

Энергетическая Стратегия

№5 (59) сентябрь–октябрь 2017
научно-практический журнал



ISSN 2310 - 6735



*Состоялся символический
пуск ПГУ 35 МВт
Гомельской ТЭЦ-1*



ПОДПИСКА' 2018

Оформить подписку можно:



в любом
почтовом
отделении

подписной индекс
009382



в редакции

по тел./факсу
+375 17 286-08-28



на сайте

energystrategy.by



ПО ИТОГАМ ENERGY EXP 2017



Читайте на 51 стр.

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси 4

Ядерная безопасность – безусловный приоритет для Беларуси 7

По итогам 61-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ

Горох А.М., начальник отдела энергетики и газоснабжения производственно-технического управления Министерства энергетики Республики Беларусь

Подготовка отрасли к ОЗП под контролем 9

Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика 11

СОБЫТИЕ

Вперед, молодые проектанты! 15

Интервью с директором РУП «Белнипиэнергопром» А.Н. Рыковым по итогам 2-го форума Клуба молодых специалистов проектных организаций

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Короткевич А.М., к.т.н., директор РУП «Белэнергосетьпроект», Шикуть В.М., заведующий сектором охраны окружающей среды строительного отдела, Драко М.А., м.т.н., заведующий электротехнической лабораторией отдела учета и качества электроэнергии

Обзор проектных решений по снижению шумового воздействия трансформаторных подстанций 18

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

Особенности проектирования АСКУЭ электроэнергетических объектов. Часть 1 21

Драко М.А., м.т.н., заведующий электротехнической лабораторией отдела учета и качества электроэнергии РУП «Белэнергосетьпроект», Мойсеенко О.А., ведущий инженер электротехнической лаборатории отдела учета и качества электроэнергии, Охременко А.Ю., м.т.н., заместитель главного инженера РУП «Брестэнерго»

Оценка электростатического потенциала как фактор повышения надежности работы энергетических объектов 25

Сенатов С.Н., директор ТОО «АКВАС»

Износ оборудования систем теплоснабжения можно предотвратить 28

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

Забелло Е.П., д.т.н., профессор кафедры электрооборудования БГАТУ

Режимное взаимодействие энергосистемы и потребителей энергии при наличии источников распределенной генерации 32

ПРЕДПРИЯТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

«Мы нацелены на повышение эффективности нашей деятельности...» 36

Интервью с директором ОАО «Белэнергозащита» В.И. Мухой

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, зав. лабораторией Института тепло-и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
Воронов Е.О.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор 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»

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор»
РУП «Гомельэнерго»,
Житко О.Л., заместитель начальника энергоинспекции
Критерии оценки надежности работы теплоисточников38

Сазонов И.Е., заместитель начальника Витебского МРО филиала
«Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» – старший государственный инспектор
по энергетическому надзору
К вопросу о качестве протоколов электрофизических измерений41

В блокнот главного энергетика

Харитонов В.А., начальник Островецкого МРО филиала «Энергонадзор»
РУП «Гродноэнерго»
Требования к технической документации по инженерным сетям44

Катко Ю.В., начальник Слонимской РЭИ Волковысского МРО филиала
«Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»
Рекомендации по ведению оперативного журнала46

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Русан В.И., д.т.н., профессор БГАТУ
**Энергоэкологическая безопасность и основные аспекты
ее обеспечения.....48**

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

Завершился XXII Белорусский энергетический
и экологический форум51

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Глушакова О.А., начальник отдела психологического обеспечения персонала
Учебного центра РУП «Минскэнерго»
Новый человек на предприятии. Адаптация.....54

ПРАВО

Новости законодательства.....57

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Кудряшов В.Ф., главный специалист технического отдела
РУП «Белэнергопроект»,
Дуль И.И., инженер отдела проектирования энергосистем
**Новые требования к проектированию кабельных линий с применением
кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки60**
Комментарии к ТКП 611–2017 (33240)

Щербич В.И., к.т.н., ведущий научный сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»
Пересмотрен порядок расчета экономии ТЭР.....64
Комментарии к СТП 33240.09.300-17

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

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Редакторы	Моисеева Е.Н. Товмасын А.М.
Компьютерный дизайн и верстка	Яценко О.А.
Корректор	Лемехова Д.Д.
Реклама	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 23.10.2017 г., формат 60x90%,
тираж 1650 экз., заказ № 5323.

ТЭК БЕЛАРУСИ

Проект Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике» внесен в Совет Министров

В конце сентября Министерство энергетики Беларуси внесло проект Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике» в Совет Министров Республики Беларусь.

Проект прошел предварительные согласование и общественное обсуждение. Документ был рассмотрен 38 государственными органами и организациями, а также Общественно-консультативным советом Минэнерго.

В фокус внимания заинтересованных попали вопросы участия генерации, использующей возобновляемые источники энергии, в электроэнергетическом рынке, экологические аспекты производства электроэнергии, возможности осуществления юридическим лицом иных видов деятельности наряду с производством электрической энергии. В итоге обсуждения в соответствующие статьи законопроекта были внесены изменения.

Ознакомиться с содержанием проекта Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике» в редакции от 15 сентября 2017 года можно на сайте minenergo.gov.by в подразделе «Проекты» раздела «Законодательство».

Отказ Литвы от импорта электроэнергии с Белорусской АЭС на экономические показатели работы станции не повлияет

В связи с тем, что правительство Литвы утвердило план блокировки импорта электроэнергии БелАЭС, директор Департамента по ядерной энергетике Министерства энергетики Беларуси В.М. Полюхович 12 октября заявил журналистам, что отказ Литвы от импорта электроэнергии с Белорусской АЭС на экономические показатели работы станции не повлияет. Он подчеркнул, что станция строится для обеспечения внутренних потребностей республики. Планируется, что выработка электроэнергии в стране после 2020 года составит 40 млрд кВт·ч, в том числе АЭС будет вырабатывать около 18 млрд кВт·ч.

Справочно: литовским планом блокировки импорта электроэнергии БелАЭС предусмотрено, что после запуска станции в Литву не должна поступать белорусская электроэнергия, за исключением необходимой для обеспечения надежности системы энергетики Литвы. До 2025 года Литва рассчитывает синхронизировать свою энергосистему с сетями стран ЕС. В частности, Литва намерена договориться с Эстонией, Латвией и Польшей о применении единых принципов в отношении электроэнергии из третьих стран, попадающей на рынок с момента запуска БелАЭС.

На втором энергоблоке БелАЭС установлен купол внутренней защитной оболочки

На втором энергоблоке Белорусской АЭС установлен купол внутренней защитной оболочки (ВЗО). Общий вес металлических конструкций составил более 230 т, внутренний диаметр основания – 44 м. Установке купола на штатное место предшествовала наземная укрупнительная сборка всех его составных



элементов, что позволило обеспечить высокое качество работ. Установка купола стала завершающим этапом работ по монтажу металлоконструкций внутренней защитной оболочки здания реактора. В ближайшие дни специалисты приступят к армированию и бетонированию металлоконструкций ВЗО.

Внутренняя защитная оболочка – одна из частей системы защитных герметичных оболочек (контейнмент) реактора, исключая выход радиоактивности в окружающую среду. Такая система оболочек выдерживает как внутреннее давление (в 0,5 МПа), так и внешнее воздействие, к примеру, от ударной волны, создающей давление 30 кПа, и падения самолета.

Намечены перспективы белорусско-суданского сотрудничества в сфере энергетики

С 3 по 5 октября состоялся визит делегации Республики Беларусь во главе с Министром энергетики В.Н. Потупчиком в Республику Судан. В состав делегации вошли руководители ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», концерна «Белнефтехим», РУП «Белэнергосетьпроект», РУП «Белнипиэнергопром», ОАО «Белэнергоремналадка».

Министр энергетики Беларуси встретился с первым вице-президентом – премьер-министром, а также с министрами нефти и газа, водных ресурсов, ирригации и электрификации и другими высокопоставленными лицами Судана. Кроме того, белорусская делегация провела переговоры с представителями крупных суданских компаний, в ходе которых состоялось обсуждение вопросов сотрудничества в реализации совместных проектов в сфере строительства электростанций,



трансмиссионных линий, обслуживания электросетей, разведки, добычи и переработки нефти, разработки газового месторождения. Также были рассмотрены перспективы бело-русско-суданского сотрудничества и в других отраслях, представляющих взаимный интерес.

4 октября по итогам визита белорусской делегации был подписан протокол поручений, в котором нашли отражение договоренности, достигнутые в рамках переговоров.

У сотрудничества Беларуси и Тюменской области хорошие перспективы

20 сентября в ходе рабочего визита делегации Тюменской области Российской Федерации в Республику Беларусь в Министерстве энергетики состоялось заседание Рабочей группы по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству, которую с белорусской стороны возглавил Министр энергетики В.Н. Потупчик, с российской – заместитель губернатора Тюменской области В.Н. Чейметов.

Участники заседания рассмотрели вопросы сотрудничества в энергетической и торфяной сферах. Глава тюменской делегации в частности отметил успехи Беларуси в повышении эффективности функционирования Белорусской энергосистемы, а также в развитии торфяной отрасли.

В ходе встречи В.Н. Потупчик отметил, что Тюменская область является стратегически важным партнером для Беларуси. Он констатировал положительную динамику развития отношений республики и российского региона, отметил, что существуют хорошие перспективы развития всех направлений сотрудничества.

В рамках трехдневного рабочего визита представители делегации Тюменской области посетили ряд белорусских предприятий, в том числе ОАО «Торфобрикетный завод «Лидский», подстанцию 110 кВ «Петровщина» Минских кабельных сетей, провели рабочие встречи с представителями организаций Белорусской энергосистемы и другими заинтересованными.



Состоялось заседание белорусско-украинской Рабочей группы по сотрудничеству в топливно-энергетической сфере

21 сентября в РУП «Гомельэнерго» прошло заседание белорусско-украинской Рабочей группы по сотрудничеству в топливно-энергетической сфере. Белорусскую сторону представлял заместитель Министра энергетики Республики Беларусь В.А. Закревский. Украинскую делегацию возглавила заместитель Министра энергетики и угольной промышленности Украины по вопросам европейской интеграции Н. Бойко. В международной встрече также приняли участие

генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов и Советник по торгово-экономическим вопросам Посольства Республики Беларусь в Украине В. Гурин.

В ходе встречи были рассмотрены и обсуждены актуальные вопросы сотрудничества в сфере энергетики между Республикой Беларусь и Украиной. Сторонами были достигнуты договоренности в вопросах оказания аварийной помощи в условиях параллельной работы энергосистем двух стран, а также в налаживании взаимодействия в сфере ядерной энергетики.



Вовлечение ВИЭ в топливно-энергетический баланс остается актуальным

19 сентября состоялась пресс-конференция «Возможности и проблемы использования возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь», в которой приняли участие представители Минприроды, Госстандарта, ассоциации «Возобновляемая энергетика», а также Министерства энергетики, которое представляла заместитель Министра О.Ф. Прудникова.

Заместитель Министра энергетики отметила, что в настоящее время в республике на законодательном уровне приняты беспрецедентные меры государственной поддержки развития возобновляемой энергетики. Между тем в 2015 году Указом Президента «Об использовании возобновляемых источников энергии» были предусмотрены меры, направленные на упорядочение строительства этих источников на территории республики, в частности, квотирование создания новых, модернизации и реконструкции действующих установок, использующих ВИЭ. Актуальность квотирования обусловлена ростом числа возобновляемых источников энергии, которые можно условно отнести к распределенной генерации, что порождает сложности в регулировании баланса мощности Белорусской энергосистемы.

Проектом Закона «Об электроэнергетике» предусмотрено участие производителей, использующих ВИЭ, в торгах как на оптовом, так и на розничном рынках электроэнергии, которые пла-



нируется создать в республике, подчеркнула О.Ф. Прудникова. Она также выразила уверенность в том, что все технические и экономические вопросы, имеющие отношение к возобновляемой энергетике, будут успешно решены и использование всех видов энергоресурсов будет развиваться сбалансированно.

Завершилась реконструкция одной из старейших станций Белорусской энергосистемы – Гомельской ТЭЦ-1

21 октября в РУП «Гомельэнерго» состоялась торжественная церемония по поводу завершения инвестиционного проекта «Реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35, с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины», реализация которого осуществлялась в рамках Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016–2020 годы.

В мероприятии приняли участие заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко, Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик, генеральный директор ГПО «Белэнерго» Е.О. Воронов, генеральный директор РУП «Гомельэнерго» С.О. Бобович, председатель Гомельского облисполкома В.А. Дворник, другие представители исполнительной власти региона, а также председатель Совета директоров подразделения китайской компании СМЕС в Республике Беларусь – руководитель проекта Цао Цин и др.

Разработку проектной документации, поставку оборудования и выполнение всего комплекса строительно-монтажных и наладочных работ осуществляла АКОО «Китайская машиностроительная инжиниринговая корпорация». В реконструкции

принимали также участие подрядные организации Беларуси и персонал РУП «Гомельэнерго».

На теплоэлектроцентрали установлены газовая турбина фирмы «Хитачи» мощностью 26 МВт, паровой турбогенератор «Сименс» мощностью 5,3 МВт и котел-утилизатор паропроизводительностью 41 т/ч. Финансирование проекта осуществлялось за счет средств дополнительного займа Международного банка реконструкции и развития.

Реализация проекта позволит обеспечить дополнительную выработку электрической энергии в объеме более 125 млн кВт·ч в год, экономить 20 тыс. т у.т. в год импортируемого топлива, улучшить экологическую обстановку за счет снижения выбросов от ТЭЦ, повысить маневренные характеристики энергосистемы, надежность тепло- и электроснабжения всех категорий потребителей региона, создать новые рабочие места.

В ходе мероприятия почетные гости осмотрели объект и ознакомились с принципами работы оборудования. Министр энергетики В.Н. Потупчик в торжественной обстановке вручил награды лучшим работникам, которые приняли активное участие в реализации проекта.

ГПО «Белтопгаз» налаживает сотрудничество с партнерами из Финляндии

5 октября состоялась рабочая встреча представителей ГПО «Белтопгаз» с делегацией компании Biolan Baltic Oy (Финляндия). Основной целью встречи стало изучение технического потенциала и обсуждение возможности организации производства торфяных грунтов по рецептурам финской компании. В ходе встречи стороны договорились о производстве пробной партии грунтов по новой рецептуре с использованием отсепарированного торфа различных фракций, а также обсудили перспективы дальнейшего сотрудничества.

Участники мероприятия посетили динамично развивающиеся предприятия торфяной отрасли Беларуси – ОАО «Торфопредприятие Глинка» и ТПУ «Березовское», ознакомились с номенклатурой выпускаемой продукции и качественными характеристиками добываемого верхового и низинного торфа.

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



Поздравляем!

Команда Республики Беларусь стала серебряным призером XIV Международных соревнований профессионального мастерства

15 сентября в Пензе завершились XIV Международные соревнования профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств – участников СНГ. В мероприятии принимали 6 команд из Республики Беларусь, Грузии, Республики Казахстан, Российской Федерации, Республики Узбекистан и Кыргызской Республики. Делегация Республики Таджикистан на Международных соревнованиях профессионального мастерства выступила в качестве наблюдателей.

По итогам соревнования команда филиала «Гродненские электрические сети» РУП «Гродноэнерго» заняла второе место. Бригада неоднократно представляла Беларусь на Международных соревнованиях и трижды брала

золото республиканских соревнований профмастерства.

Победителем соревнований стала команда Российской Федерации, состоящая из представителей филиала ПАО «МРСК Волги» «Самарские распределительные сети», бронзу получила команда Кыргызстана.



ЯДЕРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ – БЕЗУСЛОВНЫЙ ПРИОРИТЕТ ДЛЯ БЕЛАРУСИ

По итогам 61-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ

22 сентября в Вене завершилась 61-я сессия Генеральной конференции Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ). Одной из ключевых тем сессии стало укрепление международного сотрудничества в области ядерной безопасности и атомной энергетики. В мероприятии приняли участие делегаты 157 из 168 государств – участников МАГАТЭ. Делегацию Беларуси, в которую вошли представители Минэнерго, МЧС, МИД, ГП «Белорусская АЭС» и другие, возглавил заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк.



Безопасность при применении ядерных технологий как в энергетических, так и в неэнергетических целях является приоритетом для МАГАТЭ. Об этом заявил генеральный директор МАГАТЭ Юкия Аmano на открытии 61-й сессии Генеральной конференции Международного агентства по атомной энергии. Он отметил, что МАГАТЭ играет центральную роль в обеспечении эффективного международного сотрудничества. Уроки аварии на «Фукусиме» теперь включены во все требования МАГАТЭ по ядерной безопасности и станут частью глобальной практики безопасности. Генеральный директор МАГАТЭ также подчеркнул, что культуру безопасности следует продолжать укреплять.

Одним из центральных событий сессии Генконференции стало пленарное заседание. Выступая с докладом на мероприятии заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк отметил, что Беларусь взвешенно сделала выбор в пользу ядерной энергетики. Это позволит гарантировать стабильные поставки доступной по цене и экологически чистой электроэнергии. Создание новой высокотехнологичной ядерно-энергетической отрасли способствует реализации и развитию научно-технического потенциала страны, способствует диверсификации источников энергии и удовлетворению растущего спроса на электроэнергию. Развитие ядерной энергетики позволит ускорить технологический прогресс, способствующий повышению конкурентоспособности экономики Республики Беларусь, развитию новых производств и, соответственно, созданию рабочих мест, в различных областях – от фундаментальной науки до таких прикладных сфер, как транспорт, машиностроение или строительство.

Заместитель Министра подчеркнул, что безусловным приоритетом для Беларуси является ядерная безопасность, не-

обходимость соответствовать самым высоким стандартам на всех этапах жизненного цикла АЭС – от проектирования и строительства до вывода из эксплуатации. М.И. Михадюк также отметил ключевую роль Агентства в разработке и продвижении стандартов ядерной безопасности. МАГАТЭ является площадкой для обмена опытом и прилагает активные усилия по наращиванию взаимодействия между государствами-членами. Особую значимость имеет деятельность агентства по содействию универсализации и выполнению многосторонних конвенций по ядерной безопасности, физической ядерной безопасности и ответственности, принятых под эгидой Агентства.

Руководитель белорусской делегации проинформировал участников пленарного заседания о том, что за последний год Беларусь приняла у себя две важные оценочные миссии Агентства – миссию по оценке регулирующей инфраструктуры в октябре 2016 года и по оценке площадки и дизайна АЭС с учетом внешних воздействий в январе 2017 года. Он подчеркнул, что это взаимодействие будет продолжено: уже в марте 2018 года Беларусь примет оценочную миссию МАГАТЭ по аварийной готовности и реагированию, а ближе к вводу в действие первого энергоблока Белорусской АЭС – миссии по эксплуатационной безопасности станции и по интегрированной оценке ядерно-энергетической инфраструктуры.

Касаясь реализации программы технического сотрудничества МАГАТЭ, М.И. Михадюк отметил рост внимания к программе и поблагодарил Секретариат МАГАТЭ за конструктивное взаимодействие при планировании и проведении миссий. В Беларуси проекты технического сотрудничества МАГАТЭ позволяют повысить эффективность подготовки кадров для создаваемой ядерно-энергетической отрасли, способствуют обеспечению ядерной и радиационной безопас-



ности, вносят заметный вклад в развитие ядерной медицины, а также в решение особой задачи по устойчивому развитию территорий, пострадавших в результате чернобыльской аварии.

В ходе 61-й сессии Генконференции свои стенды продемонстрировали более 20 стран, в том числе США, Китай, Россия, Великобритания, Германия, Финляндия, Франция, ОАЭ, Казахстан, Канада, Южная Корея и др. Отдельные выставки также открыли Еврокомиссия, Всемирная ядерная ассоциация, Международный молодежный ядерный конгресс, Секретариат МАГАТЭ.

Большой интерес со стороны участников 61-й сессии Генконференции из разных стран вызвала белорусская экспозиция. Беларусь в третий раз презентовала на выставке МАГАТЭ свой стенд. Открывая экспозицию Белорусской АЭС «Ядерная энергетическая программа Беларуси: приоритет – безопасность», заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк отметил, что страна реализует проект по строительству атомной электростанции открыто и транспарентно, создавая и развивая необходимую ядерную инфраструктуру в строгом соответствии с руководствами и рекомендациями МАГАТЭ для государств, вступивших на путь создания ядерных энергетических программ. Он также подчеркнул, что Беларусь намерена и дальше продолжать взаимодействие с МАГАТЭ для организации оценочных миссий, и проинформировал, что к подготовке кадров в республике предъявляются высочайшие требования. Для обучения и повышения квалификации персонала станции на площадке АЭС открыт собственный учебно-тренировочный центр, регулярно проводятся стажировки на российских станциях.

В ходе мероприятий сессии руководитель белорусской делегации принял участие во встречах с заместителем генерального директора по энергетике Европейской комиссии Г. Томасом, генеральным директором МАГАТЭ Ю. Аmano,

его заместителем М.В. Чудаковым, генеральным директором Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» А.Е. Лихачевым. В рамках встреч обсуждались предварительные результаты стресс-тестов, проведенных на Белорусской АЭС в 2016 году по европейской методике, с учетом рекомендаций, основанных на разработанных Еврокомиссией и Европейской группой регуляторов ядерной безопасности спецификациях. Были также обсуждены некоторые вопросы проведения независимой проверки (оценки) европейскими экспертами национального доклада по стресс-тестам, ход строительства Белорусской АЭС и другие вопросы развития ядерной энергетики в Республике Беларусь.

