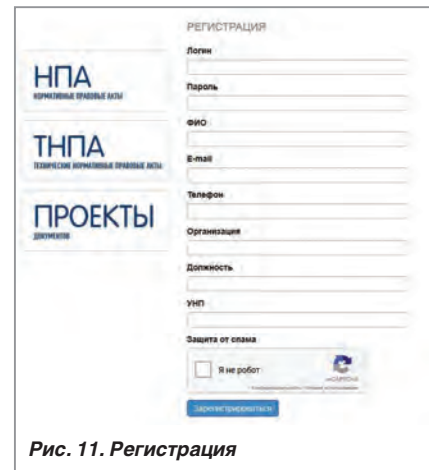


Рис. 11. Регистрация

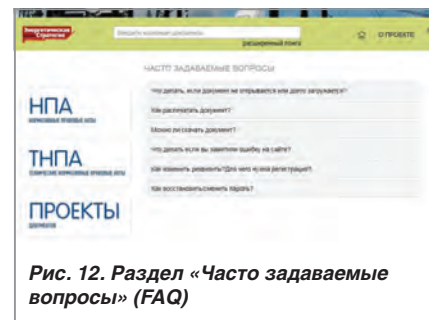


Рис. 12. Раздел «Часто задаваемые вопросы» (FAQ)

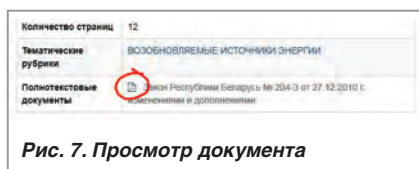


Рис. 7. Просмотр документа

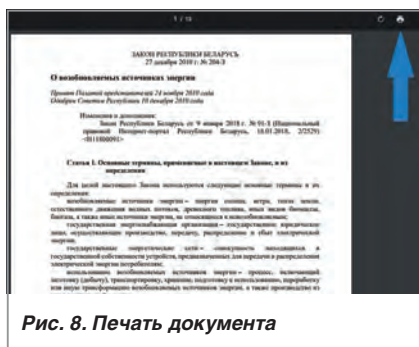


Рис. 8. Печать документа



Рис. 9. Расширенный поиск

ПРИНЯТ НОВЫЙ СТАНДАРТ ПО РАСЧЕТУ ЧИСЛЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ АСУ ТП В ЭНЕРГЕТИКЕ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.05.150-18

С 6 февраля 2018 года введен в действие стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.05.150-18 «Методика расчета нормативной численности персонала, обслуживающего АСУ ТП ТЭС». Новый стандарт устанавливает нормативный порядок организации подразделений и численность персонала, обслуживающего программно-технические средства автоматизированных систем управления технологическими процессами. В статье рассмотрены основные положения нового стандарта, а также причины, обусловившие его разработку.

Требования стандарта не противоречат действующим стандартам ГПО «Белэнерго» и другим нормативным документам.



Д.Н. БЕЛОВ,
начальник отдела автоматизации
технологических процессов
РУП «Белнипиэнергопром»

За последние двадцать лет на объектах энергетики внедрено большое количество самых разнообразных систем управления. В настоящее время все без исключения реконструируемые и вновь строящиеся энергетические установки оснащаются системами управления, построенными на программно-технических средствах с применением программируемых логических контроллеров, компьютерного оборудования, современного программного обеспечения и других высокотехнологичных компонентов.

Внедрение новейших технологий в области систем управления резко поменяло структуру эксплуатируемых технических средств и, как следствие, состав работ по их эксплуатации и обслуживанию.

Количество традиционных средств КИПиА в современных АСУ ТП сведено к минимуму, часть их вообще выведена из употребления. Исчезли релейные панели защит, блокировок, логического управления, панели автоматического регулирования, панели логического управления, пульта управления, панели вторичных приборов как в оперативном, так и в неоперативном контурах. Резко сократился парк вторичных приборов, в основном они устанавлива-

ются на аварийных панелях управления (АПУ) или на удаленных местных щитах. На 50–70 % уменьшилось количество кабеля. Соответственно, сократилась или вообще исчезла необходимость выполнения ряда работ, связанных с обслуживанием и ремонтом вышеназванных устройств.