Генеральный директор МАГАТЭ Юкия Аmano под-

твердил готовность Агентства продолжать содействие Беларуси в строительстве атомной электростанции. В свою очередь М.В. Чудаков особо подчеркнул заинтересованность МАГАТЭ в дальнейшем взаимодействии с Беларусью по развитию ядерной энергетической инфраструктуры. Он также отметил открытость Беларуси и успешную реализацию проекта Белорусской АЭС. Состоявшиеся с руководством и представителями Секретариата МАГАТЭ встречи позволили согласовать основные направления взаимодействия Беларуси и Агентства на перспективу.

Решения, принятые по итогам 61-й сессии Генконференции, в целом отвечают интересам Республики Беларусь. Сессия продемонстрировала приверженность большинства заинтересованных государств-членов дальнейшему развитию ядерной энергетики для решения насущной мировой проблемы по обеспечению энергией. Одновременно была акцентирована необходимость выполнения государствами самых высоких международных требований ядерной безопасности в отношении ядерных установок, оборудования и материалов.

Участие Беларуси в 61-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ позволило довести до участников мероприятия объективную информацию о реализации проекта строительства Белорусской АЭС, усилиях Беларуси по обеспечению ядерной безопасности и способствовало продвижению позитивного имиджа белорусской ядерной энергетической программы и формированию положительного отношения мировой общественности к проекту строительства Белорусской АЭС.

**Подготовлено по материалам
Департамента по ядерной энергетике
Минэнерго Беларуси**

Фото предоставлены информационным центром БелАЭС

ПОДГОТОВКА ОТРАСЛИ К ОЗП ПОД КОНТРОЛЕМ

Традиционно подготовка энергетической отрасли к новому отопительному сезону началась практически сразу же по завершении предыдущего. 13 июня текущего года вышло постановление Совета Министров Республики Беларусь № 450 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2017/2018 года». Затем были приняты соответствующие приказы Министерства энергетики и подведомственных ему организаций. Одновременно в отрасли были разработаны организационно-технические мероприятия, направленные на обеспечение устойчивого и надежного топливо- и энергоснабжения потребителей республики, в том числе графики проведения ремонтов основного энергетического и газового оборудования, тепловых, электрических и газовых сетей.



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

Ход подготовки подведомственных Министерству энергетики организаций к работе в осенне-зимний период 2017/2018 (ОЗП) находится на особом контроле у руководства отрасли. В Минэнерго созданы рабочие группы для проверки готовности объектов потребителей и Белорусской энергосистемы к началу отопительного периода, начиная с июля ежемесячно проводятся заседания отраслевого штаба, координирующего работы по подготовке к ОЗП.

Эти мероприятия позволили обеспечить успешное выполнение в намеченные сроки комплекса мер по подготовке электростанций, тепло- и электрогенерирующих установок и оборудования, газовых, тепловых и электрических сетей к работе в период максимальных нагрузок, разработать варианты топливоснабжения и режимов энергоснабжения потребителей в ОЗП в условиях возможного снижения поставок энергоносителей, а также в случаях возникновения аварийных ситуаций и резкого похолодания.

По состоянию на 1 октября организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», в соответствии с утвержденными графиками выполнены ремонты 23 энергетических котлов (70 % от годового плана), 10 турбин (67 %), 10 водогрейных котлов (67 %) и 5 паровых котлов (100 %). Согласно графикам ремонтов электротехнического оборудования на текущий год произведены капитальные ремонты 8 генераторов (47 % от годового плана), 3 силовых трансформаторов (60 %), 17 высоковольтных выключателей напряжением

220–330 кВ (81 %), а также комплексный ремонт оборудования на 91 подстанции 35–110 кВ (52 %).

Особо необходимо отметить объемы выполненных работ по замене тепловых сетей в рамках подготовки к ОЗП. В соответствии с установленным Правительством заданием было запланировано реконструировать и отремонтировать в текущем году 137,158 км тепловых сетей. По состоянию на 1 октября объем выполнения этих работ составил 154,596 км, или 113 % от годового плана (таблица 1).

По состоянию на 1 октября протяженность прошедших капитальный ремонт линий электропередачи напряжением 0,4–750 кВ составила 17 515,65 км, или 67 % от планового задания на год (таблица 2).

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

Согласно оперативным данным по состоянию на 1 октября энергоснабжающими организациями Минэнерго выполнена расчистка просек ВЛ на площади 10 009,46 га, что составляет 80,7 % от годового задания. Кроме того, в целях повышения устойчивости функционирования ЛЭП с применением защищенных (покрытых) проводов реконструировано 555,48 км (90 % от годового плана) ВЛ 10(6) кВ, проходящих по лесным массивам.

Необходимо отметить, что благодаря проводимым техническим и организационным мероприятиям повысилась надежность работы энергетического оборудования энергоснабжающих организаций Минэнерго. Об этом свидетельствует тот факт, что за 9 месяцев текущего года ко-

Таблица 1. Информация о ходе выполнения годового плана по реконструкции и строительству тепловых сетей РУП-облэнерго по состоянию на 1 октября

РУП-облэнерго	План на 2017 год, км	Фактическое выполнение (в том числе с ПИ-трубами), км	% выполнения
РУП «Брестэнерго»	14,562	20,206	139
РУП «Витебскэнерго»	18,954	21,395	113
РУП «Гомельэнерго»	10,727	15,199	142
РУП «Гродноэнерго»	19,136	22,883	120
РУП «Минскэнерго»	61,378	58,969	96
РУП «Могилевэнерго»	12,401	15,944	129
ГПО «Белэнерго»	137,158	154,596	113

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

РУП-облэнерго	План на 2017 год, км	Фактическое выполнение, км	% выполнения
РУП «Брестэнерго»	3579,70	2571,30	72
РУП «Витебскэнерго»	4428,88	2999,77	68
РУП «Гомельэнерго»	4397,71	2985,85	68
РУП «Гродноэнерго»	3917,29	2538,39	65
РУП «Минскэнерго»	5219,11	3267,85	63
РУП «Могилевэнерго»	4651,61	3152,49	68
ГПО «Белэнерго»	26 194,30	17 515,65	67

Таблица 3. Информация о ходе регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии и теплоисточников в разрезе областей республики по состоянию на 1 октября

Область	Паспорта готовности			
	потребители		теплоисточники	
	зарегистрированные	% от общего количества потребителей	зарегистрированные	% от общего количества потребителей
Брестская	4916	100	2637	100
Витебская	3239	99,97	1638	99,76
Гомельская	4920	100	2131	100
Гродненская	4165	100	2204	100
Минская	4554	99,82	2471	99,8
Могилевская	3744	100	1790	100
г. Минск	2857	99,65	514	99,81
Итого	28 395	99,93	13 385	99,93

личество аварийных отключений уменьшилось со 160 (за аналогичный период 2016 года) до 129.

Организациями, входящими в состав ГПО «Белтопгаз», по состоянию на 1 октября получено 273 паспорта готовности теплоисточников и 190 паспортов готовности потребителей тепловой энергии, что соответствует 100-процентной готовности организаций к работе в ОЗП.

В ходе подготовки к ОЗП газоснабжающими организациями реконструировано и отремонтировано 45 котлов (100 % от плана), 36 артскважин (103 %), 30 теплообменников (100 %), 38 силовых трансформаторов (100 %), 6,5 км линий электропередачи (102 %), 59 тепловых камер (104 %), 5,12 км тепловых сетей (100 %).

Специалистами газоснабжающих организаций проведено комплексное приборное обследование 7739,19 км подземных газопроводов (100 %), выполнена замена оборудования 165 газорегуляторных пунктов и установок, находящихся в эксплуатации свыше 20 лет (100 %), более 148,5 тыс. единиц морально устаревшего бытового газового оборудования (за счет собственников); проведена оценка технического состояния 707,66 км подземных газопроводов со сроком службы 40 и более лет (102 %).

Согласно заключенным с ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» контрактам в текущем году запланирована поставка природного газа газоснабжающим организациям в объеме 18,3 млрд м³, что позволит обеспечить бесперебойное снабжение этим видом топлива населения и потребителей республики.

Создан необходимый запас топочного мазута. В настоящее время он составляет 355,5 тыс. т, или 102 % от установленного на 1 октября текущего года задания – 350 тыс. т.

Организациями торфяной промышленности по состоянию на 1 октября добыто 2108,6 тыс. т торфа, или 106,7 % к годовому заданию, произведено 725,6 тыс. т топливных брикетов и сушенки торфяной, что составило 120,0 % от объема производства соответствующего периода прошлого года.

В целом по республике регистрации в органах Госэнергонадзора подлежат 28 414 паспортов готовности к работе в ОЗП потребителей тепловой энергии и 13 395 паспортов готовности ведомственных теплоисточников. По состоянию на 1 октября зарегистрировано 28 395 паспортов готовности потребителей тепловой энергии (99,93 %) и 13 385 паспортов готовности ведомственных теплоисточников (99,93 %). Данные по этому показателю представлены в таблице 3. Для сравнения, за аналогичный период прошлого года процент зарегистрированных паспортов готовности потребителей и теплоисточников составлял 99,89 % и 99,90 % соответственно.

Таким образом, в настоящее время подготовка организаций Министерства энергетики к предстоящему ОЗП завершается, большая часть намеченных мероприятий выполнена, оставшиеся будут реализованы в запланированные сроки. Все технологическое оборудование, обеспечивающее энергоснабжение потребителей республики в ОЗП 2017/2018 года, полностью подготовлено в срок до 1 октября, а созданного запаса топлива достаточно для обеспечения бесперебойного энерго- и газоснабжения потребителей при прохождении зимнего максимума потребления энергии.



МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

ФАКТЫ. ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА

На газовом рынке грядет маленькая революция

Эксперты международной сети компаний PwC считают, что у малотоннажного производства сжиженного природного газа (МТПСПГ) большое будущее. Эта узкая, но развивающаяся отрасль, уже приносит прибыль и набирает обороты. Ожидается, что к 2030 году объем рынка вырастет примерно до 100 млн т в год.

МТПСПГ обладает всеми необходимыми характеристиками, чтобы удовлетворить растущий спрос на более экологически чистые виды топлива, чем нефть и дизель, со стороны отрасли морских и наземных грузоперевозок, и имеет также преимущества для решения проблемы автономного энергоснабжения для промышленных и бытовых нужд в отдаленной местности.



Международный газовый союз прогнозирует рост мирового годового спроса на СПГ до 30 млн т в 2020 году. По прогнозам компании Engie, к 2030 году спрос составит 75–95 млн т и распределится следующим образом: электроэнергия – 26 %, использование СПГ в качестве судового топлива – 32 % и наземный грузовой транспорт – 42 %.

В настоящее время наибольший рост МТПСПГ наблюдается в Китае, где правительство решает проблему загрязнения воздуха в крупных городах, а доступность газа и разница в цене с дизельным топливом делают МТПСПГ весьма перспективным бизнесом. Китай имеет значительное количество грузовых автомобилей, работающих на СПГ (более 200 тыс.), и останется доминирующим рынком еще как минимум в течение следующего десятилетия. В стране активно реализуется инициативный проект создания заправочной инфраструктуры с использованием СПГ под руководством China Clean Energy и ENN Energy Holdings, целью которого является строительство порядка 3 тыс. заправочных станций

КПГ/СПГ к 2025 году. Китай также построил 19 бункеровочных понтонов для заправки СПГ и планирует построить еще 23.

США также является важным центром реализации подобных проектов. В транспортном секторе ценовой арбитраж является основным драйвером роста благодаря обилию сланцевого газа. Более строгие нормы по выбросам в атмосферу в морском секторе также способствуют использованию СПГ в качестве бункерного топлива для судов в США и Европе. Данная тенденция получила особенно мощный импульс для развития в скандинавском и балтийском регионах; Норвегия играет роль первопроходца с точки зрения использования СПГ в бункеровочном бизнесе.

В Европе растущая сеть терминалов по приему СПГ, обеспечивающих инфраструктуру МТПСПГ, в основном сосредоточена в северной части и в Испании, но также охватывает Грецию и Турцию.

Что касается третьего важного сектора применения МТПСПГ – производства электроэнергии, – то здесь существуют значительные возможности стимулирования спроса за счет использования СПГ на островах, особенно в странах Юго-Восточной Азии, таких как Индонезия, Филиппины и Мьянма. Острова в Средиземном море, такие как Сардиния и Мальта, инвестируют средства в инфраструктуру и производство СПГ.

Очевидно, что в настоящий момент рынок МТПСПГ невелик. Однако спрос скорее всего будет быстро расти, и этот процесс ускорится за счет ужесточения

природоохранных норм и способности отрасли обнаруживать новые пласты потребления. Точно так же, как добыча сланцевого газа изменила картину топливно-энергетического комплекса США, МТПСПГ может стать следующей «маленькой» революцией в секторе добычи и переработки газа.

Страны ОПЕК выполнили сделку по сокращению добычи нефти на 116 %

В августе страны – экспортеры нефти выполнили сделку по сокращению добычи черного золота на 116 %.

Еще в конце прошлого года в Вене 24 страны договорились сократить добычу нефти почти на 2 млн барр./сут., из которых 300 тыс. приходится на Россию. При этом более дисциплинированными оказались 10 участников пакта, не входящие в Организацию стран – экспортеров нефти (ОПЕК). Они выполнили условия на 118 %, ОПЕК же соблюла квоты на 82 %.

Мировые лидеры по запасам газа

По результатам анализа, проведенного экспертами мировых агентств, первое место в списке государств, которые располагают самыми большими газовыми запасами в мире, заняла Россия. Объем ее газовых ресурсов достигает 48,7 трлн м³. По данным Госкомиссии Российской Федерации о запасах полезных ископаемых, по результатам текущего года ожидается прирост запасов голубого топлива в стране в сравнении с показателем прошлого года.

Второе место занимает Иран с показателем в 33,6 трлн м³. Третья позиция досталась Катару, запасы которого составляют 24,7 трлн м³. Для сравнения, совокупные объемы газа на месторождениях США находятся в пределах 9,86 трлн м³.



На Игналинской АЭС демонтировано почти 30 % оборудования

На Игналинской АЭС (ИАЭС) в текущем году демонтировано 4654 т из запланированных 6727 т оборудования и связанных с ним конструкций. Начиная с 2010 года на ИАЭС разобрано около 43 тыс. т конструкций, что составляет 28 % от общего количества, которое планируется демонтировать за весь период снятия с эксплуатации, то есть до 2038 года.

Игналинская атомная электростанция успешно провела горячие испытания промежуточного хранилища отработанного ядерного топлива и на пять месяцев раньше запланированного срока получила лицензию государственной инспекции по безопасности атомной энергетики VATESI на его промышленную эксплуатацию. Предприятие доказало свою готовность к безопасной эксплуатации нового хранилища и продолжает выгрузку топлива с обоих блоков.

ИАЭС также получила разрешение на строительство приповерхностного могильника для низкоактивных и среднеактивных короткоживущих радиоактивных отходов. Начались и успешно проводятся горячие испытания комплекса по извлечению твердых радиоактивных отходов. По графику горячие испытания должны завершиться в ноябре, после чего необходимо будет получить разрешение VATESI на промышленную эксплуатацию комплекса.

На полгода раньше запланированного срока возобновилась выгрузка топлива из реактора второго блока, что заметно приближает ИАЭС к достижению ранее поставленных целей как в сфере снятия с эксплуатации в целом, так и в сфере обеспечения безопасности в частности. Выгрузка топлива из реактора позволит значительно уменьшить количество систем безопасности, то есть снизить эксплуатационные расходы. Планируется, что все отработанное ядерное топливо двух энергоблоков будет выгружено и перемещено в хранилище до конца 2022 года.

Реакторы крупнейшей в мире АЭС прошли проверки для перезапуска

Шестой и седьмой реакторы крупнейшей в мире японской АЭС «Касивадзаки-Карива» прошли проверку безопасности, необходимую для перезапуска. Об этом сообщают СМИ со ссылкой на японский Комитет по контролю за атомной энергетикой.

Станция находится в префектуре Ниигата. Отмечается, что этот случай является первым после аварии на АЭС «Фукусима-1», когда реакторы на станции компании-оператора

Tokyo Electric Power получают подобный сертификат. Документ подтверждает полное соответствие новым повышенным требованиям безопасности. Тем не менее перспективы перезапуска АЭС остаются неопределенными, так как губернатор префектуры выступает против возобновления работы станции.

Китай объявил о начале разработок 5G-решения для энергетики

Пекинский исследовательский институт компании China Telecom, Государственная электросетевая корпорация Китая и компания Huawei представили первый международный проект разработок в области 5G-сегментирования в энергетике.

Технология беспроводной связи нового поколения 5G дополняет традиционные коммуникации типа «человек–человек» коммуникациями типа «человек–объект» и «объект–объект». Сеть 5G на базе облачной базовой сети 5G может использовать одну и ту же инфраструктуру для предоставления дифференцированных сетевых срезов, обеспечивая работу различных приложений. Например, срез со сверхнизким значением задержки будет в большей степени соответствовать требованиям такого сценария, как автоматическое распределение электроэнергии в энергетике.

Сетевой срез 5G обеспечивает безопасность и изоляцию на том же уровне, что и частная энергосистема, но требует значительно меньших затрат и в большей степени способствует совершенствованию приложений в рамках «умной сети» электроснабжения.

Проект станет первым опытом 5G-слайсинга в энергетике. По мнению специалистов, его реализация открывает широкие возможности для воплощения новейших отраслевых сценариев, позволит создавать новые бизнес-модели, осуществлять комплексный технический контроль над 5G-слайсингом в отраслевых сценариях в рамках «умной сети» электроснабжения и ускорит развитие новейших технологий и решений.

Enel начала строительство самой крупной солнечной электростанции в Австралии

Международная компания Enel приступила к строительству в Южной Австралии солнечной электростанции Bungala Solar One установочной мощностью 137 МВт. Электростанция является частью проекта Bungala Solar PV, общая установленная мощность которого составляет более 275 МВт. Ввод в эксплуатацию всего солнечного парка запланирован на начало 2019 года.

Bungala Solar станет самым крупным солнечным парком в стране. После завершения строительства она сможет вырабатывать 570 ГВт·ч в год, что эквивалентно потребности в электроэнергии порядка 82 тыс. австралийских домохозяйств.

Солнечная электростанция займет площадь около 300 га и будет состоять примерно из 420 тыс. поликристаллических фотоэлектрических модулей, установленных на одноосных трекерах, которые будут следовать по пути солнца с востока на запад. Это позволит станции генерировать большее количество энергии, чем фотоэлектрические модули с фиксированными структурами.

Общая установленная мощность объектов ВИЭ в Австралии составляет 18 ГВт. Они вырабатывают около 17 500 ГВт·ч, что эквивалентно 17,3 % от всего объема генерируемой электроэнергии в стране. В Австралии реализуется Целевая программа увеличения доли возобновляемых источников в электрогенерации федерального правительства (RET) задача которой состоит в том, чтобы к 2020 году объем электроэнергии, вырабатываемой за счет ВИЭ, составил 23,5 %. Кроме того, программа поддерживается инициативами на государственном уровне, направленными на увеличение выработки электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии посредством тендерного механизма.

В Японии разработаны инновационные турбины

Недавно исследователи из Окинавского института науки и технологии (Okinawa Institute of Science and Technology, OIST), разработали систему турбин, которые способны рассеивать энергию морских волн, защищая от них линию побережья. При этом большая часть рассеиваемой энергии будет превращаться в электричество, которое затем будет подаваться в общие энергетические сети.

Система, разработанная специалистами OIST, в корне отличается от других систем сбора энергии морских волн. В ее состав может входить несколько «линий обороны» берега, представляющих собой цепочку специализированных турбин, которые могут быть установлены на берегу, на отмелях и на других естественных морских образованиях, таких как коралловые рифы.

Сама турбина Wave Energy Converter (WEC) располагается на небольшой высоте над уровнем моря в пределах ее досягаемости для морских волн. Пять лопастей турбины связаны с электрическим генератором на постоянных магнитах, размещенным внутри керамического кожуха, а генератор под-

ключен к находящейся на берегу силовой станции при помощи электрического кабеля.

Вращающиеся лопасти турбины представляют собой источник опасности для морских существ, но скорость вращения рассчитана таким образом, что любые морские животные, попавшие в поток, имеют большие шансы остаться в живых и покинуть опасную для них зону. Более того, лопасти турбины сделаны гибкими, а их форма напоминает форму плавников дельфинов. Это позволит турбине пережить резкие удары тайфунов и другие проявления морской стихии.

Каждая из турбин рассчитана на срок эксплуатации в 10 лет, а ее обслуживание практически ничем не отличается от обслуживания традиционных морских ветрогенераторов. Установка таких турбин на 1 % береговой линии, по расчетам специалистов, позволит вырабатывать порядка 10 ГВт. Следующим шагом исследователей из института OIST станет изготовление небольших опытных образцов турбин WEC, диаметр лопастей которых составит 35 см. Эти турбины будут установлены на побережье, и их работа покажет целесообразность дальнейшего развития данного направления.

В Великобритании построят крупнейшую в Европе приливную электростанцию

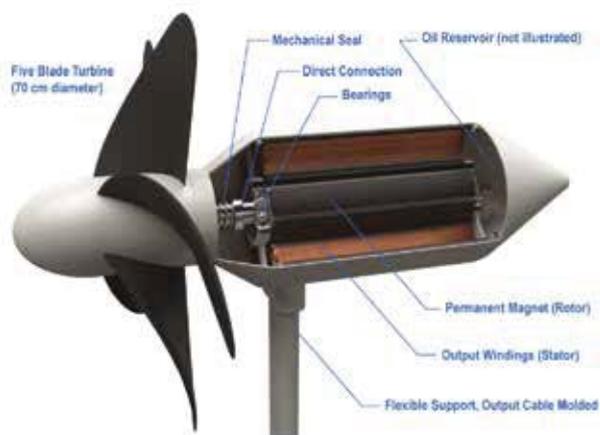
В Великобритании построят крупнейшую в Европе приливную электростанцию. У побережья Уэльса будет возведена бетонная стена со встроенными в нее турбинами, которые будут приводиться в движение приливами и отливами. Компания Tidal Lagoon Power, которая реализует проект приливной электростанции на 3 МВт у Кардиффа, законтрактовала подсоединение к сети мощностью 3,24 ГВт. Об этом пишет Bloomberg New Energy Finance. При этом компания подала заявку на строительство проекта приливной станции мощностью в 320 МВт в Суонси (прибрежный город в Уэльсе).

Ожидается, что разработка проекта начнется к 2019 году, когда будет получено окончательное одобрение. Новая приливная станция потребует строительства бетонной стены длиной в 9,5 км. В нее будет встроено 16 турбин на 20 МВт каждая. Суммарная их выработка, как ожидается, превысит 550 млн кВт·ч в год. Таким образом, она станет крупнейшей ПЭС Европы. Стоимость проекта оценивается в 1,3 млрд фунтов стерлингов (\$ 1,7 млрд).

Первая в мире плавучая АЭС будет запущена на Чукотке в 2019 году

Атомную станцию в плавучей модификации «Академик Ломоносов» запустят на Чукотке в 2019 году. В настоящий момент ведут работы, которые направлены на подготовку объекта к введению в эксплуатацию. Плавучая станция станет первым в мире объектом такого рода. Согласно проекту, мощность генерации АЭС составит 70 МВт, она будет базироваться в порту Певек в Восточно-Сибирском море.

Инновационная станция призвана заменить своей выработкой выбывающие энергетические мощности – Билибинскую АЭС и Чаунскую ТЭЦ, которые заглушат в 2019 году. Новая АЭС будет производить также и тепловую энергию для потребителей региона. Запуск станции сделает возможным формирование энергетической составляющей для новых проектов на Чукотке.



Тенденции развития мирового рынка газовых и паровых турбин

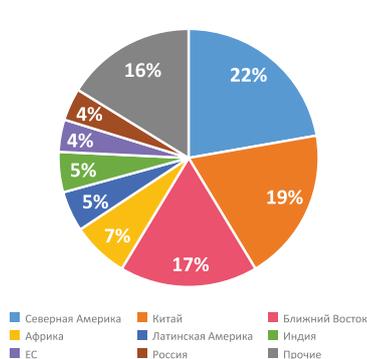
Согласно оценкам аналитиков Frost & Sullivan, к 2025 году объем продаж газовых турбин в мире увеличится более чем на \$ 8 млрд по сравнению с 2015 годом и достигнет отметки \$ 23,7 млрд при среднегодовых темпах роста (CAGR) 4,5 %. В пересчете на единицы мощности он увеличится с 54,5 ГВт в 2015 до 78,8 ГВт в 2025 году (CAGR 3,7 %), а суммарная установленная мощность всех турбин, выпущенных в период 2015–2025 годов, составит порядка 693,3 ГВт, из них до 90 % будет использоваться для производства электроэнергии.

Наиболее быстрыми темпами в перспективе до 2025 года будут развиваться сегменты турбин малой и средней мощности (5–60 и 60–120 МВт). Объемы продаж газовых турбин средней мощности будут расти на 7,5 % в год, и к 2025 году их доля на рынке составит 14 %. Темпы продаж турбин малой и большой (от 120 МВт и выше) мощности составят 4,5 и 2,8 %, а их доли – 61,8 и 24,2 % соответственно.

что другие участники также будут объединяться в концерны с целью повышения конкурентоспособности.

Объем мирового рынка паровых турбин, который в 2015 году оценивался экспертами Frost & Sullivan в \$ 13,7 млрд, к 2025 году сократится до \$ 13,4 млрд (CAGR – 0,25 %). Сегодня этот рынок держится в основном на развивающихся странах, таких как Китай и Индия, в которых широко используются угольные электростанции и парогазовые установки (ПГУ). Также во всем мире наблюдается тенденция модернизации устаревших угольных энергоблоков путем перехода к более современным и эффективным технологиям (со сверхкритическими и ультрасверхкритическими параметрами пара). Несмотря на это, в общемировом масштабе продажи турбин в ближайшие несколько лет будут падать.

На долю Китая приходится до 37 % мировых продаж паровых турбин, на втором месте – Индия (15,5 %), на третьем – Ближний Восток (9 %). К 2025 году доля Китая сократится до 28,8 %, но страна все равно останется в лидерах. Индия увеличит

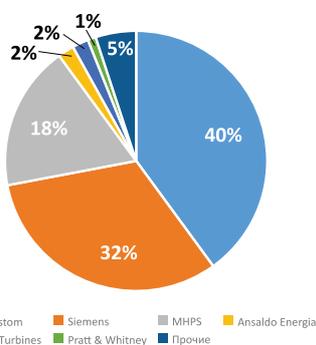


Структура мировых продаж газовых турбин по регионам

Ключевыми драйверами рынка в рассматриваемый период станут рост ценовой доступности и, как следствие, процента использования природного газа для выработки электроэнергии, замещение устаревших угольных энергоблоков газовыми, ужесточение экологического законодательства в ряде стран. Среди ограничений эксперт называет снижение рентабельности строительства газовых электростанций (например, в странах ЕС в силу большего приоритета развития солнечной и ветроэнергетики), проблемы с финансированием проектов, а также отсутствие необходимой инфраструктуры в отдельных регионах (Азия и Африка).

В структуре мировых продаж газовых турбин в 2025 году будут лидировать страны Северной Америки (с суммарной долей 22,2 %), Китай (18,7 %) и ближневосточные государства (17,4 %). На долю России будет приходиться около 4,1 % (+0,5 п.п. относительно уровня 2015 года).

Шесть крупнейших производителей газовых турбин занимают почти 95 % мирового рынка. Это компании GE (включая Alstom), Siemens (включая Dresser Rand и Rolls Royce Turbine), MHPs, Ansaldo Energia, Solar Turbines (CAT) и Pratt & Whitney. Из них три концерна (GE, Siemens и MHPs) являются глобальными, то есть присутствуют во всех регионах, в то время как Ansaldo и другие ориентированы преимущественно на конкретные регионы – Европу, Ближний Восток и Африку. Недавнее слияние с Alstom обеспечило GE 40-процентную долю мирового рынка газовых турбин. На втором месте Siemens с долей почти 32 %. Подобная расстановка сил может привести к дальнейшей консолидации отрасли – не исключено,



Крупнейшие производители газовых турбин (по количеству МВт мощности)

свою долю до 17,9 %, страны Ближнего Востока – до 10,7 %, Северной Америки – до 7,6 %. Доля России в структуре мировых продаж паровых турбин составляет менее 2 %, однако к 2025 году она может увеличиться до 3,3 % при CAGR 5,6 %.

Основными игроками на мировом рынке паровых турбин остаются китайские Shanghai Electric (16,6 %), Dongfang Electric (15,4 %) и Harbin Turbine Company (14,6 %), а также GE-Alstom (11 %) и Siemens (10 %). Всего на долю указанных компаний приходится около 68 % мирового рынка, из них 46,6 % принадлежит производителям из КНР.

В Северном море открыто крупное месторождение природного газа

По сообщению компании Hansa Hydrocarbons Limited, в нидерландском секторе Северного моря открыто крупное месторождение природного газа в целевых базальных песчаниках Ротлигенд: разведочная скважина, пробуренная на шельфе Нидерландов по лицензии GEMS, подтвердила значительное открытие.

Результат разведочного бурения превзошел все ожидания: подтвержденные запасы месторождения составили 6 млрд м³, но эта цифра может быть выше, если поблизости найдутся и другие месторождения. Поэтому суммарные запасы месторождения могут достигать и 60 млрд м³ газа. Ряд специалистов считает, что эта оценка излишне оптимистична.

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

ВПЕРЕД, МОЛОДЫЕ ПРОЕКТАНТЫ!



По итогам 2-го форума Клуба молодых специалистов проектных предприятий

22 сентября завершился 2-й форум Клуба молодых специалистов проектных предприятий Белорусской энергосистемы, посвященный Году науки. Организатором форума выступило РУП «Белнипиэнергопром» совместно с РУП «Белэнергосетьпроект», РУП «БЕЛТЭИ», ГП «НИИ Белгипротопгаз» и другими заинтересованными организациями. Об итогах мероприятия, его целях и задачах в интервью журналу рассказывает инициатор создания форума – директор РУП «Белнипиэнергопром» Андрей Никодимович Рыков.

– Как возникла идея проведения форума Клуба молодых специалистов?

– В советские времена во всесоюзном проектном институте «ВНИПИэнергопром» существовала практика проведения слета молодых специалистов всего института, где каждый из участников мог продемонстрировать свой профессиональный потенциал. Это были интересные и познавательные мероприятия, давшие многим из участников путевку в жизнь. Сегодня большинство из тех, кто тогда проявил себя как неординарно мыслящий специалист, возглавили проектные институты в России и других странах СНГ или работают в авторитетных проектных организациях, являясь ведущими специалистами. Мы решили воссоздать такую форму поддержки талантливой молодежи в виде форума Клуба молодых специалистов, чтобы дать возможность молодым проявить себя.

– Какие конкретно цели и задачи стоят перед форумом?

– Цели и задачи форума многогранны. В первую очередь, он должен открыть перед молодыми проектировщиками новые возможности для реализации их профессионального и творческого потенциала, помочь в социальном становлении и самореализации.

Кроме того, участие в форуме – это прекрасная возможность для обмена опытом, повышения технических знаний и грамотности в сфере проектирования, строительства, реконструкции и модернизации энергетических объектов Белорусской энергосистемы, знакомства с новыми подходами в решении профессиональных вопросов.

Мы также ставим задачу способствовать адаптации и закреплению молодых специалистов на предприятиях, повышению общественной и трудовой активности молодежи и развитию молодежной инициативы.

Практика показывает, что в абсолютном большинстве случаев выпускники института, даже те, кто очень хорошо учился, первые два-три года проходят адаптацию на работе. При существующем положении вещей стать ведущим инженером

молодой специалист может лет через 5–7, не говоря уже о более серьезных должностях. Между тем к этому времени творческий энтузиазм у многих уже сходит на нет.

Проектное дело достаточно консервативно в плане подготовки кадров, что и хорошо, и плохо. Эта консервативность как негативный фактор проявляется в привычке делать так, как делалось всегда. Но чтобы соответствовать современным требованиям, необходимо меняться. И молодые специалисты – эта та категория работников, которая готова ломать стереотипы и искать в профессии новое, поэтому кадровая политика должна быть направлена прежде всего на то, чтобы привлечь молодежь в отраслевые проектные институты.

– Как Вы решаете эту задачу?

– Многие ведущие специалисты нашего предприятия являются председателями и членами государственных экзаменационных комиссий вузовских факультетов разного профиля – строительного, электро-, тепло- и гидротехнического. И еще на этапе обучения мы привлекаем к участию в деятельности института подающих надежды студентов.

Конечно, молодежь бывает разной. Есть молодые люди, которые рутинно работают от звонка до звонка. Но есть и другие, кому нравится работать и кто стремится узнать что-то новое. Вот их мы и пытаемся заинтересовать участием в развитии проектирования, поиске новых подходов в этой области. И в этом плане форум Клуба молодых специалистов дает широкие возможности для участников, одновременно



Участники 2-го форума Клуба молодых специалистов проектных предприятий на Полоцкой ГЭС

позволяя организаторам составить мнение о каждом из них. Это важно, потому что мнение молодого человека о себе и то впечатление, которое он производит на окружающих, далеко не всегда совпадают. Поэтому одна из задач форума – получение объективного представления о молодежи, которая работает в наших институтах.

Особую роль в решении этой задачи играет проводимая в рамках форума научно-практическая конференция молодых специалистов, где участники мероприятия выступают с докладами. Причем перед ними заранее ставилась задача представлять на конференции не итоги работы отдела, а собственные наработки. И по отзывам наших специалистов, которые участвовали в работе экспертных групп конференции по секциям, в ряде случаев это действительно удалось. Более того, в этом году было представлено значительно больше интересных докладов. Очевидна большая, чем раньше, доля самостоятельного труда. Фамилии называть не буду, но форум выявил среди участников немало творческих личностей, способных мыслить неординарно.



Торжественное открытие 2-го форума Клуба молодых специалистов проектных предприятий

– Оправдал ли форум Ваши ожидания? Какие практические результаты мероприятия Вы хотели бы отметить?

– Конечно, от форума хотелось большего. Но разрыв между тем, что хочется, и тем, что получается, есть всегда. Весь вопрос в том, чтобы минимизировать эту разницу. В определенной мере это удалось.

Ну, во-первых, победителями в интеллектуальном соревновании, каким стала для участников научно-практическая конференция, были признаны 14 молодых специалистов, причем пятеро из них работает в РУП «Белнипиэнергопром». Это неплохой итог для нашего предприятия.

Кроме того, если при организации первого форума молодых специалистов в институте было достаточно много сомневающихся в целесообразности его проведения, то теперь можно констатировать, что у наших работников возникло понимание необходимости таких мероприятий.

Также форум показал, что участники стали лучше готовиться к мероприятию. Было важно, чтобы предприятия-участники не ограничивались разовой подготовкой, а последовательно работали с молодыми специалистами на протяжении всего года, давая им материал в работу и анализируя выполнение задания. И судя по результатам научно-практической конференции, это получилось.

Главным итогом 2-го форума Клуба молодых специалистов, с моей точки зрения, является то, что форум стал импульсом не только к развитию творческого потенциала молодежи проектных организаций отрасли, но и к повышению уровня ра-

К сведению

Второй форум Клуба молодых специалистов проектных предприятий Белорусской энергосистемы, посвященный Году науки, состоялся 18–20 сентября. В программе форума: научно-практическая конференция молодых специалистов предприятий по обмену опытом и внедрению новых передовых технологий в проектировании объектов; спортивные соревнования по волейболу, настольному теннису, дартсу и футболу, а также выездное практическое заседание клуба с посещением Витебской и Полоцкой ГЭС. Молодые специалисты также приняли участие в экскурсии по древнему Полоцку и посетили ряд объектов историко-культурного наследия.

боты с молодыми специалистами на предприятиях-участниках, что очень важно для будущего отрасли.

– Какие перспективы у такой формы работы, как форум Клуба молодых специалистов?

– Хочу подчеркнуть, что 2-й форум Клуба молодых специалистов существенно отличается от форума прошлого года. Если первый мы проводили в рамках района и в нем, кроме РУП «Белнипиэнергопром» и РУП «БЕЛТЭИ», принимали участие УП «Минскпроект» и ОАО «Институт «Минскгражданпроект», то в этот раз мы организовали мероприятие в рамках отрасли: мы нашли понимание и заинтересованность со стороны отраслевых проектных институтов РУП «Белэнергопроект» и ГП «НИИ Белгипротопгаз». Их участие определенным образом повлияло на специфику форума, ведь в энергетике так или иначе задачи отраслевых институтов разного профиля соприкасаются, а деятельность пересекается по многим темам.

Благодаря тому, что в этом форуме принимали участие только отраслевые организации, он стал более интересным для участников, обсуждались более значимые для проектантов темы, существенно острее была конкуренция. Все это свидетельствует о том, что форум имеет хорошие перспективы для дальнейшего развития.

Возможно, в будущем мы попробуем привлечь к участию в форуме эксплуатирующие организации. Это позволило бы наладить определенную обратную связь между проектными и эксплуатирующими организациями по вопросам, которые представляют взаимный интерес. Но прежде чем воплощать эту идею, необходимо хорошо продумать все нюансы. Так что это задача на будущее.



Участники выездного практического заседания Клуба молодых специалистов проектных предприятий рядом с ОРУ-110 кВ Полоцкой ГЭС

ПОБЕДИТЕЛИ

2-го ФОРУМА КЛУБА МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ ПРОЕКТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

секция АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ

1
место**Игнат Телюк**

РУП «Белнипиэнергопром»

«Разработка и эксплуатация автоматизированной системы поиска однофазных замыканий на землю»

**2**
место**Юрий Филипчик**

РУП «Белэнергосетьпроект»

«Особенности выполнения режимной и противоаварийной автоматики при включении на параллельную работу с энергосистемой ветроэнергетических установок»

**3**
место**Алексей Новик**

РУП «БЕЛТЭИ»

«Проблемы и перспективы автоматизации распределительных электрических сетей 10 кВ»



секция АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1
место**Анна Ковалева**

ГП «НИИ Белгипротопгаз»

«Использование беспилотных летательных аппаратов при инженерно-геодезическом обеспечении проектирования, строительства и эксплуатации объектов нефтегазовой и топливной промышленности»

**2**
место**Евгений Сазонов**

РУП «Белнипиэнергопром»

«Системы интеллектуального проектирования»

**3**
место**Марина Лысенко**

РУП «Белэнергосетьпроект»

«Автоматизация и контроль процессов проектирования при помощи системы электронного документооборота Vitro-CAD»



ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ секция

1
место**Мария Каштелян**

РУП «Белэнергосетьпроект»

«Исследование феррорезонансных повышений напряжения в РУ 220–500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения»

**2**
место**Иван Дуль**

РУП «Белэнергосетьпроект»

«Исследование режимов коммутации скомпенсированной ВЛ 750 кВ Белорусская – Смоленская АЭС»

**3**
место**Сергей****Коленковский,
Екатерина Пархомчик**

РУП «Белнипиэнергопром»

«Применение пиково-резервных источников генерации электроэнергии с вводом Белорусской АЭС»

**3**
место**Юрий
Зеленко**

РУП «БЕЛТЭИ»

«Опыт проектирования и эксплуатации конденсационных утилизаторов в Белорусской энергосистеме»



секция АРХИТЕКТУРНО-СТРОИТЕЛЬНАЯ И ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА

1
место**Станислав Твердов**

РУП «Белэнергосетьпроект»

«Топографическая съемка как элемент геодезических изысканий»

**2**
место**Константин Давидович**

РУП «Белнипиэнергопром»

«Методы и особенности выполнения строительно-монтажных работ при разработке проекта организации строительства береговой насосной станции в г. Могилеве»

**3**
место**Игорь Ткачев**

РУП «Белэнергосетьпроект»

«Линейные инженерно-геодезические изыскания при проектировании ЛЭП»



ОБЗОР ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ШУМОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Возрастающая потребность в электроэнергии приводит к сооружению в непосредственной близости от жилых районов новых трансформаторных подстанций (ПС) и увеличению мощности и количества уже существующих. Источниками наибольшего шума являются силовые трансформаторы и воздушные выключатели высокого напряжения, установленные на открытых распределительных устройствах ПС. В статье рассматриваются некоторые технические решения, применяемые для снижения шумового воздействия высоковольтных ПС на прилегающую к ним территорию.

Источники шума и шумовые характеристики оборудования

Влияние подстанций (ПС) на окружающую среду может иметь электрический или неэлектрический характер. Электрическое влияние проявляется в виде:

- выноса электрического потенциала за границы ПС;
- электромагнитных полей, оказывающих влияние на физиологическое состояние биологических объектов, попадающих в зону их воздействия, а также на функционирование электронных приборов, выполненных на базе микропроцессорных интегральных схем [1].

Неэлектрическое влияние приводит к отчуждению территории, негативным изменениям ландшафта, загрязнению вод маслом, а также возникновению шума. Источниками шума на ПС являются прежде всего трансформаторы (постоянный шум) и воздушные выключатели (импульсный шум), а также воздушные компрессоры. Последние обычно монтируются в здании, и шум, являющийся следствием их работы, не обременителен для окружения, а акустические явления, связанные с электрическим разрядом, несущественны [2].

Шумовыми характеристиками оборудования, создающего постоянный шум, являются уровни звуковой мощности в октавных полосах частот со среднегеометрическими значениями 31,5–8000 Гц; создающего непостоянный шум – эквивалентный и максимальный уровни звуковой мощности [3].

Воздействие шума от воздушных выключателей носит кратковременный (длительностью до 1 с) импульсный ха-

рактер. Уровень шума на расстоянии около 4 м от воздушных выключателей составляет 105...135 дБА при выключении; при включении он оказывается на несколько децибел меньше [2].

Негативное влияние шума, возникающего при коммутациях воздушными выключателями, устраняется путем замены их на масляные или элегазовые, у которых шумовой порог значительно ниже, чем у воздушных. Применение таких выключателей позволяет исключить их из источников шумового воздействия на прилегающую территорию.