До введения нового СТП нормативная численность персонала подразделений АСУ ТП рассчитывалась на основании ряда документов, в которых расчет базировался на использовании системы объемобразующих единиц. Основными объемобразующими единицами были приняты:

- для блочных электростанций – тип сжигаемого топлива, количество и мощность энергоблоков;
- для ТЭС – суммарное количество котлов, турбин и установленная электрическая мощность ТЭС.

Сегодня концепция расчета численности персонала на основе объемобразующих единиц является нежизнеспособной, так как она не учитывает ряд важных факторов:

- различия в оснащении технологических установок средствами автоматизации, обусловленные конструктивными

особенностями оборудования и другими факторами. Так, количество горелок на водогрейных котлах разной конструкции (например, КВГМ-50 и ПТВМ-50), имеющих одинаковую мощность, может отличаться в 3-4 раза, что, соответственно, требует установки разного количества технических средств систем управления;

- в эксплуатации находится большое количество разнотипных программно-технических средств: даже на одном технологическом узле может устанавливаться несколько типов контроллеров, использоваться разное программное обеспечение и другие компоненты;

- концепция некорректно учитывает количество, а также специфику и сложность эксплуатируемых функций и задач или вообще их не учитывает.

Анализ численности персонала и существующих на тепловых электростанциях структурных подразделений АСУ ТП также показал, что отсутствует единый подход к расчету численности персонала и организации этих подразделений.

На одних электростанциях они входят в состав цеха тепловой автоматики и измерений, на других – в состав электроцеха, на третьих существуют как самостоятельные подразделения.

Перечень выполняемых персоналом работ на разных станциях различен. Порой персонал подразделений АСУ ТП занимается вопросами, не связанными с его основной деятельностью.

Численность персонала постоянно растет, то есть не достигается одна из основных целей внедрения АСУ ТП – оптимизация количества персонала. Между тем эта задача была признана одной из важнейших еще в 1972 году в ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования».

Следует также отметить, что в действовавших ранее нормативах вопросы эксплуатации как автоматизированных систем управления технологическими процессами, так и систем управления предприятием рассматривались в едином контексте, причем больше внимания уделялось эксплуатации АСУ П. Такой подход является некорректным и обусловлен в первую очередь кардинальным различием задач по обслуживанию и эксплуатации АСУ ТП и АСУ П.

В АСУ П упор делается в основном на сопровождение системного и специализированного офисного программного обеспечения, разработку приложений для решения текущих офисных задач, а также на поддержание парка офисной вычислительной техники в исправном состоянии.

В АСУ ТП основной задачей является поддержание в работоспособном состоянии программно-технических средств, устранение сбоев, выполнение регламентных работ и, как следствие, реализация главной задачи энергетического предприятия – поддержания технологического процесса по выработке тепловой и электрической энергии. При этом эксплуатация связана с действующим технологическим оборудованием повышенной опасности.

Новым стандартом обслуживание программно-технических средств АСУ П не предусматривается. Оно выполняется персоналом специализированного подразделения, подчиняющегося непосредственно главному инженеру энергопредприятия.

Основу современных АСУ ТП составляют программно-технические средства. Старыми нормативами большинство работ по их эксплуатации вообще не регламен-

тировалось или регламентировалось неудовлетворительно. Новый стандарт СТП 33240.05.150-18 «Методика расчета нормативной численности персонала, обслуживающего АСУ ТП ТЭС», разработанный специалистами РУП «Белнипиэнергопром», предназначен для обеспечения единых подходов и общепринятой политики в организации подразделений и расчете численности персонала АСУ ТП на предприятиях энергосистемы. В новом СТП учтены требования по эксплуатации систем управления, построенных на базе современных программно-технических средств.