Трансформаторы являются источником постоянного шума не только механического, но и аэродинамического происхождения. Аэродинамический шум, производимый силовыми трансформаторами, создается дутьевыми устройствами системы охлаждения и в ряде случаев может быть более интенсивным, чем механический.

Механический шум в трансформаторах вызывается вибрацией пластин электротехнической стали сердечника трансформатора. Вибрация через масло и узлы сопротивления активной части передается на бак, а от него – в окружающую среду на низких частотах. При эксплуатации масляного бака трансформатора в течение нескольких лет механический шум может усиливаться за счет дополнительной вибрации, вызванной ослаблением его крепления.

Уровень шума зависит не столько от загрузки и номинального напряжения трансформатора, сколько от его номинальной мощности и размеров. Так, например, уровень шума, обусловленного



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



В.М. ШИКУТЬ,
заведующий сектором
охраны окружающей среды
строительного отдела



М.А. ДРАКО,
м.т.н., заведующий
лабораторией отдела учета
и качества электроэнергии

работой трансформатора мощностью 10 МВА, ориентировочно составляет 65...75 дБА, мощностью 400 МВА – 100...108 дБА. Шумовое воздействие вентиляторов, охлаждающих трансформаторы мощностью 10 МВА, оценивается в 75...90 дБА, охлаждающих трансформаторы мощностью 400 МВА – в 88...108 дБА [2].

Скорректированные уровни звуковой мощности (нормируемые величины шумовой характеристики) трансформатора в зависимости от типовой мощности, класса напряжения и вида системы охлаждения не должны превышать значений, указанных в [3].

Проектные решения по защите от структурного шума

Влияние шума на здоровье человека может быть различным: от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. При длительном воздействии шума у человека снижается острота зрения и слуха, концентрация внимания, повышается артериальное давление. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, привести к серьезному расстройству психики.

Согласно [4] для защиты от структурного шума, возникающего при работе закрытых ПС, помещений с нормируемыми уровнями шума при проектировании должны соблюдаться следующие условия:

- помещения встроенных ПС не должны примыкать к защищаемым от шума помещениям;
- встроенные ПС должны располагаться в подвалах или на первых этажах зданий;
- трансформаторы должны быть установлены на виброизоляторы.

Важным мероприятием по охране окружающей среды является снижение шума, генерируемого трансформаторами открытых распределительных устройств ПС, до приемлемого для населения уровня, что достигается установкой звукоизолирующих устройств в виде шумозащитных экранов (ШЗЭ).

Свойство ШЗЭ снижать шум основано на способности отражать и рассеивать падающие на них звуковые волны. Наибольший эффект от использования экранов достигается в области высоких частот, наименьший – в области низких [5].

ШЗЭ выполняются сплошными и помещаются между трансформатором и защищаемой зоной (например, жилым районом). В зависимости от требований экран может устанавливаться с одной, двух или трех сторон.

Опыт внедрения мероприятий по снижению шумового воздействия ПС

Вопросы внедрения мероприятий по снижению уровня шума рассмотрим на примере некоторых проектов, разработанных специалистами РУП «Белэнергосетьпроект» и прошедших Государственную экспертизу [6–8].

Для полного расчета санитарно-защитной зоны подстанции к анализу принимаются не менее 8 расчетных точек, располагаемых вокруг ПС на равном радиальном расстоянии (начиная с северного направления).

Так, ПС 110/10 кВ «Юго-Западная» находится на территории Московского района г. Минска в квартале жилой застройки улиц Есенина, Слободской и Космонавтов и является источником внутриквартального шума. Ближайшая многоэтажная

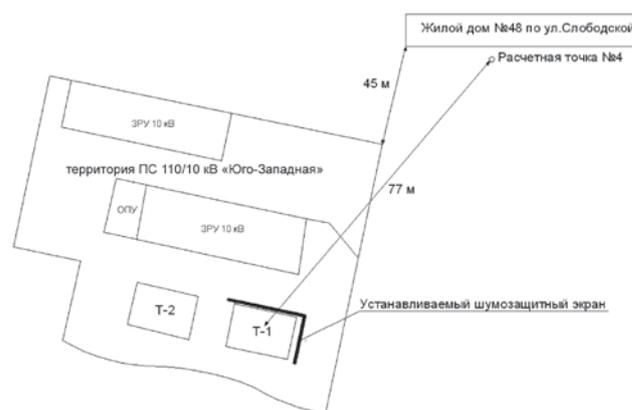


Рис. 1. Схема расположения ПС «Юго-Западная» по отношению к ближайшей жилой застройке

жилая застройка (жилой дом № 48 по улице Слободской) расположена в 45 м от ограждения ПС (рис. 1).

Согласно проектному заданию перед разработчиками стояла задача по увеличению номинальной мощности силовых трансформаторов с 25 до 40 МВА, что неизбежно привело бы к увеличению шумового воздействия на прилегающую к подстанции жилую застройку. Предварительно был произведен расчет уровня шума от двух силовых трансформаторов без учета и с учетом установки ШЗЭ (см. таблицу) [6].

Согласно выполненным расчетам, при установке на ПС двух силовых трансформаторов мощностью по 40 МВА, ожидаемый уровень шума в расчетной точке № 4 превысил бы допустимый для жилой застройки на частотах 63, 125, 250, 500, 1000 и 2000 Гц. Поэтому проектом реконструкции ПС «Юго-Западная» в качестве мероприятия по снижению уровня шума до допустимых пределов была предусмотрена установка ШЗЭ возле силового трансформатора в направлении жилой застройки (результаты расчета представлены в таблице). Экран конструктивно представляет собой Г-образную стену размером 15×6 м высотой 7,35 м, выполненную из железобетонной панели толщиной 120 мм, а также резонирующей кладки из кирпича керамического толщиной 380 мм. После установки ШЗЭ ожидаемый уровень шума на территории, прилегающей к ПС, не превысит допустимые нормы.

Подобным образом было обеспечено снижение шумового воздействия на жилую застройку двух силовых трансформаторов мощностью по 40 МВА каждый при разработке проекта реконструкции ПС «Барановичи-Южная» в г. Барановичи [7]. Для решения задачи был установлен П-образный шумозащитный экран размером 9×33×9 м высотой 7,35 м.

Необходимо отметить, что конструкция ШЗЭ, выполненного из железобетонных панелей и резонирующей кирпичной кладки, хотя и обладает хорошими звукопоглощающими свойствами, однако при эксплуатации ПС создает определенные неудобства для обслуживания оборудования, так как является капитальным неразборным строением. В таких случаях лучше применять экраны, выполняемые из быстромонтируемых конструкций (БМК). На период ремонтных работ такие ШЗЭ можно разбирать, а после их завершения – вновь монтировать силами обслуживающего персонала с минимальным применением строительной техники.

Так, при разработке проекта реконструкции ПС 110 кВ «Ивацевичи», где также было необходимо снизить уровень воздействия шума на жилую застройку до нормативных пока-

Таблица. Расчет уровня шума от открытой ПС в расчетной точке № 4 в проекте реконструкции ПС «Юго-Западная» в г. Минске без учета и с учетом установки ШЗЭ

Определяемые величины	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Уровни звукового давления трансформатора 40 МВА	107	101	94	90	88	79	70	61	60
Суммарный уровень шума от двух трансформаторов	110	104	97	93	91	82	73	64	63
Допустимый уровень звукового давления в период с 7 до 23 ч на площадках отдыха на территории жилых домов в каждой октавной частоте с поправкой «-5 дБ»	78	62	52	44	39	35	32	30	28
Требуемое снижение уровня звукового давления	32	42	45	49	52	47	41	34	35
Снижение шума за счет увеличения расстояния от источников шума до расчетной точки № 4 до 77 м	39,3	39,3	39,3	39,4	39,5	39,8	40,2	41,1	43
Уровень звукового давления в расчетной точке № 4	70,7	64,7	57,7	53,6	51,5	42,2	32,8	22,9	20
Превышение уровня шума в расчетной точке № 4	–	2,7	5,7	9,6	12,5	7,2	0,8	–	–
Уровень снижения звука шумозащитным экраном	10,5	13,2	16,1	19	22,1	25,1	28,1	31,1	34,1
Уровень звукового давления в расчетной точке № 4	60,2	51,5	41,6	34,6	29,4	17,1	4,7	–	–
Превышение уровня шума в расчетной точке № 4	–	–	–	–	–	–	–	–	–

зателей, возле силовых трансформаторов со стороны жилой застройки была предусмотрена установка ШЗЭ из облегченных БМК П-образной формы высотой 6 м и размерами 15х9 м [8]. Экран (рис. 2) состоит из стоек, устанавливаемых в сверленные котлованы с интервалом 3 м, шумозащитных ударопрочных звукопоглощающих непрозрачных панелей с наполнением из минеральной ваты Rockwool.

Применение таких ШЗЭ приводит к снижению уровня звука на 28 дБ [9].

При нахождении ПС в промышленных зонах и возле автодорог ШЗЭ также может выполнять функции физической преграды для защиты трансформаторов от распространения загрязняющих компонентов: вредных химических веществ, взвешенных частиц, тяжелых металлов.

Заключение

Традиционно для снижения шумового воздействия трансформаторов, установленных на открытых подстанциях, применяются шумозащитные экраны, выполненные из кирпича или железобетонных плит. Между тем опыт проектирования свидетельствует, что в перспективе для этих целей целесообразнее применять шумозащитные экраны, выполняемые из быстромонтируемых конструкций. Такие экраны имеют ряд эксплуатационных преимуществ, в частности, их конфигурацию можно быстро скорректировать при проектировании и монтаже в зависимости от направления, в котором требуется обеспечить снижение шума.



Рис. 2. Внешний вид участка экрана, используемого для снижения шумового воздействия ПС 110 кВ «Ивацевичи»

При проектировании ПС необходимо производить расчет уровня шума от силовых трансформаторов с применением специализированного программного обеспечения, что дает возможность рассчитать размеры санитарно-защитной зоны между ПС и жилой застройкой, а при невозможности соблюдения норм допустимого шума – разработать мероприятия по снижению шумового воздействия.

Считаем, что расчет уровня шума и разработка мероприятий по его снижению являются важными составляющими процесса проектирования силовых подстанций, расположенных в границах населенных пунктов.

Список литературы

1. Драко, М.А. Оценка уровня электромагнитных полей на подстанциях напряжением 35–750 кВ / М.А. Драко, А.М. Короткевич, О.А. Мойсеевко // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 4(52). – С. 22–24.
2. Жежеленко, И.В. Электромагнитная совместимость в электрических сетях: учеб. пособие / И.В. Жежеленко, М.А. Короткевич. – Минск: Выш. шк., 2012. – 197 с.
3. Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля: ГОСТ 12.2.024-87. – Введ. 01.01.1989. – Минск: Комитет по стандартизации, метрологии и сертификации при Совете Министров Республики Беларусь, 1992. – 16 с.
4. Защита от шума. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-2.04-154-2009. – Введ. 01.01.2010. – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2010.
5. Тупов, В.Б. Опыт снижения экраном уровня шума силовых трансформаторов / В.Б. Тупов, М.В. Беляков, Д.В. Чугунков // Электрические станции. – 2010. – № 10. – С. 38–40.
6. Проект № 8826/7-01-т2. «Реконструкция ПС 110/10 кВ «Юго-Западная» с заменой трансформатора и строительством второго ЗРУ-10 кВ». Расчет санитарно-защитной зоны подстанции ПС 110/10 кВ «Юго-Западная», РУП «Белэнергосетьпроект», 2009.
7. Проект № 4638/2-01-т3. «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Барановичи-Южная» в г. Барановичи». Расчет санитарно-защитной зоны подстанции ПС 110/35/10 кВ «Барановичи-Южная», РУП «Белэнергосетьпроект», 2010.
8. Проект № 7435/4-44-т6.1. «Реконструкция ПС-110/35/10 кВ «Ивацевичи» Брестской области». Охрана окружающей среды от шумового воздействия от силовых трансформаторов проектируемого объекта, РУП «Белэнергосетьпроект», 2014.
9. Альбом архитектурных решений. Шумозащитные экраны. ОАО «Завод акустических конструкций», Россия, Санкт-Петербург, 2014.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ АСКУЭ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Особенности проектирования АСКУЭ объектов электроэнергетики обусловлены наличием значительного числа нормативных документов, регламентирующих этот процесс, а также необходимостью разработки информационной части АСКУЭ, построения схемы измерительных цепей и формирования заданий на изготовление шкафов. В статье приводится краткое описание факторов, которые необходимо учитывать при проектировании АСКУЭ на подстанциях 35–750 кВ Белорусской энергосистемы.

Часть 1

К проектированию АСКУЭ подстанций (ПС) предъявляются особые требования. В частности, при разработке проекта системы автоматизации ПС необходимо учитывать и определять точность измерительного канала, предусматривать защиту от несанкционированного доступа, принимать во внимание электромагнитную обстановку на энергообъекте. Следует также иметь в виду, что проектирование АСКУЭ ПС регламентируется значительным количеством технических нормативных правовых актов (ТНПА), зачастую содержащих противоречивые указания [1–9]. Все это определило особенности проектирования АСКУЭ ПС.

В соответствии с требованиями [1–4] проекты АСКУЭ ПС должны охватывать указанные ниже решения:

в части измерений:

- определение необходимого числа точек учета и мест контроля параметров качества электроэнергии (ПКЭ);
- определение необходимого числа вторичных обмоток;
- расчеты трансформаторов и их вторичных обмоток для цепей учета и контроля ПКЭ;
- расчеты точности измерительного канала (ИК);

в части организации вторичных цепей и электропитания:

- защита измерительных цепей от несанкционированного доступа;
- организация измерительных цепей;
- резервирование цепей напряжения;
- резервирование счетчиков электроэнергии (СЭ);
- резервное питание оборудования АСКУЭ;

в информационной части:

- защита от несанкционированного доступа;
- защита от внешних воздействий;
- сегмент локальной вычислительной сети АСКУЭ;

задания на изготовление шкафов АСКУЭ:

- шкафы со средствами измерений;
- шкафы с телекоммуникационным оборудованием;
- определение границы балансового разграничения.

Реализация этих решений по каждому из приведенных пунктов также имеет свои особенности.

Решения в части измерений

При определении необходимого числа точек учета следует руководствоваться следующими требованиями:

- состав и места установки приборов расчетного и технического учета электроэнергии и мощности на энергообъектах должны обеспечивать получение полного баланса электроэнергии (ТКП 339-2011, п. 4.2.2.9);
- состав точек учета электроэнергии по ПС должен обеспечивать контроль баланса электроэнергии и мощности по объекту в целом, для РУ каждого номинального напряжения и, как правило, для каждой системы/секции шин в отдельности (СТП 33243.01.216-16, п. 18.1.3);
- баланс объекта по электроэнергии и (или) мощности должен определяться как суммы измеренной по внешним присоединениям объекта учета, поступившей на объект от иных объектов и от данной другим объектам электроэнергии



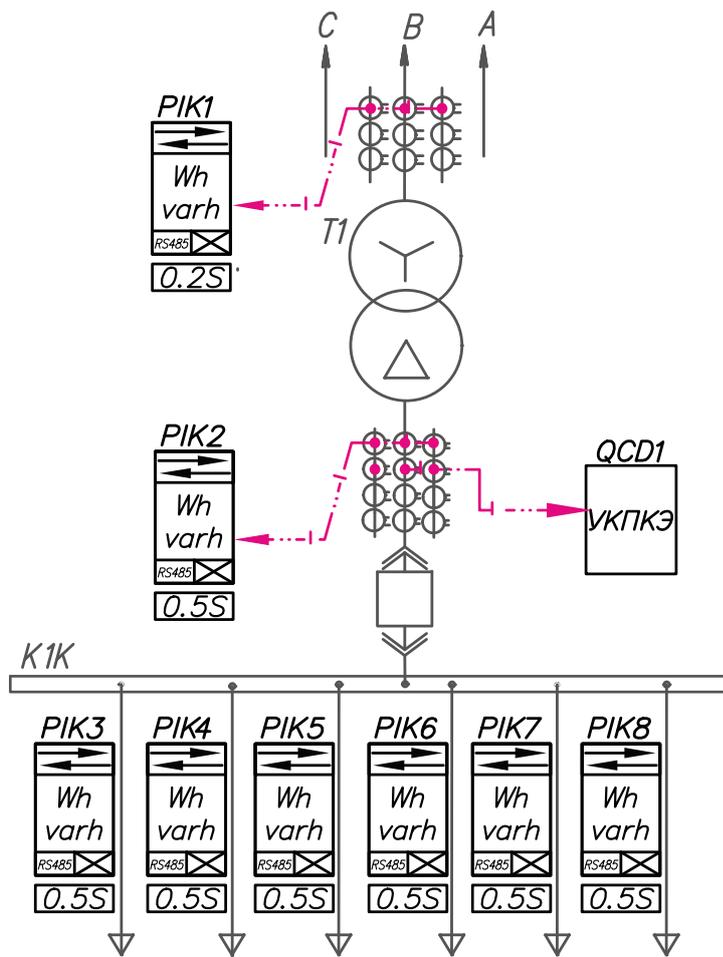
В.В. ГОРОВОЙ,
заместитель начальника
отдела учета и качества
электроэнергии –
заведующий группой АСКУЭ
РУП «Белэнергосетьпроект»

и (или) мощности на расчетный и (или) контрольный период времени, а также разность этих сумм (сальдо, небаланс) (СТБ 2096-2010, п. 3.3).

Состав точек учета не зависит от формы собственности и назначения учета (расчетный/контрольный). Таким образом, СЭ должны устанавливаться на все отходящие от ПС линии, вводы питания на секции от силовых трансформаторов, секционные и шиносоединительные выключатели и приемники электроэнергии собственных нужд ПС.

Вытекающая из этого особенность – обязательное наличие учета на стороне высокого напряжения силового трансформатора. Соответствующий СЭ (РІК1) указан на рисунке. Счетчик РІК2 при этом выполняет двойную роль: является проверочным для РІК1 и участвует в балансной группе по секции К1К.

Учитывая сказанное выше, для СЭ, устанавливаемых на высокой и низкой стороне силового трансформатора, рекомендуется выбирать одинаковый и максимально возможный класс точности, так же как и для трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН). Такое решение облегчает и повышает точность составления баланса мощности ПС.



Точки учета и контроля ПКЭ

В соответствии с п. 4.2.2.3 [5] точки учета собственных и хозяйственных нужд всех ПС являются точками расчетного (коммерческого) учета. Следовательно, должна существовать возможность опломбирования данных СЭ и их измерительных цепей, а классы точности СЭ и ТТ не должны быть хуже 0,5S.

Выбор пунктов контроля ПКЭ

Еще одной особенностью является установка СЭ на присоединениях секционного выключателя (СВ). В ремонтном/аварийном режиме присоединение СВ является, по сути, вводом в секцию и участвует в формировании ее баланса мощности. Соответственно, если ПС может долговременно работать с замкнутым СВ, учет на месте его присоединения необходим. Затраты при этом соответствуют стоимости СЭ и вторичной обмотки ТТ, то есть незначительны.

При определении мест контроля ПКЭ следует руководствоваться требованиями Правил электроснабжения [9], СТП 09110.35.126-09 [2] и СТП 33243.01.216-16 [3]:

- энергоснабжающая организация обязана обеспечивать подачу абоненту электрической энергии по качеству, соответствующему условиям договора электроснабжения, Правилам электроснабжения и иным актам. В случае заключения договора электроснабжения через транзитные электрические сети качество обеспечивается в том числе третьей стороной (Правила электроснабжения, п. 94);
- энергоснабжающая организация обязана поддерживать показатели качества электрической энергии, соответствующие требованиям технических нормативных правовых актов. Значения этих показателей, способы и условия их контроля определяются договором электроснабжения и техническими нормативными правовыми актами (Правила электроснабжения, п. 98);
- при снижении показателей качества электрической энергии время работы с пониженным качеством электрической энергии определяется по результатам измерений (Правила электроснабжения, п. 99);

- расчетный учет, а также контроль качества электрической энергии производится, как правило, в точке присоединения (Правила электроснабжения, п. 140);
- устройства контроля показателей качества электрической энергии (УКПКЭ) должны устанавливаться на каждую секцию шин объектов 110 кВ и выше (СТП 09110.35.126-09, п.8.16.4.1);
- пункты непрерывного контроля ПКЭ следует организовывать:
 - на шинах, к которым присоединены межгосударственные, межсистемные ЛЭП, и(или) связывающих с другими субъектами;
 - на шинах, если подключенные к ним понижающие трансформаторы находятся на балансе другого субъекта (СТП 33243.01.216-16, п. 18.5.2).

Из указанного выше следует:

- установка УКПКЭ на шинах 6/10 кВ необходима, так как шины являются точками общего подключения;
- токовые входы УКПКЭ целесообразно подключать к линейным присоединениям, где наиболее вероятны искажения, или к вводным (в секцию) присоединениям (см. рисунок) при отсутствии достоверных сведений о потребителях с искажающими электроприемниками;
- установка УКПКЭ на шинах 110 кВ, как этого требует [1], целесообразна в ограниченном количестве случаев.

При выборе пунктов установки УКПКЭ следует принимать во внимание их относительно высокую стоимость. Соответственно, вместо установки на проблемные присоединения индивидуальных устройств контроля экономически более целесообразно выполнять мониторинг таких присоединений с помощью одного (или нескольких) переносных УКПКЭ при условии наличия постоянного устройства контроля на соответствующей секции.

Подключение токовых входов УКПКЭ к вводу в секцию (см. рисунок) обеспечивает локализацию источника искажений, которым является энергоснабжающая организация или абонент.

Поскольку отпуск электроэнергии несоответствующего качества может привести к жалобам и судебным искам, целесообразно выбирать стационарные и переносные УКПКЭ класса «А» [11], а в части измерения гармоник – класса «1» [12]. Характеристики данных приборов и генерируемые ими отчеты предоставляют исчерпывающую информацию для разбирательств.

Выбор вторичных обмоток в ТТ, как правило, не вызывает затруднений – необходимо выделять отдельную обмотку для учета. Токовые входы УПКЭ, как показано на рисунке, подключаются к обмотке для измерений (совместно с измерительными приборами).

Несколько сложнее ситуация с обмотками ТН. Согласно п. 11.2.11 [3] на стороне 110 кВ и выше требуется отдельная обмотка для учета и контроля ПКЭ. В то же время Энергосбыт может потребовать отдельную обмотку для расчетного учета. Соответственно, возможность такой ситуации необходимо учитывать при выборе числа и параметров вторичных обмоток.

На низкой стороне силового трансформатора рекомендуется выделить отдельную обмотку ТН для целей учета и контроля ПКЭ.

Кроме того, следует учитывать требования п. 18.3.3 [3] о разделении цепей напряжения и, соответственно, защитных автоматов для учета и контроля ПКЭ, при этом необходимо выбирать автомат для учета с возможностью опломбирования.

Обобщая сказанное выше в части ТН, можно рекомендовать выделять отдельную обмотку для целей учета и контроля ПКЭ в ТН всех уровней номинального напряжения. Несмотря на то что такое решение увеличивает стоимость ТН, оно обеспечивает удобство эксплуатации и за счет избыточ-

Таблица. Перечень основных требований ТНПА в части расчетов, которые необходимо учитывать при проектировании АСКУЭ

ТНПА	Содержание требования
ТКП 339-2011	При максимальной нагрузке присоединения вторичный ток (I ₂) должен составлять не менее 40 %, а при минимальной – не менее 5 % от номинального тока СЭ (I _{ном СЭ})
ГОСТ 7746-2001	ТТ находится в классе точности в случае, если номинальная вторичная нагрузка (S _{2НОМ}) находится в диапазоне: $0,25 \cdot S_{2НОМ} \leq S_{2НОМ} \leq 1,0 \cdot S_{2НОМ}$
ГОСТ 1983-2001	ТН находится в классе точности в случае, если мощность вторичной нагрузки (S _{2НОМ}) находится в диапазоне: $0,25 \cdot S_{2НОМ} \leq S_{2НОМ} \leq 1,0 \cdot S_{2НОМ}$
ТКП 339-2011	Потери напряжения в цепи ТН – СЭ для расчетного (коммерческого) учета не должны превышать 0,2 % номинального вторичного напряжения ТН, для контрольного (технического) учета – 0,25 %
ТКП 355-2011	Должны быть выполнены расчеты суммарной погрешности ИК

ности количества обмоток – дополнительную устойчивость системы.

Обеспечение точности измерений

При разработке проектов реконструкции АСКУЭ достаточно часто приходится знакомиться с проектами автоматизированных систем сторонних организаций. Опыт показал, что в подавляющем большинстве случаев сторонние организации не приводили результатов расчетов, предписанных ТНПА.

Обязывающие нормы ТНПА в части расчетов сведены в нижеследующей таблице.

Поскольку АСКУЭ является измерительной системой, определение точности измерений является важнейшей

задачей. Учитывая, что результаты превращаются в финансовые потоки (или потери), задачи точности и достоверности являются ключевыми.

Наибольший вклад в обеспечение точности учета вносит соблюдение требования 1 (см. таблицу). По сути, требуется обеспечить максимальное соответствие номинального тока ТТ и реального тока присоединения. С учетом срока службы ТТ (не менее 25–30 лет) эта задача трудновыполнима. Тем не менее диапазон значений токов в присоединениях, при которых можно обеспечить требуемую точность учета, можно расширить за счет применения ТТ с возможностью переключения по вторичной стороне (с отпайкой). Отпайка позволяет в 2 и более раза увеличить ди-



апазон первичных токов присоединения без потери точности. Стоимость такого ТТ или не увеличивается, или увеличивается на единицы процентов.

В проектах АСКУЭ, выполненных РУП «Белэнергосетьпроект», в обязательном порядке приводятся диапазоны токов, для которых соблюдается требование 1. Имея результаты замеров токов для присоединений и проектные расчеты, обслуживающий персонал может легко контролировать соблюдение данного требования.

При соблюдении требований 2 и 3 (см. таблицу) обеспечивается работа ТТ и ТН в соответствующем классе точности. Важно понимать, что если мы установим ТТ, скажем, со вторичной обмоткой для целей учета класса точности 0,2S, а вторичная нагрузка обмотки будет меньше требуемой, то работа в классе не гарантируется. Соответственно, на этапе проектирования важно путем расчетов доказать, что работа ТТ и ТН в требуемом классе точности обеспечена.

Инструментами решения этой задачи являются подбор мощности обмотки, нагрузки и сечения измерительных цепей. Если добиться соответствия требованиям не удалось, может возникнуть необходимость в установке во вторичных цепях догрузочных (или балластных) резисторов.

Следует упомянуть, что подобные требования применимы к вторичным обмоткам для целей РЗА и измерений. Требования по диапазону вторичной нагрузки для РЗА существенно отличаются от приведенных в таблице, а для измерений – практически соответствуют им.

Необходимость расчета потерь напряжения в цепи ТН – СЭ (требование 4), особенно для присоединений с высокими номинальными напряжениями и для присоединений расчетного учета, очевидна. Но его выполнение вручную практически невозможно. В данном случае, как и во многих других, «нисходящий» расчет не будет соответствовать «восходящему», поэтому необходимо применение рекурсивных методов. Соответствующее программное обеспечение разработано силами сотрудников РУП «Белэнергосетьпроект».

Расчет суммарной погрешности ИК (требование 5) является кульминацией всех предыдущих. Он позволяет определить максимальную погрешность измерительного канала (ИК) в целом. Этот показатель позволяет судить о соответ-



ствию или несоответствию небаланса допустимому пределу.

Корректность расчета погрешности ИК зависит от принятых проектировщиками составляющих и от того, какое влияние они оказывают на измерительные средства. Правильность определения указанных составляющих является ключевым моментом расчета, при этом важно использовать составляющие, которые имеются на энергообъектах.

Список литературы

1. Типовые требования к проектам региональных АСКУЭ и АСКУЭ потребителей: СТП 09110.35.122-08. – Введ. 01.01.2009. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «БЕЛТЭИ», 2009. – 34 с.
2. Технические требования к проектированию региональных АСКУЭ: СТП 09110.35.126-09. – Введ. 01.11.2009. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «НИИ средств автоматизации», 2009. – 64 с.
3. Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования: СТП 33243.01.216-16. – Введ. 15.09.2016. – Минск: ГПО «Белэнерго»: РУП «Белэнергосетьпроект», 2016.
4. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования: СТБ 2096-2010. – Введ. 01.01.2011. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь: РУП «НИИ средств автоматизации», 2010.
5. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электро-

- энергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний: ТКП 339-2011. – Введ. 01.12.2011. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь: РУП «БЕЛТЭИ», 2011. – 601 с.
6. Система обеспечения единства измерений Республики Беларусь. Порядок метрологического обеспечения автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии: ТКП 355-2011. – Введ. 01.04.2012. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь: РУП «БЕЛТЭИ», 2011. – 15 с.
7. Трансформаторы тока. Общие технические условия: ГОСТ 7746-2001. – Введ. 01.03.2003. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь. – 32 с.
8. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия: ГОСТ 1983-2001. – Введ. 01.03.2003. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь. – 48 с.
9. Правила электроснабжения. Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь от 23.10.2015 № 895).
10. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий: СТП 09110.47.104-08. – Введ. 17.09.2010. – Минск: ГПО «Белэнерго»: БелЭСП, 2010. – 64 с.
11. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Методы измерений показателей качества электрической энергии: ГОСТ 30804.4.30-2013. – Введ. 01.02.2016. – Госстандарт Республики Беларусь, 2015.
12. Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств: ГОСТ 30804.4.7-2013. – Введ. 01.02.2016. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь.

ОЦЕНКА ЭЛЕКТРОСТАТИЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Безаварийная работа современного оборудования электрических станций и подстанций неразрывно связана с решением проблем электромагнитной совместимости технических средств и превентивными мерами по выявлению и устранению воздействий, ухудшающих их работу. Несмотря на все преимущества применяемых сегодня в электроэнергетике микропроцессорных АСУ ТП, их эксплуатационные показатели имеют высокую степень зависимости от различных неблагоприятных факторов окружающей электромагнитной обстановки. Одним из таких факторов является разряд статического электричества.

Механизм электризации

Электростатические заряды образуются на поверхности разнородных трущихся между собой синтетических материалов, полупроводников, незаземленных металлических узлов. Возможно возникновение таких зарядов и на соприкасающихся одинаковых диэлектрических материалах за счет разности их температур, а также при наличии загрязнений и влаги на их поверхности.

Электризация во многом зависит от природы носителей заряда. Исходя из химических и физических свойств материалов выделяют проводимость электронную (характерна для металлов), ионную (для стекла, жидкостей, смол, кристаллических веществ) и молионную (для эмульсий и суспензий). В реальных условиях под влиянием таких факторов, как загрязнение и влага, в процессе электризации могут присутствовать все три вида проводимости. Возникновению электростатических зарядов в наибольшей степени способствуют использование синтетических покрытий и низкая относительная влажность воздуха в помещении.

Упрощенно механизм электризации материалов можно описать следующим образом. Контакт двух твердых тел сопровождается возникновением на границе их соприкосновения двойного электрического слоя [1], при этом сами тела остаются электрически нейтральными. В процессе трения происходит их нагрев, изменяющий энергетическое состояние соприкасающихся поверхностей. После

механического разделения каждое тело приобретает равные по величине электрические заряды противоположного знака. В результате выравнивания заряда между этими телами возникает электростатический разряд. При этом на рецептор электростатического разряда вначале воздействует электрическое поле, создаваемое приближающимся зарядом, и затем, после пробоя воздушного промежутка, возникает переходной ток.

Актуальность оценки электростатического потенциала

Напряженность электрического поля в каждой точке пространства имеет определенное значение, которое зависит от характера распределения заряда по поверхности или от объема тела, его электропроводности и формы. Для оценки наэлектризованности вещества пользуются такими показателями, как удельная поверхностная (для твердых диэлектриков) или объемная (для сыпучих и жидких) плотность заряда.

Опасность электростатических разрядов в конкретной обстановке связана в значительной степени с характеристиками применяемых изолирующих материалов. Обычно электромагнитное воздействие обусловлено весьма высокой скоростью нарастания тока разряда или поля [2]. Типичная крутизна фронта тока составляет несколько десятков ампер в наносекунду, а типичные максимальные амплитудные значения тока – от 2 до 50 А [3].



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



О.А. МОЙСЕНКО,
ведущий инженер
электротехнической
лаборатории отдела учета
и качества электроэнергии



А.Ю. ОХРЕМЕНКО,
м.т.н., заместитель главного
инженера РУП «Брестэнерго»

Таблица 1. Требования к измеряемой величине

Наименование измеряемого параметра	Наибольшее допустимое значение параметра	Расширенная неопределенность измерения U
Значение электростатического потенциала тела человека в помещении АСУ	Максимальное значение испытательного напряжения при испытаниях на помехоустойчивость к разрядам статического электричества: испытательный уровень – контактный разряд: I – 2000 В; II – 4000 В; III – 6000 В; IV – 8000 В	$\pm 0,15 \cdot A_{эп}$

В условиях эксплуатации подстанций (ПС) разряд статического электричества чаще всего возникает в результате электризации трением при контакте обслуживающего персонала ПС с одеждой, мебелью, полом, рабочим инструментом, а также при соприкосновении деталей, панелей, приборов. Даже тогда, когда заряд несет низкую энергию и может разрядиться на корпус оборудования, быстрый импульс тока с высокой вероятностью проникнет во внутреннюю электрическую схему прибора и может вывести его из строя. Кроме того, электростатические поля, создаваемые при электризации материалов, оказывают вредное воздействие на здоровье персонала. Допустимые уровни напряженности этих полей, в зависимости от времени пребывания на рабочих местах, регламентированы [5]. Так, предельно допустимый уровень напряженности поля $E_{пред}$ при нахождении персонала в зоне электростатического поля в течение 1 часа равен 60 кВ/м, при напряженности менее 20 кВ/м – время пребывания работника под воздействием электромагнитного излучения не ограничивается.

Проведение мероприятий по предотвращению накопления электростатических зарядов имеет первостепенное значение при работе обслуживающего персонала с оборудованием релейной защиты и автоматики, выполненным на микропроцессорной базе. Качественная оценка величины электростатического потенциала тела человека в помещениях автоматизированной системы управления объектов энергетики, позволяет судить о необходимости снижения значений электростатических разрядов до уровня, нормируемого [4]. Для расчетов электростатического потенциала, создаваемого телом человека, необходимо иметь характеристики напольного покрытия и возможный диапазон изменения влажности и температуры воздуха в помещении, где установлено оборудование.

При проведении испытаний должно быть определено соответствие изме-

ренных значений электростатического потенциала тела человека максимальным значениям испытательного напряжения.

Расширенная неопределенность измерения для уровня доверия 95 % составляет значение, указанное в таблице 1, где $A_{эп}$ – измеренное значение электростатического потенциала тела человека в помещении АСУ, В.

Методика измерения

Для измерения значений электростатического потенциала тела человека в помещении АСУ специалистами РУП «Белэнергосетьпроект» разработана методика [6], соответствующая требованиям [7].

Согласно [6] применяются следующие средства измерений (СИ):

- 1) основное – измеритель параметров электростатического поля ИПЭП-1 (измеряемая величина – электростатический потенциал тела человека в помещении АСУ);
- 2) дополнительные – прибор комбинированный ТКА-ПКМ (измеряемые величины – относительная влажность и тем-

пература воздуха) и барометр-анероид БАММ-1 (измеряемая величина – атмосферное давление).

Определение значения электростатического потенциала тела человека $A_{эп}$ в помещении АСУ выполняются методом прямого измерения по показаниям измерителя параметров электростатического поля. Число результатов наблюдений составляет $n_1 = 5$. Подготовка к выполнению измерений осуществляется в следующей последовательности [6]:

- 1) проверяется срок действия свидетельств о государственной поверке (калибровке) СИ;
 - 2) определяются и регистрируются в рабочих тетрадях значения влияющих величин;
 - 3) при работе измеритель рекомендуется заземлять с помощью шнура, имеющегося в комплекте, либо оператор свободной рукой должен касаться заземленной поверхности для снятия заряда;
 - 4) СИ включаются, затем проводятся операции по подготовке к использованию, в соответствии с их технической документацией (руководство по эксплуатации, паспорт, инструкция и др.);
 - 5) проводятся непосредственно измерения;
 - 6) в соответствии с [8] выполняется обработка результатов измерений.
- Модель измерения $A_{эп}$ формируется следующим образом:

$$A_{эп} = A_{эпи} \cdot (1 + \delta A_{эп}), \tag{1}$$

Таблица 2. Анализ входных величин

Входная величина	Свойства и характеристики входной величины
$A_{эпи}$, В	Тип неопределенности: А. Вид распределения: нормальное. Значение оценки: $\bar{A}_{эпи}$. Интервал, в котором находится значение влияющей величины: не определен. Стандартная неопределенность: $u(\bar{A}_{эпи})$. <i>Примечание. Значения $\bar{A}_{эпи}$ и $u(\bar{A}_{эпи})$ рассчитываются на основе результатов наблюдений.</i>
$\delta A_{эп}$, отн. ед.	Тип неопределенности: В. Вид распределения: равномерное. Значение оценки: $\delta \bar{A}_{эп} = 0$. Интервал, в котором находится значение входной величины ($\pm g$): $\pm \left[0,05 + 0,002 \left(\frac{U_n}{A_{эпи}} - 1 \right) \right]$ – при расстоянии до объекта 2 см, или $\pm \left[0,10 + 0,005 \left(\frac{U_n}{A_{эпи}} - 1 \right) \right]$ – при расстоянии до объекта 10 см, при этом диапазоны измерения U_n – 2000; 10 000 В или U_n – 2000; 20 000; 50 000 В соответственно. Стандартная неопределенность: $u(\delta A_{эп}) = \frac{g}{\sqrt{3}}$. <i>Примечание. Значение $\pm g$, находится исходя из пределов допускаемой относительной погрешности измерения потенциала заряженного объекта с помощью измерителя параметров электростатического поля ИПЭП-1.</i>

где $A_{эпи}$ – измеренное значение электростатического потенциала тела человека в помещении АСУ, В; $\delta A_{эп}$ – влияющая величина, обусловленная погрешностью измерителя параметров электростатического поля ИПЭП-1 при измерении электростатического потенциала, отн. ед. [9]. Результаты анализа входных величин приведены в таблице 2 [6].

Обработка результатов измерений

Средние арифметические значения и стандартные неопределенности результатов измерений находятся из выражений:

$$\bar{A}_{эпи} = \frac{1}{n_1} \sum_{i=1}^{n_1} A_{эпи i}; \quad i = 1, \dots, n_1; \quad (2)$$

$$u(\bar{A}_{эпи}) = \sqrt{\frac{1}{n_1(n_1-1)} \sum_{i=1}^{n_1} (A_{эпи i} - \bar{A}_{эпи})^2}. \quad (3)$$

Величины рассматриваются как некоррелированные. За оценку измеряемой величины берется среднее арифметическое значение $\bar{A}_{эпи}$:

$$\bar{A}_{эп} = \bar{A}_{эпи}. \quad (4)$$

Коэффициенты чувствительности рассчитываются путем вычисления значений частных производных по выражению:

$$c_1 = \frac{\partial A_{эп}}{\partial A_{эпи}} = 1; \quad c_2 = \frac{\partial A_{эп}}{\partial (\delta A_{эп})} = \bar{A}_{эпи}. \quad (5)$$

Вклады в неопределенность:

$$u_1(A_{эп}) = c_1 \cdot u(\bar{A}_{эпи}); \quad u_2(A_{эп}) = c_2 \cdot u(\delta A_{эп}). \quad (6)$$

Суммарная стандартная неопределенность при измерении $A_{эп}$ составляет:

$$u_c(A_{эп}) = \sqrt{u_1^2(A_{эп}) + u_2^2(A_{эп})}. \quad (7)$$

Значение электростатического потенциала тела человека в помещении АСУ можно выразить как:

$$A_{эп} = \bar{A}_{эп} \pm U_{A_{эп}}, \quad (k = 2, 0; \quad p = 95 \%), \quad (8)$$

где $U_{A_{эп}}$ – это численное значение расширенной неопределенности для коэффициента охвата $k = 2, 0$, соответствующего уровню доверия приблизительно 95 %, и определяется:

$$U_{A_{эп}} = k \cdot u_c(A_{эп}). \quad (9)$$

Стандартная неопределенность определяется в соответствии с требованиями [8].

Результат измерения $A_{эп}$ считается удовлетворительным, если его значение с учетом неопределенности, а именно значение $\bar{A}_{эп} \pm U_{A_{эп}}$, не превышает максимального значения испытательного напряжения при проверке микропроцессорных устройств на помехоустойчивость к разрядам статического электричества $A_{эп \max}$ при заданном испытательном уровне [4].

Меры по снижению электростатического потенциала

В соответствии с методикой [6] на одной из ПС 220 кВ, входящей на баланс Брестского высоковольтного РЭС, методом прямого измерения проведено исследование влияний разрядов статического электричества.

Измерения проводились для каждого помещения, где возможна установка микропроцессорных устройств. По результатам исследований установлено:

1) в помещении с электронными техническими средствами (ЭТС), например общеподстанционном пункте управления

(ОПУ), максимально измеренная величина потенциала разряда статического электричества составляет 28 В. В связи с этим ЭТС, устанавливаемые в ОПУ, должны быть испытаны не менее чем по I испытательному уровню [4];

2) при особо неблагоприятных условиях (низкая влажность, синтетическая одежда и обувь на персонале) возможно возникновение электростатических разрядов величиной до 15 кВ. Поэтому необходимо либо устанавливать ЭТС, испытанные по III–IV испытательным уровням в соответствии с [4], либо принять меры, исключающие возникновение негативных воздействий на работу оборудования (применение средств регулирования влажности, несинтетической одежды и обуви для персонала, напольных покрытий с большей проводимостью и др.).

Согласно [10] для снижения электростатического потенциала тела человека в ОПУ ПС 220 кВ были рекомендованы следующие мероприятия:

- применение специальных антистатических напольных покрытий;
- обеспечения контроля влажности в помещении.

Заключение

Качественное функционирование средств релейной защиты и автоматики, установленных в помещениях автоматизированной системы управления на электрических станциях и подстанциях высокого напряжения, зависит от большого количества воздействующих факторов. Однако некоторого снижения числа сбоев в работе этих средств можно добиться, проведя корректную оценку значений электростатического потенциала, создаваемого телом человека, и внедрением, при необходимости, корректирующих мероприятий.