Положения нового СТП распространяются только на персонал АСУ ТП. Граница ответственности подразделений АСУ ТП принята по первому клеммнику от технических средств программно-технического комплекса (ПТК) – от контроллера, вводного клеммника шкафа УСО и др.

Устройства полевого уровня эксплуатируются подразделениями КИПиА ЦТАИ. Структура подразделений и состав персонала, обслуживающего технические средства полевого уровня, подключенные к ПТК, определяются на основании документа «Рекомендуемые организационные структуры управления и нормативы численности работников филиалов тепловых электростанций РУП-облэнерго», утвержденного приказом ГПО «Белэнерго» № 27 от 20 января 2018 года.

В СТП сделана попытка конкретизировать, систематизировать и максимально учесть все реально выполняемые персоналом подразделений АСУ ТП работы, а также количество, технические особенности обслуживаемых технических и программных средств, объем и сложность функций и задач, реализуемых средствами АСУ ТП.

При разработке нового СТП были учтены следующие моменты:

- количество технологических узлов, на которых установлены АСУ, и количество систем управления (подсистем), установленных на каждом из них;
- тип системы: полномасштабная, информационная, локальная и др.;
- количество типов эксплуатируемых программно-технических средств;
- количество эксплуатируемого программного обеспечения, его разнотипность, сложность;
- количество и разнотипность эксплуатируемых локальных систем управления;

- количество и развитость вычислительных сетей.

При разработке СТП было принято, что:

- программно-технические комплексы АСУ ТП являются полностью законченными изделиями, сданными в постоянную эксплуатацию, и вмешательство в их работу не допускается;
- в обязанности персонала входит наблюдение за работой системы, текущее обслуживание программно-технических средств, выполнение регламентных работ, восстановление работоспособности системы путем замены вышедших из строя устройств, перезагрузки программного обеспечения и других мероприятий для обеспечения бесперебойной и надежной работы системы;
- модернизация ПТК АСУ ТП собственными силами станций не предусматривается;
- ремонт технических средств ПТК АСУ ТП силами персонала энергообъекта не предусматривается, за исключением мелкого ремонта, не допускающего вмешательство в работу основных функциональных узлов.

В настоящее время новый СТП проходит апробацию. Учитывая, что стандарт разработан с учетом новых реалий в промышленной автоматизации, после окончания апробации методики предполагается провести анализ ее результатов и при необходимости выпустить методические рекомендации к рассматриваемому СТП с разъяснением и уточнением его положений.

Выполнение требований нового стандарта обеспечит единый подход к расчету численности персонала и организации подразделений АСУ ТП на предприятиях энергосистемы, освободит персонал от выполнения работ, не входящих в его основные обязанности, упорядочит распределение работ и границы ответственности между подразделениями, а также позволит наладить четкий контроль за работой персонала АСУ ТП и, как следствие, снизить эксплуатационные затраты на обслуживание систем управления.

ИЗМЕНЕНЫ НОРМЫ РАСХОДА ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ ДЛЯ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.10.360-18

С 1 марта 2018 года в Республике Беларусь введен в действие отраслевой стандарт СТП 33240.10.360-18 «Нормы расхода запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше». Документ разработан взамен СТП 34.10.395-90 (РД 34.10.395-90) «Нормы расхода запасных реле и запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше», утвержденного приказом Минэнерго СССР от 23 апреля 1990 года.

Новый стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.10.360-18 устанавливает единый подход к формированию современных норм расхода запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики, используемых в Белорусской энергосистеме, и является обязательным для организаций, входящих в состав объединения.

Современные технологии требуют новых подходов

Актуализация действовавшего ранее СТП 34.10.395-90 (РД 34.10.395-90) «Нормы расхода запасных реле и запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше» была необходима в связи с тем, что требования этого стандарта устарели.