Список литературы

1. Максимов, Б.К. Статическое электричество в промышленности и защита от него / Б.К. Максимов, А.А. Обух. – М.: Энергия, 1978. – 80 с.
2. Уильямс, Т. ЭМС для систем и установок / Т. Уильямс, К. Армстронг. – М.: Издательский Дом «Технологии», 2004. – 508 с.
3. Вагин, Г.Я. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике: учебник для студ. высш. учеб. заведений / Г.Я. Вагин, А.Б. Лоскутов, А.А. Севастьянов. – М.: Издательский центр «Академия», 2010. – 224 с.
4. Электромагнитная совместимость. Часть 4-2. Методы испытаний и измерений. Испытания на устойчивость к электростатическим разрядам: СТБ ИЕС 61000-4-2-2011. – Введ. 25.11.11. – Минск: Госстандарт, 2011.
5. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля: ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. – Введ. 01.07.85. – Москва: Государственный комитет СССР по стандартам, 1984.
6. Методика выполнения измерений электростатического потенциала тела человека: МВИ.МН 4735-2013. – Введ. 01.10.13. – Минск: РУП «Белэнергопроект», 2013.
7. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений. Основные положения: ГОСТ 8.010-99. – Введ. 01.06.01. – Минск: Госстандарт: Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь, 2000. – 24 с.
8. Руководство по выражению неопределенности измерения: пер. с англ. / под науч. ред. проф. В.А. Слава. – Санкт-Петербург: ГП ВНИИМ им. Д.И. Менделеева, 1999.
9. Измеритель параметров электростатического поля ИПЭП-1. Руководство по эксплуатации УШЯИ.411131.002 РЭ.
10. Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35–750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий: СТП 09110.47.104-08. – Введ. 17.09.10. – Минск: ГПО «Белэнерго»: БелЭСП, 2010. – 64 с.

ИЗНОС ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МОЖНО ПРЕДОТВРАТИТЬ

Сильный износ систем теплоснабжения способен привести не только к нарушению поставок тепловой энергии потребителям, но и к крушению самой системы. Предотвратить подобные ситуации, а также вывести систему теплоснабжения из зоны риска на новый технологический уровень с опережающим износ обновлением трубопроводов, восстановлением и сохранением расчетных функций поможет использование технологии водоподготовки с синергетическими ингибиторами.



С.Н. СЕНАТОВ,
инженер ТОО «АКВАС»,
Алматы

Износ систем теплоснабжения, включая оборудование для генерации и транспортировки тепловой энергии, на многих объектах стран СНГ достиг 60–80 %. При этом 19 % теплосетей в Российской Федерации и 40 % в Республике Казахстан изношены полностью. Согласно методическим рекомендациями техническое состояние систем теплоснабжения [1] оценивается следующим образом:

- износ 61–80 % – оборудование в работе, но по выявленным показателям находится в предаварийном или аварийном состоянии, эксплуатация оборудования нежелательна или опасна;
- износ 81–100 % – оборудование невозможно эксплуатировать вследствие явных нарушений конструкций или элементов.

С технологической точки зрения критический износ трубопроводов и оборудования систем теплоснабжения происходит из-за наружной и внутренней коррозии. Известно [2], что коррозионные повреждения трубопроводов с наружной и внутренней стороны (с нарушением или без нарушения герметичности) распределяются примерно поровну и обусловлены в основном язвенной коррозией.

Существующий уровень износа теплового оборудования свидетельствует о том, что применяемая в системах теплоснабжения защита от коррозии недостаточна. Между тем сегодня существует возможность исключить или минимизировать один из двух компонентов, влияющих на разрушение металла, – вну-

треннюю коррозию. В краткосрочной перспективе это даст снижение уровня износа в два раза.

До сих пор в странах СНГ не существовало инженерного технического решения, которое могло бы устранить эту проблему для новых и старых объектов теплоснабжения и при этом соответствовало бы санитарным нормам. Это в некоторой степени объясняет слишком высокую степень износа систем теплоснабжения, хотя надо констатировать, что особенного интереса к поиску новых решений по предотвращению коррозии в отрасли не проявлялось, особенно после 1990 года.

Следует отметить, что одной из основных причин высокого износа теплового оборудования является дисбаланс соответствия функций водоподготовки (защита от отложений и коррозии) и систем теплоснабжения. Применяемая защита явно недостаточна и ограничивает возможности этих систем.

На большинстве объектов, как новых, так и имеющих многолетнюю историю, используются устаревшие технологии водоподготовки, которые приводят не только к критическому износу трубопроводов, но и к снижению способности объекта систем теплоснабжения сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров: мощности, давления, температуры, гидравлического сопротивления, безотказности, долговечности, ремонтнопригодности, сохраняемости. То есть эти решения прямым образом в prolongation всего периода эксплуатации

объектов способствуют существенному снижению их мощности, надежности и экономичности.

Между тем существует техническое решение по водоподготовке с использованием синергетических ингибиторов [2, 3], способное снизить износ трубопроводов систем теплоснабжения в странах СНГ. Однако пока оно остается невостребованным проектными и эксплуатационными организациями и воспринимается региональными и отраслевыми органами управления как одно из многочисленных коммерческих предложений.

Возможно, невостребованность синергетических ингибиторов объясняется желанием специалистов получить от систем теплоснабжения все, что можно, без дополнительных усилий. Но профессионалы должны понимать, что использование инновационных подходов позволяет системам теплоснабжения технологически развиваться, обеспечивает восстановление функциональности систем теплоснабжения, повышает их надежность и безопасность. Повышение технологического уровня теплоснабжения особенно важно, поскольку касается такой ключевой проблемы отрасли, как критический износ оборудования.

До сих пор главным приоритетом при выборе технологии водоподготовки служит ее стоимость, причем этот выбор чаще всего делается в пользу более дешевого варианта, несмотря на его неспособность обеспечить расчетные параметры, надежность и безопасность системы теплоснабжения. Еще одним приоритетом специалисты по водоподготовке считают защиту от накипеобразования, не предъявляя при этом требования к защите от коррозии (помимо выполнения норм по кислороду, углекислоте и величине pH).

В развитых странах проблему износа в системах теплоснабжения удалось решить за счет применения эффективных ингибиторов коррозии и соответствующих условий (конструкция теплосетей и др.) [2]. При этом стоимость водоподготовки возросла, но уровень жизнеспособности таких систем теплоснабжения подтвердил правильность инженерного решения.

водоподготовки, обеспечивающего необходимый уровень защиты металла трубопроводов от внутренней коррозии. В частности, в Государственной программе инфраструктурного развития «Нұрлы жол» на 2015–2019 годы, реализуемой в Республике Казахстан, предусмотрены инвестиции только для замены изношенных трубопроводов и строительства новых объектов [3]. АО «Казахстанский центр модернизации и развития ЖКХ» готов рассматривать на уровне проекта и включать в указанную программу мероприятия по защите систем теплоснабжения от коррозии, однако на практике от организаций, эксплуатирующих системы теплоснабжения, не поступило ни одного технического решения в этой области.

Особо следует отметить, что в Республике Казахстан доля источников теплоснабжения мощностью менее 100 Гкал/ч в общей генерации теплоты составляет 40 %, то есть почти половину.

хода может служить успешный перевод на водоподготовку с использованием данного ингибитора больших и малых котельных ГКП «Талдыкоргантеплосервис» в городе Талдыкорган в 2011–2014 годах, где деаэрация в принципе отсутствует [4].

Успешно применены синергетические ингибиторы также в системах теплоснабжения г. Омска – на ТЭЦ-2, 3, 5 и в Кировской районной котельной АО «Омск РТС». По данным последней, при рабочих концентрациях, рассчитанных на предупреждение накипеобразования, коррозия сетевых трубопроводов уменьшилась на 30–50 %. Синергетические ингибиторы успешно применяются и на других объектах Российской Федерации [4]. Причем до сих пор ни один из энергообъектов не отказался от их использования, несмотря на увеличение стоимости водоподготовки, что свидетельствует об эффективности этого метода.

Следует констатировать, что почти все существующие технологии водоподготовки для систем теплоснабжения в разной степени контрпродуктивны, так как ограничивают защиту от накипеобразования и коррозии, параметры работы системы теплоснабжения, ее надежность, безопасность, экономичность и другие функции. Это во многом обусловлено противоречием, допущенным в правилах технической эксплуатации. С одной стороны, определено, что водоподготовка должна обеспечивать надежность и экономичность работы си-



В большинстве стран СНГ приняты законы о теплоснабжении. Но пока они не способствуют улучшению состояния теплового оборудования и снижению его износа. Следует констатировать, что в отчетах ответственных организаций всех уровней о состоянии систем теплоснабжения даже не упоминается об одной из главных причин износа и ничего не говорится об острой необходимости разработки и воплощения инженерного решения в области

Между тем этот сектор тепловых сетей, в отличие от крупных объектов, вообще не защищен от внутренней коррозии. Это обусловлено трудностью обеспечения деаэрации и отсутствием других эффективных технологий водоподготовки с защитой металла от накипеобразования и коррозии. Именно здесь в первую очередь необходимо применять синергетические ингибиторы на основе фосфоновобутантрикарбоновой кислоты. Примером эффективности такого под-

стем теплоснабжения, с другой – выполнение указанных в правилах норм по содержанию кислорода, углекислоты и величины pH в подпиточной и сетевой воде приводит к преждевременному износу систем теплоснабжения за счет внутренней язвенной коррозии.

Синергетические же ингибиторы обладают в достаточной степени универсальностью, чтобы в полной мере соответствовать существующему оборудованию и расчетным технологическим режимам

систем теплоснабжения, обеспечивать защиту (основную или дополнительную) от накипеобразования и коррозии, полностью устранять язвенную коррозию и присутствие разного рода отложений, шлама в системах теплоснабжения и запаха в горячей воде. Их применение в системах теплоснабжения обеспечивает режим защиты от накипеобразования и коррозии при скорости коррозии на уровне 0,085 мм/год и рабочей концентрации в сетевой воде 2–10 мг/л.

Для снижения скорости коррозии до 0,03–0,04 мм/год необходимо поднять рабочую концентрацию синергетических ингибиторов до 15–20 мг/л.

требуется 5–10 лет. Для новых систем теплоснабжения использование водоподготовки с синергетическими ингибиторами станет гарантией предупреждения критического износа, надежной и экономичной работы при расчетных параметрах.

Выводы

1. Теплоснабжение – это одна из отраслей жизнеобеспечения населения. Учитывая высокий износ систем теплоснабжения, очень важно выйти на режим существенного – на 3–4 % в год – уменьшения износа оборудования и трубопроводов за счет актив-

как не обеспечивают необходимую защиту от коррозии и накипеобразования и нуждаются в замене или усилении синергетическими ингибиторами. Применение ограничивающих возможности систем теплоснабжения методов водоподготовки на самом деле дорого обходится собственникам этих систем, поскольку приводит к увеличению затрат на потери металла, теплоносителя и пр.

3. Собственники систем теплоснабжения должны быть заинтересованы в длительной, надежной и экономичной работе своих активов – систем теплоснабжения. В этой ситуации причиной длительного игнорирования необходимости усиления противокоррозионной защиты и предупреждения критического износа может быть только недостаточная инженерная теплотехническая грамотность ответственных за функционирование этих систем руководителей и специалистов разных уровней управления.

4. Использование синергетических ингибиторов для защиты трубопроводов от внутренней коррозии дает возможность осуществлять водоподготовку не только на генерирующих, но и на транспортирующих объектах систем теплоснабжения, что может поднять ответственность транспортирующих объектов за состояние износа.



Такой режим позволяет снизить скорость коррозии внутренних поверхностей трубопроводов в среднем на порядок. Это даст опережающее износ обновление трубопроводов на ~1,5–2,0 % в год при среднем объеме реновации трубопроводов 1 % ежегодно. Одновременно отсутствие язвенной коррозии даст возможность резко сократить повреждаемость трубопроводов с нарушением их герметичности.

Таким образом, переход на синергетические ингибиторы будет способствовать постепенному обновлению старых систем теплоснабжения, повысит их надежность, безопасность, а при увеличении объема реновации трубопроводов до 2–3 % в год доведет уровень их обновления до ~3,0–4,5 %. В этом случае для полного обновления старой системы теплоснабжения по-

ного их обновления и защиты от коррозии. Обеспечить такой режим поможет уже проверенное в некоторых системах теплоснабжения инженерное технологическое решение с использованием синергетических ингибиторов на основе фосфоновобутантрикарбонической кислоты, которое исключит одну из причин износа – сильное разрушение металла от внутренней коррозии. Кроме того, это решение позволит предупредить критический износ новых и относительно новых систем теплоснабжения и котельных, устранить существующий дисбаланс функций между водоподготовкой и системами теплоснабжения.

2. Почти все существующие в странах СНГ технологии водоподготовки для систем теплоснабжения (натрийкатионирование, ингибиторы и др.) в определенной степени контрпродуктивны, так

Список литературы

1. Методические рекомендации по определению технического состояния систем теплоснабжения, горячего водоснабжения, холодного водоснабжения и водоотведения / Министерство регионального развития РФ. – Москва, 2012. – 68 с.
2. Сенатов, С.Н. О предупреждении износа трубопроводов централизованного теплоснабжения / С.Н. Сенатов // Энергетика. – 2017. – № 1(60). – С. 34–36.
3. Сенатов, С.Н. Остановить и уменьшить износ трубопроводов централизованного теплоснабжения позволит применение современных ингибиторов / С.Н. Сенатов // Энергетика. – 2017. – № 2(61). – С. 42–43.
4. Сенатов, С.Н. Современные органические фосфонаты – современный выбор водоподготовки тепловых сетей, возможность увеличения отпуска тепловой энергии / С.Н. Сенатов // Энергетика. – 2014. – № 3(50). – С. 28–31.



KSB: комплексные решения из «одних рук»

Концерн KSB - всемирно известный поставщик комплексных решений для промышленности и энергетики. Насосы, трубопроводная арматура, профессиональная техническая и сервисная поддержка в течение всего жизненного цикла оборудования - немецкое качество, идеальная сочетаемость, максимальная экономия электроэнергии и безупречная эксплуатация.

Дополнительная информация на сайте www.ksb.by

► Наши технологии. Ваш успех.

Насосы • Арматура • Сервис

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

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



РЕЖИМНОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ПРИ НАЛИЧИИ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Любая современная энергосистема, претендующая на статус интеллектуальной, должна обеспечивать потребителей качественной электроэнергией с высокой степенью надежности, в необходимом объеме и в любое время. Кроме этого, она должна соответствовать требованиям, связанным с обеспечением встречных условий энергосистемы в части режимов электропотребления и распределенной генерации, непосредственно влияющих на технико-экономические показатели энергоисточников.

Определяющие факторы

С появлением распределенных энергетических ресурсов (РЭР), объединяемых в микросети, задача обеспечения необходимых режимов генерации и потребления электрической энергии усложнилась. Подобные сети, подключенные к энергосистеме, могут не только оказывать негативное влияние на сбалансированность нагрузок в энергосистеме, но и, по мнению авторов [1], «смягчать или полностью компенсировать пиковые скачки нагрузки и сохранять избыточную энергию, выработанную в середине дня».

Необходимо отметить, что за последние годы стоимость энергии, получаемой энергосистемой от источников распределенной генерации (РГ), существенно упала, достигнув величин, сравнимых с аналогичными показателями традиционных электростанций. В связи с этим все генерирующие источники должны рассматриваться как единый комплекс, обеспечивающий режимное взаимодействие с потребителями электроэнергии, в том числе имеющими собственную генерацию. Отметим основные специфические факторы, которые необходимо учитывать при организации функционирования подобного комплекса:

– источники базовой генерации могут обеспечивать требуемые технико-экономические показатели (ТЭП) только при высокой степени равномерности графиков нагрузки; более того, с включением АЭС в баланс генерации требование к их равномерности только возрастет;

– неизбежное использование потребителей-регуляторов для заполнения ночных провалов электрических нагрузок хотя и приводит к повышению ТЭП основных генерирующих источников энергосистемы, однако при этом возрастают потери электроэнергии в распределительных сетях, по которым обеспечивается электроснабжение данных потребителей;

– относительная составляющая потеря при передаче по распределительным сетям электрической энергии, получаемой от источников РГ, в любом случае ниже, чем при передаче энергии от удаленных генерирующих источников централизованного энергоснабжения;

– с расширением объемов использования РГ возрастает влияние фактора вероятности, обусловленного спецификой каждого вида РГ – например, наличием ветра и разницей его скоростей, интенсивностью солнечного излучения или его полным отсутствием в ночные часы;

– в условиях, когда значительная часть источников РГ принадлежит потребителям, становится весомее фактор конкуренции. Учет этого фактора требует изменения подходов к разработке технико-экономических обоснований, то есть необходимо будет учитывать одновременно как правила рыночных отношений, так и условия режимного взаимодействия конкурирующих сторон;

– с ростом объемов РГ уменьшается степень загрузки не только генерирующих источников энергосистемы, но и пита-



Е.П. ЗАБЕЛЛО,
д.т.н., профессор кафедры
электрооборудования БГАТУ

ющих сетей и трансформаторных мощностей, причем темп снижения этой загрузки будет увеличиваться пропорционально увеличению суммарной мощности объектов РГ;

– усложняется процесс диспетчеризации в связи с тем, что диспетчерские службы в объединениях должны работать в тесном сотрудничестве с диспетчерами установок РГ, не принадлежащих энергосистеме, осуществляя при этом перераспределение нагрузок, обеспечивая параллельную работу различных источников и выделение в отдельных случаях участков сетей на питание только от источников РГ;

– при совместной работе источников РГ и энергосистемы усложняется процесс формирования тарифов, поскольку синтез этих генераций предполагает наличие такого режимного взаимодействия, при котором обеспечивается не только выравнивание графика нагрузки основного энергоисточника, но и повышение ТЭП источников РГ, в определенные моменты являющихся потребителями энергии (например, в случаях зарядки аккумуляторных батарей);

– усложнение тарифных систем может быть обеспечено только при наличии многоуровневых, многофункциональных

и взаимосвязанных систем АСКУЭ, позволяющих исключить необоснованное дублирование ряда измерений в автоматизированных системах учета энергии, диспетчерского управления и релейной защиты (АСУЭ, АСДУ и РЗ);

– переход к интеллектуальной сети требует совершенствования работы сети путем улучшения методик метрологического обеспечения, повышения надежности и разработки технико-экономических обоснований такого перехода.

Каждый из перечисленных выше факторов заслуживает проведения отдельных исследований. Остановимся на одном из самых сложных – повышении конкурентоспособности энергосистемы в условиях вынужденного снижения ее ТЭП при развитии РГ. Речь пойдет, прежде всего, о пересмотре состава трансформаторных мощностей (в основном в распределительных сетях) как по их величине, так и по качеству.

Актуальность модернизации трансформаторных мощностей

Пересмотр состава трансформаторных мощностей стал весьма актуальным с появлением новых трансформаторов с улучшенными характеристиками потерь электрической энергии. Интерес к этому вопросу обусловлен и тем, что при сохранении прежних объемов мощности и при существующих технических характеристиках всех силовых трансформаторов потери холостого хода не изменяются при любых формах графиков электрических нагрузок. В публикации [2] было показано, что число часов использования установленной мощности трансформаторов в распределительных сетях составляет около 1000 ч (коэффициент загрузки K_3 равен 0,081), хотя согласно [3] наиболее выгодная экономическая загрузка трансформаторов 10/0,4 кВ находится в пределах 0,6–0,9 от номинальной.

Основной причиной такой низкой загрузки силовых трансформаторов является необходимость резервирования электроснабжения в связи с постоянным повышением требований потребителей к его надежности. Если добавить к этому, что одновременно должна учитываться и перспектива роста нагрузок, то при длительном сроке эксплуатации трансформаторов их избыточный парк существенно снижает конкурентоспособность централизованной генерации энергии.

Согласно [4] по итогам 2016 года величина потерь электроэнергии в электрических сетях ГПО «Белэнерго» составила 2,874 млрд кВт·ч, или 8,92 % от объема генерации, причем по отношению к 2010 году она уменьшилась на 23,83 %. Авторы [4] отмечают, что степень доверия к полученным расчетным данным увеличилась за счет частичного подкрепления их результатами измерений с применением АСКУЭ. Ориентировочно рассчитаем, какую долю суммарных потерь электроэнергии составляют потери холостого хода трансформаторов, установленных в распределительных сетях, основываясь на данных, полученных в том числе в [2].

Согласно расчетам, основанным на паспортных характеристиках отечественных трансформаторов ТМГ-13 (Минский электротехнический завод имени В.И. Козлова), годовые потери холостого хода таких трансформаторов составили 995,2 млн кВт·ч, в то время как у европейских трансформаторов этот показатель оказался бы на 37,65 % ниже, то есть 722,95 млн кВт·ч. Основываясь на полученных результатах, запишем:

$$\Delta W_{xx} = \frac{W_{xx} \cdot 100}{W_{\Sigma}} = \frac{995,2 \cdot 100}{2874} = 34,62 \%. \quad (1)$$

Из (1) следует, что потери холостого хода силовых трансформаторов в электрических сетях энергосистемы составляют более 30 % суммарных потерь. Кроме того, стоимость основных фондов, в том числе трансформаторов, существенно снижает конкурентоспособность системы в сравнении с постоянно совершенствуемыми источниками РГ.

Снижение потерь электроэнергии в трансформаторах

Как уже отмечалось, главным способом снижения потерь электроэнергии в трансформаторах является уменьшение их суммарной мощности за счет вывода в холодный резерв или ремонт. Но успехи в трансформаторостроении позволяют получить и дополнительные результаты путем направленной замены старых трансформаторов новыми, серийное производство которых уже освоено.

Рассмотрим результаты замены традиционных, давно эксплуатируемых трансформаторов ТМ-400/10 производства ГК «Электроцит» (г. Самара) на новые – АТМГ-400/10 с магнитопроводом из аморфного сплава, обеспечивающие существенную экономию активных и реактивных потерь холостого хода (ΔP_{xx} , ΔQ_{xx}). Паспортные характеристики сравниваемых трансформаторов приведены в [5]. Кроме этого, в таблице 1 приведены значения их номинальных мощностей ($S_{ном}$), потери короткого замыкания ($\Delta P_{кз}$), токи холостого хода (I_{xx} , %), напряжения короткого замыкания ($\Delta U_{кз}$).

Таблица 1. Паспортные данные сравниваемых трансформаторов

	$S_{ном}$ кВА	ΔP_{xx} Вт	ΔQ_{xx} вар	$\Delta P_{кз}$ Вт	I_{xx} , %	$\Delta U_{кз}$ %
ТМ-400/10	400	830	5600	4400	1,6	4,5
АТМГ-400/10	400	161	312	4457	0,078	3,6

Учитывая, что в распределительных сетях республики находятся в эксплуатации в основном традиционные трансформаторы (типа ТМ) суммарной установленной мощностью более 30 млн кВт, принятие решения о их полной постепенной замене на современные связано с существенным риском, так как при выборе решения придется учитывать не только достоверные данные (стоимость трансформаторов, например), но и ряд вероятностных величин, таких как загрузка трансформаторов и ее динамика, режимы работы, варианты и уровни компенсации реактивной мощности, уровни и динамика тарифов на электрическую энергию, сроки эксплуатации.

Основываясь на данных таблицы 1, сравним, к примеру, потери электрической энергии в трансформаторах при различных нагрузках, руководствуясь формулой:

$$\Delta W_t = P_{xx} \cdot 8760 + P_{кз} \cdot \left(\frac{S_m}{S_n} \right)^2 \cdot \tau, \quad (2)$$

где ΔW_t – величина потерь энергии в трансформаторе за год его эксплуатации, кВт·ч; S_m – максимальная нагрузка трансформатора, кВА; S_n – номинальная мощность трансформатора, кВА; τ – время потерь, определяемое по формуле, ч:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2 dt}{P_{max}^2}, \quad (3)$$

где P – текущее значение потребляемой мощности, усредненной на часовом интервале, кВт; P_{max} – максимальное зна-

чение мощности, имевшее место в течение года на некотором интервале времени, кВт.

Из формул (2) и (3) и данных таблицы 1 следует, что основными факторами, влияющими на величину потерь электрической энергии в сравниваемых трансформаторах, являются потери холостого хода, короткого замыкания и степень загрузки. Так как потери короткого замыкания у обоих типов трансформаторов почти одинаковы, а степень их загрузки в исходном варианте сравнения по данному показателю также следует принимать одинаковой, то для сравнения остается один влияющий фактор – потери холостого хода. Этот показатель у нового трансформатора АТМГ-400 в несколько раз ниже, чем у широко используемого в настоящее время. В таблице 2 и на рисунке 1 приведены данные и характеристики, свидетельствующие о существенной разнице годовых потерь в трансформаторах, обусловленной названной выше составляющей.

Анализ сопоставления приведенной в [5] разницы в цене на рассматриваемые трансформаторы с учетом соответствующих составляющих потерь и динамики тарифа на электрическую энергию показывает, что замена действующего парка трансформаторов в распределительных сетях 10 кВ экономически целесообразна и может окупиться в среднем за 5–7 лет.

Таблица 2. Величины потерь электрической энергии (кВт·ч/год) в трансформаторах ТМ-400 и АТМГ-400

при различных значениях τ и $\frac{S_m}{S_n} = K_m$

Тип трансформатора	K_m	$\tau, \text{ч}$		
		1000	1500	2000
ТМ-400 $S_1 = 400 \text{ кВА}$	1,0	11 671	13 871	16 071
	0,7	10 351	11 900	13 431
	0,3	8591	9251	9911
АТМГ-400 $S_2 = 400 \text{ кВА}$	1,0	5867	8095	10 324
	0,7	4530	4686	6090
	0,3	2747	3415	4084

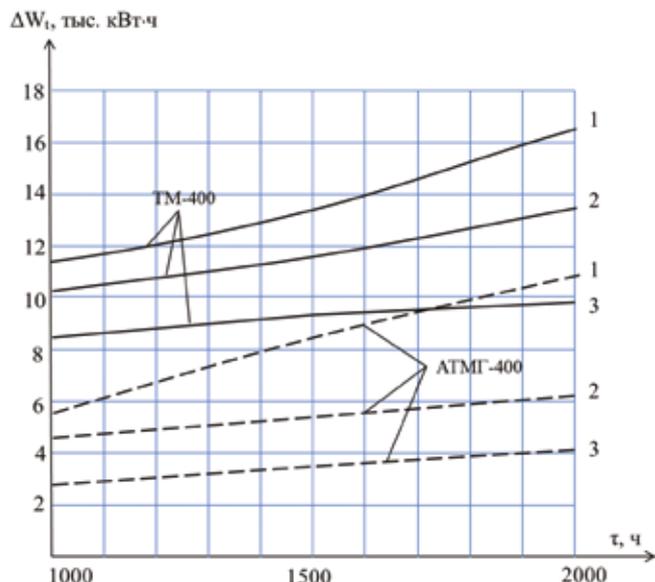


Рис. 1. Зависимость величины потерь электрической энергии от времени потерь в трансформаторах ТМ-400 и АТМГ-400 при различной степени загрузки: 1, 2, 3 – кривые, соответствующие отношениям $\frac{S_m}{S_n} = 1,0; 0,7; 0,3$.

На рисунке 1 представлены зависимости величины потерь электрической энергии от времени потерь в трансформаторах ТМ-400 и АТМГ-400 при трех значениях показателя K_m , приведенных в таблице 2. Из зависимостей видно, что почти одинаковые значения суммарных потерь электроэнергии в рассматриваемых трансформаторах имеют место в случае, когда трансформатор ТМ-400 загружен всего на 30 %, а АТМГ-400 – на 100 % (точка пересечения кривых). Подобное обстоятельство дает основания для разработки стратегии замены используемых силовых трансформаторов на более современные даже в условиях ограниченных финансовых возможностей. При этом должна учитываться возможность применения на двухтрансформаторных подстанциях различных технических решений, в частности таких как:

- замена обоих трансформаторов одинаковой или различной мощности;
- замена одного трансформатора одинаковой со вторым или меньшей мощности с обеспечением параллельной работы или сохранением одного из них в холодном или горячем резерве.

Расчет потерь электроэнергии в параллельно работающих трансформаторах

В [6] приведены выражения для расчета потерь электроэнергии в параллельно работающих трансформаторах различной мощности. Так, потери активной мощности в этом случае определяются по формуле:

$$\Delta P_n = 3 \cdot I^2 \cdot \left(\frac{r_1 + r_2}{r_1 \cdot r_2} \right), \quad (4)$$

где I – ток нагрузки, А; r_1, r_2 – активные сопротивления первого и второго трансформатора соответственно, определяемые по каталожным данным, Ом.

С помощью формулы (4) можно рассчитать и сравнить потери активной мощности при любом сочетании трансформаторов с учетом возможности их параллельной работы, а в итоге рассчитать и суммарные потери активной энергии по формуле, приведенной в [6]:

$$\Delta W_t = \Delta P_n \cdot \tau + \Delta P_c \cdot 8760, \quad (5)$$

где $\Delta P_c = \Delta P_{x1} + \Delta P_{x2}$ – сумма активных потерь холостого хода соответственно первого и второго трансформатора.

Рассмотрим следующие варианты работы трансформаторов при $K_m = 0,7$:

- 1) параллельная работа двух трансформаторов ТМ-400;
- 2) параллельная работа двух трансформаторов, из которых один – АТМГ-400;
- 3) работа трансформатора АТМГ-400 на полную нагрузку, в часы пиковых нагрузок – включение дополнительно ТМ-400.

В случае параллельной работы двух трансформаторов ТМ-400 при $\tau = 2000$ ч суммарные годовые потери электроэнергии согласно расчетным данным (таблица 2) составили:

$$\Delta W_1 = 13 431 \cdot 2 = 26 862 \text{ кВт·ч,}$$

а их стоимость:

$$\Delta Z_1 = \Delta W_1 \cdot T_{уд} = 26 862 \cdot 0,2 = 5372,4 \text{ руб.,} \quad (6)$$

где $T_{уд} = 0,2$ руб./кВт·ч – удельная стоимость потерь.

При параллельной работе трансформаторов по варианту 2 с одинаковым распределением величин нагрузок получим:

$$\Delta W_2 = 13\,431 + 6090 = 19\,521 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta Z_2 = 19\,521 \cdot 0,2 = 3904 \text{ руб.} \quad (7)$$

При использовании варианта 3 трансформатор ТМ-400 находится в холодном резерве, поэтому стоимость потерь электроэнергии в нем определим по следующей формуле:

$$\Delta Z_3 = \frac{\Delta Z_1 \cdot (1 - K_m)}{K_m}, \quad (8)$$

то есть полагаем, что эти потери будут иметь место только в часы, когда суммарная нагрузка находится в пределах от $S_1 = 400 \text{ кВА}$ до $(S_1 + S_2) \cdot K_m = 800 \cdot 0,7 = 560 \text{ кВА}$.

В итоге получим:

$$\Delta W_3 = 10\,324 + \frac{5372,4 \cdot 0,3}{0,7} = 13\,626 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta Z_3 = 13\,626 \cdot 0,2 = 2725 \text{ руб.}$$

При сравнении вариантов видно, что наиболее выгодным является третий, так как он обеспечивает снижение годовых потерь энергии по отношению к первому на сумму $\Delta Z_1 - \Delta Z_3 = 5372,4 - 2725 = 2647,4 \text{ руб.}$, по отношению ко второму – на сумму $\Delta Z_2 - \Delta Z_3 = 3904 - 2725 = 1179 \text{ руб.}$ При стоимости трансформатора АТМГ-400 $C_T = 8219 \text{ руб.}$ (в соответствии с данными, приведенными в [5]) в переводе на валюту Республики Беларусь срок его окупаемости при установке по схеме, приведенной на рисунке 2, и работе в соответствии с режимом по третьему варианту составляет:

$$t_{\text{ок}} = \frac{C_T}{\Delta Z_1 - \Delta Z_3} = \frac{8219}{2647,4} = 3,1 \text{ года.}$$

Учитывая, что для работы по третьему варианту требуется некоторая реконструкция подстанции с автоматизацией коммутационных операций и организацией автоматического контроля нагрузок, срок окупаемости полного проекта модернизации будет несколько больше рассчитанного. Однако следует учитывать, что при модернизации в первую очередь должна рассматриваться реальная загрузка трансформаторов, и в этом случае основной составляющей экономического эффекта может оказаться замена эксплуатируемых трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности. В такой ситуации срок окупаемости реконструкции в общей сложности может не превысить трех лет.

Заключение

1. Перечень основных специфичных факторов, которые необходимо учитывать при организации совместной работы генерирующих источников энергосистемы и распределенной генерации, свидетельствует о том, что такое взаимодействие имеет ряд достоинств, в том числе способствует как увеличению объемов РГ, так и модернизации основного сетевого оборудования энергосистемы в условиях роста конкуренции между поставщиками энергии.

2. Основу источников РГ составляет возобновляемая энергетика со своими специфичными графиками работы и требо-

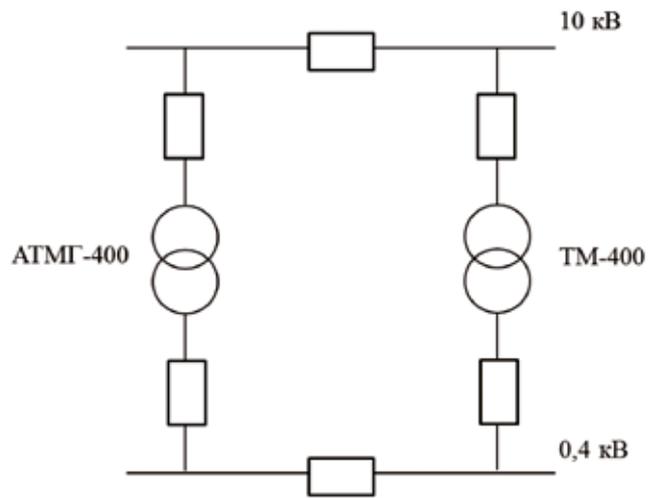


Рис. 2. Схема электрических соединений для обеспечения параллельной работы двух трансформаторов в разных вариантах

ваниями к схемам питания и распределения энергии. В таких условиях организация режимного взаимодействия энергосистемы и потребителей электрической энергии должна проводиться на основе риск-ориентированного мышления, согласно которому наиболее приемлемым является вариант кооперативной игры [7], организуемой таким образом, что выигрывают все стороны, участвующие в процессе генерации энергии, ее распределения и потребления.

3. В связи с перераспределением объемов генерации, реконструкцией схем распределительных сетей и пересмотром мощностей силовых трансформаторов в этих сетях в условиях снижения нагрузок и появления новых трансформаторов с улучшенными экономическими характеристиками, проекты реконструкции сетей и развития источников генерации, обеспечивающие повышение ТЭП режимно взаимодействующих сторон, должны содержать обоснованные расчеты.

Список литературы

1. Кристенсен, К. Тестирование «умных» электросетей / К. Кристенсен // Силовая электроника. – 2016. – № 6. – С. 61–63.
2. Забелло, Е.П. Низкие технико-экономические показатели работы силовых трансформаторов в распределительных сетях 6–10 кВ: причины и следствия / Е.П. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2012. – № 11. – С. 14–18.
3. Фурсанов, М.И. Экономически обоснованные потери электроэнергии в распределительных электрических сетях / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2016. – № 5 (53). – С. 45–47.
4. Ковалев, Д.В. Современные разработки по расчету потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ / Д.В. Ковалев, А.В. Соловей, М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 2 (56). – С. 11–14.
5. Казанцев, А.А. Модернизация распределительных электрических сетей посредством снижения технологических потерь / А.А. Казанцев, Л.М. Инаходова // Электрика. – 2015. – № 1. – С. 11–14.
6. Янукович, Г.И. Расчет потерь электроэнергии в параллельно работающих трансформаторах / Г.И. Янукович, Н.Г. Королевич // Агропанорама. – 2017. – № 2 (120). – С. 37–38.
7. Забелло, Е.П. Риск-ориентированное мышление в энергетике на примере решения задач выбора локальных источников энергии / Е.П. Забелло, Е.Е. Забелло // Энергетика и ТЭК. – 2017. – № 7/8. – С. 56–60.

«МЫ НАЦЕЛЕНЫ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НАШЕЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ...»

Интервью с директором ОАО «Белэнергозащита» В.И. Мухой

ОАО «Белэнергозащита» является одним из ведущих предприятий строительного-монтажного комплекса ГПО «Белэнерго». Полтора года назад его коллектив возглавил Владимир Иванович Муха, под руководством которого предприятие нарастило объемы собственного производства, создало новые производственные линии и значительно расширило сферу своей деятельности. В интервью журналу В.И. Муха рассказывает о том, что сегодня представляет собой обновленное предприятие.



– Владимир Иванович, каковы основные направления деятельности Вашего предприятия?

– Основная специализация нашего предприятия – это установка тепловой изоляции, шумо- и гидроизоляции, а также обмуровка и антикоррозионная защита оборудования, трубопроводов и строительных конструкций. Эти работы мы производим в основном для предприятий ГПО «Белэнерго».

Недавно у нас появилось новое направление деятельности – производство профилированного листа и сетки-рабицы, которые являются элементами отделки тепловой изоляции. Мы выпускаем эти материалы как для выполнения своих договорных обязательств, так и на заказ, что позволяет нам и нашим заказчикам экономить ресурсы и не зависеть от заводов-изготовителей.

Возможности нашей линии по изготовлению профилированного листа настолько значительны, что мы способны покрывать потребность в нем организаций ГПО «Белэнерго» фактически на 200 %. И это при том, что востребованность в такой продукции, как профилированный лист, в энергетике традиционно высока, ведь для его установки не требуется изготовления тяжелых и трудоемких металлоконструкций, его легко монтировать, при этом он выдерживает достаточно большие нагрузки.

Наша линия по производству профилированного листа работает очень оперативно. Если раньше после торгов приходилось ожидать поставку металла

в течение двух недель, то теперь заказ выполняется буквально за день-два. То есть собственное производство сокращает сроки изготовления материала или оказания услуги почти в 10 раз. Аналогичная ситуация с сеткой-рабицей. Здесь также значительно сокращаются сроки поставки продукции.

Помимо изготовления профилированного листа и сетки-рабицы наши специалисты освоили производство доборных элементов любой, даже нестандартной формы. Эти элементы несут две основные функции: защитную (предотвращают попадание воды и грязи в подкровельное и внутреннее пространство) и декоративную (служат для оформления стыков и мест примыкания). Благодаря этому заказчик имеет возможность сразу закупать весь комплект изделий, необходимых, допустим, для устройства кровли, сооружения или обшивки стен.

Не менее важной частью нашей работы является изготовление металлоизделий из оцинкованной стали для защиты трубопроводов и емкостей. Фактически на каждом производственном участке имеются собственные мощности по изготовлению кожухов для трубопроводов любого типа. Сейчас мы работаем над усовершенствованием этого направления деятельности. И я могу сказать, что качество наших металлоизделий значительно выше в сравнении с аналогами других производителей.

Мы можем осуществлять достаточно широкий спектр работ, выполняя их качественно и в короткие сроки. При этом особое внимание мы уделяем поиску дополнительных объемов работы и освоению новых видов деятельности.

– Насколько конкурентоспособны продукция и услуги ОАО «Белэнергозащита» на рынке Республики Беларусь?



– ОАО «Белэнергозащита» является организацией электроэнергетической отрасли, поэтому предприятия энергетики составляют примерно 98 % наших заказчиков. При нашем непосредственном участии на энергетических объектах Беларуси, России, Литвы и Латвии введено в действие 75 турбоагрегатов общей мощностью 8072 МВт, 246 энергетических и 116 водогрейных котлов. Работы велись на таких электростанциях, как Лукомльская ГРЭС, Смоленская АЭС, Рижская ТЭЦ-2, Березовская ГРЭС, Вильнюсская ТЭЦ-3, Литовская ГРЭС, Калининградская ТЭЦ и др. Несколько лет назад мы участвовали в реконструкции Минских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-2. Сейчас наша деятельность сконцентрирована в основном на ремонтах агрегатов таких предприятий, как Лукомльская и Березовская ГРЭС, Новополоцкая и Гомельская ТЭЦ, Минские ТЭЦ-3, ТЭЦ-4, ТЭЦ-5. Кроме того, мы являемся субподрядчиком проекта по сооружению установки производства водорода на ОАО «Нафтан». Нашему предприятию поручено создание тепловой изоляции установки.

Несмотря на то, что ОАО «Белэнергозащита» работает в основном на энергетических объектах, мы можем оказывать услуги практически любым субъектам, которым необходима установка тепловой изоляции оборудования и трубопроводов, независимо от ведомственной принадлежности.

Значимым фактором конкурентоспособности ОАО «Белэнергозащита» на рынке Беларуси является то, что наше предприятие – сертифицированный производитель. Кроме того, в уставном фонде нашей организации преобладающая доля акций принадлежит государству, а многие заказчики заинтересованы в сотрудничестве с государственными предприятиями, как более надежными партнерами.

Если говорить о расценках на нашу продукцию и услуги, то они регламентированы государством и определены по методикам Министерства архитектуры и строительства. И скажу прямо, практика показала, что оптимизация процессов производства и оказания услуг позволяет нам производить более качественную продукцию с наименьшей стоимостью.

– Каковы перспективы развития Вашего предприятия?

– В целом в перспективе мы нацелены на дальнейшее повышение эффективности своей деятельности. Этому будет во многом способствовать создание в текущем году на предприятии лаборатории по паспортизации тепловой изоляции. До сих пор в республике функционировала только одна аккредитованная лаборатория в этой сфере. Появление на предприятии такой лаборатории существенно расширяет горизонты нашей деятельности. В первую очередь мы планируем определять параметры энергоэффективности применения тех или иных материалов, используемых при ремонтах, а также технологий производства работ. В настоящее время лаборатория находится на стадии аккредитации.