С 1990 года произошли коренные изменения в подходах, исполнении и применении устройств релейной защиты и автоматики и противоаварийной автоматики (РЗАИПА) в энергосистеме Республики Беларусь. В частности, за этот период появились новые типы устройств и оборудования:

- устройства РЗАИПА, выполненные на основе микропроцессорных терминаторов;

- новые типы устройств РЗАИПА, которые существенно отличаются от применявшихся ранее;

- новые типы реле защиты, управления и автоматики;

- новые типы радиоэлектронных элементов.

Внедрение этих технических новаций потребовало пересмотра указанного СТП и приведения его норм в соответствие с тем оборудованием и устройствами РЗАИПА, которые применяются в энергосистеме Республики Беларусь в настоящее время.

Основные положения нового стандарта

Новый стандарт СТП 33240.10.360-18 «Нормы расхода запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше» устанавливает нормы годового расхода запасных панелей, реле защиты и электроавтоматики, аппаратуры дистанционного управления и запасных частей к ним на ремонтно-эксплуатационные нужды при следующих обстоятельствах:

- выход из строя устройств РЗА в процессе эксплуатации;



М.А. ШЕВАЛДИН,
м.т.н., начальник отдела эксплуатации релейной защиты и автоматики электрооборудования и электрических сетей ГПО «Белэнерго»



В.В. НАЗАРОВ,
ведущий инженер отдела релейной защиты и автоматики ГПО «Белэнерго»

– выявление неисправных устройств РЗА при плановом техническом обслуживании;

– выполнение реконструкций;

– замена изношенных и снятых с производства устройств РЗАИПА.

В стандарте представлены следующие разделы:

– методика расчета запасных невосстанавливаемых элементов в соответствии с «Методическими указаниями по расчету комплекта ЗИП устройств тепловой автоматики и измерений электростанции» с заданной вероятностью обеспечения комплекта ЗИП;

– нормы на запасные панели защит подстанций 750 кВ;

– нормы годового расхода комплектов запасных частей панелей защит и электроавтоматики подстанций 750 кВ;

– нормы годового расхода комплектов запасных частей панелей защит и электроавтоматики;

– нормы годового расхода запасных сложных (комплектных) реле защиты, электроавтоматики и высокочастотных постов;

– нормы годового расхода запасных простых реле защиты, управления и автоматики;

– нормы годового расхода запасной аппаратуры дистанционного управления, сигнализации и защиты;

– нормы годового расхода запасных частей реле и радиоэлектронных элементов;

– нормы годового расхода материалов на техническое обслуживание устройства РЗАИПА.

Кроме того, в приложении приведен пример расчета годового расхода запасных частей для устройств и аппаратуры РЗАИПА предприятий электрических сетей.

Заключение

Стандарт СТП 33240.10.360-18 «Нормы расхода запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше» позволит персоналу служб релейной защиты и электроавтоматики предприятий электрических сетей и электротехнических лабораторий электростанций оптимизировать перечень запасных частей для устройств РЗАИПА при составлении ежегодных заявок на их закупку. Кроме того, новый стандарт даст возможность более эффективно распределять финансовые средства и человеческие ресурсы при планировании затрат на ремонтно-эксплуатационные нужды, что будет способствовать повышению экономичности и эффективности работы Белорусской энергосистемы.

НОВЫЕ ИЗДАНИЯ

- ✓ **Общие требования пожарной безопасности, санитарно-эпидемиологические требования, требования в области охраны окружающей среды и ветеринарии к размещению, устройству, оборудованию, содержанию и эксплуатации капитальных строений, изолированных помещений, утвержденные Декретом Президента Республики Беларусь № 7 от 23.11.2017 «О развитии предпринимательства»**

Стандарты ГПО «Белэнерго»



СТП 33240.05.150-18
«Методика расчета нормативной численности персонала, обслуживающего АСУ ТП ТЭС»



СТП 33240.10.360-18
«Нормы расхода запасных частей для устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше»

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 сайтах: www.energystrategy.by, www.energodoc.by