Одной из стратегических задач предприятия является решение проблемы обеспечения качественной антикоррозионной защиты внутренней поверхности емкостей, в которых на ТЭЦ хранятся агрессивные среды для химической водоочистки. Сегодня для решения этой задачи используются технологии прошлого столетия, и энергосистема несет значительные потери из-за необходимости частых ремонтов химического оборудования. Бывали ситуации, когда выполненные нашими специалистами работы в этой области соответствовали стандартам качества, но материал выходил из строя до окончания гарантийных

сроков, и наше предприятие несло убытки. Именно поэтому было принято решение взять на себя поиск производителей современных материалов. Мы изучили рынок, и у нас появились новые поставщики. Сегодня при производстве антикоррозионных работ мы предлагаем заказчику современные материалы, которые не только обладают лучшими качествами по сравнению с традиционными, но и значительно снижают стоимость выполняемых работ.

В планах на перспективу у нас стоит задача освоить еще одну услугу – зачистку резервуаров химических цехов и мазутных хозяйств от светлых и темных нефтепродуктов, а также от химвеществ.

Если говорить о более далеких перспективах, то одна из глобальных целей – это наладить собственное производство всех материалов, которые необходимы для эффективной деятельности нашего предприятия, и обеспечить его техническое перевооружение. Начало уже положено. За последние полтора года у нас существенно обновился парк оборудования и автомобильной техники. Просто неоценимым приобретением стала автомобильная вышка, сразу отпал вопрос, как произвести ремонт тепловой изоляции на высоте 30 м. С применением новых технологий мы провели ремонт своих баз и мастерских, что позволило существенно снизить потребление тепловой и электрической энергии. За счет установки теплоизоляции в прошлом году только на одной базе нам удалось сэкономить на обогреве 90 Гкал, несмотря на введение в эксплуатацию новых площадей.

Другими словами, переходя на более современные технологии, мы улучшаем показатели работы предприятия, что, безусловно, ведет к повышению эффективности нашей деятельности.

Беседовала Алина ТОВМАСЯН



ОАО «Белэнергозащита»

220021, Беларусь, г. Минск
пер. Бехтерева, 7
тел. +37517 295-20-11
факс +37517 296-53-05
e-mail: secrbez@bez.by,
bez_minsk@tut.by
www.bez.by

УНП 100098854



КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОИСТОЧНИКОВ

Своевременная и всесторонняя подготовка систем теплоснабжения потребителей к работе в осенне-зимний период, обеспечение надежности их работы, достижение необходимого уровня взаимодействия теплоснабжающих организаций, потребителей тепловой энергии, топливо-, водоснабжающих и других организаций при возникновении аварийных ситуаций являются важнейшими факторами бесперебойности обеспечения тепловой энергией как социальной сферы, так и реального сектора экономики страны.

Подготовка систем теплоснабжения к работе в условиях осенне-зимнего сезона и их эксплуатация должны отвечать требованиям действующих ТКП 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей», ТКП 459-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и других нормативно-технических документов по эксплуатации котельных, теплоэнергетического оборудования и тепловых сетей.

Категории по надежности теплоснабжения

В соответствии с п. 5.2 ТКП 45-4.02-182-2009(02250) «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования» все потребители тепловой энергии делятся на три категории по надежности теплоснабжения.

К I категории относятся потребители, нарушение теплоснабжения которых связано с опасностью для жизни людей (при снижении температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494) или со значительным ущербом народному хозяйству (повреждение технологического оборудования, массовый брак продукции). В таких помещениях не допускается снижение температуры воздуха ниже значений, предусмотренных техническими регламентами и иными обязательными требованиями. В эту категорию входят родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, здания стационаров лечебных организаций, картинных галерей, производственные здания химической промышленности, шахты и т.п.

Ко II категории относятся жилые и общественные здания, в отапливаемых помещениях которых допускается снижение температуры до 12 °С (на период ликвидации аварии, но не более чем на 54 ч) и производственные здания, где температура на период аварийно-восстановительных работ не должна опускаться ниже 8 °С.

К III категории относятся остальные потребители: склады, гаражи, стоянки автомобилей, здания лесопилок, цеха деревообработки, ремонтно-механические мастерские, помещения канализационных и насосных станций и т.п.

Составляющими надежности обеспечения потребителей тепловой энергией являются следующие факторы:

- надежность работы и наличие резерва котельных;
- надежность работы и наличие резервных линий по трубопроводам;
- способность теплоснабжающих организаций к оперативному устранению возникающих при повреждении оборудования котельных и трубопроводов тепловых сетей аварийных ситуаций, в том числе связанных с изменениями гидравлических и температурных режимов работы теплофикационного комплекса (ошибки оперативного персонала, вмешательство третьих лиц и т.д.).

Требования к организации эксплуатации теплоисточников

Категорию потребителя тепловой энергии по надежности теплоснабжения определяют технические условия энергоснабжающей организации, задание на проектирование потребителя либо



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



О.Л. ЖИТКО,
заместитель начальника
энергоинспекции

министерства, ведомства или вышестоящие организации потребителей.

Для организации оперативного проведения восстановительно-ремонтных работ при нарушении теплоснабжения потребителей в аварийных ситуациях (за исключением форс-мажорных) теплоснабжающие организации обязаны разрабатывать и представлять на утверждение органа исполнительной власти положение (инструкцию) о взаимодействии коммунальных служб и других организаций по ликвидации аварийных ситуаций с четким распределением обязанностей персонала каждой из привлекаемых организаций.

Таблица 1. Отношение допустимого снижения нагрузки на теплоисточнике к требуемой для обеспечения температурного режима внутри помещений для потребителей II и III категорий по надежности теплоснабжения

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления (соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,91), °С				
	-10	-20	-30	-40	-50
Допустимое снижение подачи тепловой энергии, %, до	78	84	87	89	91

Таблица 2. Зависимость снижения температуры в отапливаемых помещениях от коэффициента аккумуляции зданий, °С/ч

Коэффициент аккумуляции, ч	Темп снижения температуры (°С/ч) при температуре наружного воздуха, °С			
	±0	-10	-20	-30
20	0,8	1,4	1,8	2,4
40	0,5	0,8	1,1	1,5
60	0,4	0,6	0,8	1,0

В то же время эксплуатация систем теплоснабжения должна быть организована так, чтобы в период аварийно-восстановительных работ подача тепловой энергии (теплоносителя) в той или иной степени была обеспечена всем категориям потребителей, в частности:

– потребителям I категории – в полном объеме. С учетом инерционной способности ограждающих конструкций зданий (коэффициент аккумуляции), как правило, превышения температуры внутри помещений над социальными стандартами на 3 и более градусов, а также в зависимости от температуры наружного воздуха и погодных условий возможно прекращение подачи теплоносителя на допустимое время, равное времени снижения температуры, превышающей социальный стандарт, до стандартного уровня;

– жилищно-коммунальным и промышленным потребителям II и III категорий – в размерах, указанных в таблице 1*, где приведена зависимость допустимого снижения нагрузки на теплоисточнике от требуемой для обеспечения температурного режима внутри помещений для потребителей II и III категорий по надежности теплоснабжения.

Специалисты считают, что наиболее подвержены размораживанию участки системы отопления, находящиеся в подвалах, подъездах и на чердаках зданий при снижении температуры воздуха внутри жилых помещений до 8 °С. Для разных групп зданий можно опре-

делить максимально допустимое время отключения системы теплоснабжения для ликвидации аварийной ситуации. Ориентировочная зависимость падения температуры в отапливаемых помещениях (°С/ч) от коэффициента аккумуляции при полном отключении теплоносителя приведена в таблице 2.

Коэффициент аккумуляции характеризует величину термического сопротивления зданий и, как правило, зависит от толщины стен, коэффициента теплопередачи ограждающих конструкций, коэффициента остекления и других характеристик. Его значение для различных типов зданий должно находиться в пределах от 14 до 20 ч. Принимая это во внимание, нетрудно определить максимально возможное время отключения системы теплоснабжения здания в зависимости от температуры наружного воздуха. Так, к примеру, в здании с коэффициентом аккумуляции 60 ч при температуре наружного воздуха -10 °С темп падения температуры согласно таблице 2 составит 0,6 °С в час. Время снижения температуры в квартире с 18 до 8 °С, при которых в подвалах и на лестничных клетках может произойти замерзание теплоносителя в трубах, определится как $(18 - 8) : 0,6$ и составит 16,7 ч. Если в результате аварии отключено несколько зданий с разными термическими характеристиками, то максимальное время отключения системы теплоснабжения на ликвидацию аварийной ситуации

определяется по зданию с наименьшим коэффициентом аккумуляции.

Надежность и резервирование теплоисточников

В соответствии со СНиП II-35-76 «Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Котельные установки» к I категории по надежности теплоснабжения относятся котельные, являющиеся единственным источником тепла и обеспечивающие потребителей I категории, не имеющих индивидуальных резервных источников тепла; ко II категории – остальные котельные.

Согласно СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» резервирование источников тепла по основному оборудованию обеспечивается следующим образом. При выходе из строя самого мощного котла производительность оставшихся котлов должна обеспечить покрытие тепловой нагрузки в зависимости от расчетной температуры наружного воздуха в объеме 78–91 % расчетной нагрузки на отопление и вентиляцию для потребителей II и III категорий и 100 % – для потребителей I категории.

В котельных должно устанавливаться не менее двух котлов (в производственных котельных II категории допускается установка одного котла). Максимальное количество котлов, устанавливаемых в котельной, определяется на основании технико-экономических расчетов.

В случае аварийной ситуации допускается отключение системы горячего водоснабжения.

Котельная должна быть обеспечена нормативным запасом аварийного топлива, если это предусмотрено проектом. Согласно СНиП II-35-76 «Котельные установки» электроснабжение котельной производительностью более 10 Гкал/ч фактически должно соответствовать I категории. При этих условиях строительство двух источников тепла для населенного пункта не является обязательным требованием и обосновывается технико-экономическими соображениями.

В практике принято проводить оценку надежности теплоисточников по 4 показателям: надежности систем электро-, водо-, топливоснабжения и соответствию тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей расчетным тепловым нагрузкам потребителей.

1. Надежность системы электроснабжения теплоисточников (K_{Σ}) характери-

* Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах Российской Федерации.



зуются наличием или отсутствием резервного электропитания:

– при наличии второго ввода или автономного источника электроснабжения (АИЭ или ДЭС) $K_3 = 1,0$;

– при отсутствии резервного электропитания при мощности отопительной котельной до 5,0 Гкал/ч $K_3 = 0,8$; от 5,0 до 20 Гкал/ч – $K_3 = 0,7$; свыше 20 Гкал/ч – $K_3 = 0,6$.

2. Надежность системы водоснабжения теплоисточников (K_6) характеризуется наличием или отсутствием резервного водоснабжения:

– при наличии второго независимого водовода, артезианской скважины или емкости с запасом воды на 12 ч работы отопительной котельной при расчетной нагрузке $K_6 = 1,0$. Согласно СНиП для котельных I категории следует предусматривать не менее двух вводов для объединенного или производственного водопровода. При присоединении к тупиковым сетям водопровода следует предусматривать резервуар запаса воды на время ликвидации аварии в соответствии со строительными нормами и правилами проектирования наружных сетей и сооружений водоснабжения;

– в случае отсутствия резервного водоснабжения при мощности отопительной котельной до 5,0 Гкал/ч $K_6 = 0,8$; от 5,0 до 20 Гкал/ч – $K_6 = 0,7$; свыше 20 Гкал/ч – $K_6 = 0,6$.

3. Надежность системы топливо-

снабжения характеризуется наличием или отсутствием резервного топливоснабжения:

– при наличии резервного топлива $K_7 = 1,0$.

Согласно СНиП для котельных производительностью более 20 Гкал/ч, основным видом топлива которых является газообразное, должно предусматриваться резервное – топочный мазут. При разработке проектов котельных эти виды топлива следует рассматривать как равнозначные. Виды топлива основного, резервного и аварийного, а также необходимость резервного или аварийного вида топлива для котельных устанавливаются с учетом категории котельной, исходя из местных условий эксплуатации, по согласованию с топливоснабжающими организациями.

Для котельных производительностью до 20 Гкал/ч резервное топливо к газообразному не предусматривается; для котельных такой же производительности, отнесенных к первой категории, может предусматриваться аварийное жидкое топливо, необходимость которого, а также его вид (топочный мазут, легкое нефтяное топливо) определяется органом, устанавливающим виды топлива для проектируемой котельной;

– при отсутствии резервного топлива для отопительной котельной мощностью до 5,0 Гкал/ч $K_7 = 1,0$; от 5,0 до 20 Гкал/ч – $K_7 = 0,7$; свыше 20 Гкал/ч – $K_7 = 0,5$.

4. Соответствие тепловой мощности источников тепла и пропускной способности тепловых сетей рас-

четным тепловым нагрузкам потребителей (K_n) определяется размером дефицита мощности котельной: если она составляет 10 %, то $K_n = 1,0$; от 10 до 20 % – $K_n = 0,8$; от 20 до 30 % – $K_n = 0,6$; свыше 30 % – $K_n = 0,3$.

Здесь надо учитывать, что чем меньше тепловая мощность котельных, тем меньше времени потребуется для устранения возникших аварийных ситуаций. Более того, к данным теплоисточникам можно оперативно подключать мобильные модульные котельные, тепловая мощность которых

в Гомельской области не превышает 1,1 Гкал/ч.

При наличии нескольких источников тепла должна быть проанализирована возможность работы их на единую тепловую сеть. В этом случае при аварии на одном из источников тепла имеется возможность частичного обеспечения потребителей тепловой энергией из единой сети за счет других источников тепла.

Общий критерий оценки надежности теплоисточников (K_8) рассчитывается как среднее арифметическое от суммы указанных показателей:

– при $K_8 = 0,85–1,0$ готовность котельной к несению тепловой нагрузки с учетом категории надежности подключенных потребителей считается удовлетворительной. Если один из показателей ниже 0,7, то оценка снижается до ограниченной готовности;

– при $K_8 = 0,7–0,8$ готовность теплоисточника оценивается как ограниченная. Если значение одного из показателей ниже 0,5, теплоисточник оценивается как не обеспечивающий готовность;

– при K_8 ниже 0,7 общая оценка – неготовность теплоисточника.

Конечно же, указанные коэффициенты не гарантируют надежность работы котельного и вспомогательного оборудования. В то же время данные оценки позволят теплоснабжающим организациям провести анализ готовности к обеспечению тепловой энергией потребителей в зависимости от категории надежности.

К ВОПРОСУ О КАЧЕСТВЕ ПРОТОКОЛОВ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ

В повседневной работе государственным инспекторам по энергетическому надзору приходится постоянно сталкиваться с нарушениями в предоставляемых организациями протоколах испытаний и измерений параметров электроустановок и электрических сетей. Это во многом обусловлено ростом количества лабораторий электрофизических измерений и, соответственно, обострением конкуренции между ними, что негативно сказывается на качестве проводимой работы.



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

В ходе проверок специалисты энергонадзора стали все чаще выявлять разного рода нарушения в протоколах лабораторий, выполняющих электрофизические измерения (ЭФИ). Как свидетельствует практика, наибольшее количество замечаний касается протоколов проверки цепи «фаза-нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали. В связи с этим следует напомнить, что в соответствии с ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» необходимо руководствоваться:

– требованиями п. 6.4.13 ТКП 181-2009 и ПУЭ – при проведении проверки цепи «фаза-нуль» в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали во взрывоопасных зонах;

– требованиями ПУЭ в части превышения установленных значений кратности тока короткого замыкания к уставке расцепителя автоматического выключателя (плавкой вставке предохранителя) – при проведении проверки цепи «фаза-нуль» в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали, введенных в эксплуатацию до 1 декабря 2011 года.

Характерными нарушениями при проверке цепи «фаза-нуль» в электроуста-

новках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали являются:

– проведение испытаний с подачей напряжения по временной схеме или от постороннего источника;

– ошибки в обозначении вида электрооборудования, которые приводят к неправильному определению нормируемого времени отключения, указываемого в графе протокола «норма по ГОСТ 30331.3» (принятые обозначения: «П» – для передвижного или переносного электрооборудования; «РС» – для электрооборудования распределительной сети; «С» – для распределительной сети, питающей стационарное электрооборудование);

– неверное указание кратности расцепителя тока короткого замыкания (КЗ) автоматического выключателя и величины тока расцепителя с учетом $K_{\text{запаса}} \cdot K_{\text{разброса}}$

Характерным нарушением в протоколах измерения сопротивления заземляющих устройств является применение поправочного коэффициента для определения величины сопротивления заземляющего устройства при производстве измерений в расчетный период. В соответствии с п. Б.29.4 ТКП 181-2009 применение поправочного коэффициента

в данном случае не требуется. Кроме того, возникает путаница между расчетными периодами для заземляющего устройства и молниезащиты.

В протоколах измерения сопротивления изоляции проводов, кабелей и электрооборудования типичным нарушением является неправильное указание марок и сечений проложенных проводов и кабельных линий.

Кроме того, при оформлении протоколов измерений и испытаний часто неправильно указываются ТНПА, устанавливающие нормы испытаний.

К сожалению, нередко выявляются случаи, когда недобросовестные лаборатории с молчаливого согласия лиц, ответственных за электрохозяйство, занимаются не измерениями и испытаниями, а переписыванием прошлогодних протоколов, возможно, даже не выходя на объекты. Так, при проверке протоколов электрофизических измерений, выданных лабораторией одного из унитарных предприятий, выявлены следующие нарушения:

– в протоколе измерения сопротивления изоляции проводов, кабелей и электрооборудования до 1000 В указано,

Справочно

Согласно ТКП 45-4.04-149-2009 (02250) «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования» к стационарно установленному оборудованию, даже если оно подключается через штепсельные разъемы, относится электрооборудование весом более 18 кг, не имеющее катков для передвижения, а также стационарно закрепленное электрооборудование, независимо от веса и наличия катков. Под термином «распределительная сеть» понимается сеть от вводного распределительного устройства (главного распределительного щита) до распределительных щитов и пунктов.

Справочно

Для автоматического выключателя уставка расцепителя тока КЗ приводится в виде кратности по отношению к номинальному току автоматического выключателя или в виде величины тока срабатывания расцепителя в амперах. Ток КЗ, обеспечивающий срабатывание расцепителя, определяется в зависимости от того, в каком виде задана уставка:

– если в виде диапазона кратностей по отношению к номинальному току (выключатели с характеристиками В, С, D), то верхняя граница диапазона соответствует уставке расцепителя с учетом разброса. В этом случае для определения тока срабатывания расцепителя тока КЗ необходимо кратность, соответствующую верхней границе диапазона, умножить на коэффициент запаса и номинальный ток. Например, для выключателя ВА47-29 с $I_{ном} = 16$ А и характеристикой «С» кратность расцепителя тока КЗ с учетом разброса равняется 10, а ток срабатывания с учетом разброса и коэффициента запаса – $1,1 \cdot 10 \cdot 16 = 176$ А;

– если в виде кратности по отношению к номинальному току автоматического выключателя, то для определения тока срабатывания расцепителя необходимо кратность умножить на коэффициенты запаса и разброса и номинальный ток. Например, для выключателя АП50 с $I_{ном} = 25$ А и $I_{уст} = 10 \cdot I_{ном}$ ток срабатывания с учетом разброса и коэффициента запаса равен $1,1 \cdot 1,2 \cdot 10 \cdot 25 = 330$ А.

что проведено измерение сопротивления изоляции вводных кабельных линий Витебского областного краеведческого музея, а также художественного музея, подключенных к трансформаторным подстанциям, находящимся на балансе Витебского городского района электрических сетей филиала «Витебские электрические сети» РУП «Витебскэнерго» (ВГРЭС). Вместе с тем, по информации ВГРЭС, ни одна из организаций не согласовывала отключение указанных линий для проведения измерений сопротивления изоляции, все линии находились под напряжением постоянно. Очевидно, что провести измерения сопротивления изоляции кабельных линий без их отключения невозможно. Кроме того, марки и сечения кабельных линий, указанные в протоколах, не соответствовали фактически проложенным;

– в протоколе измерения сопротивления изоляции проводов, кабелей и электрооборудования до 1000 В Витебского областного краеведческого музея отражены результаты измерения сопротивления изоляции двужильного провода марки АПВ 2×(1×2,5), при этом указаны значения измерений трехжильного (между L1–N, L1–PE, N–PE);

– в протоколе испытания цепи «фаза-нуль» (цепи зануления) в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали Витебского областного краеведческого музея для стационарного электрооборудования не указывается сопротивление PE-проводника, а также значение $0,22 \cdot Z_s$, при этом делается вывод о выполнении условия $Z_{P,PE} \leq 0,22 \cdot Z_s$.

Иногда в протоколах начинают фигурировать электроустановки и электрические сети, фактически демонтированные много лет назад, что происходит в результате бездумного переписывания предыдущих протоколов.

Работники лабораторий ЭФИ нашли еще один способ облегчить себе жизнь: иногда они оформляют протоколы по разработанному проекту электроснабжения вновь вводимых объектов без реального проведения измерений и испытаний. Так, при проверке протоколов электрофизических измерений, выполненных производственно-технической лабораторией одного из государственных предприятий Витебской области, выявлены следующие нарушения:

– испытания цепи «фаза-нуль» проведены без подачи напряжения по постоянной схеме электроснабжения, что является нарушением п. 4.4.28.5 ТКП 339-2011;

– марки аппаратов защиты и их номиналы, указанные в протоколе, не соответствуют фактически установленным;

– в протоколе указано, что ввод от опоры до ЩУ выполнен проводом АППВ 2×2,5 мм², в то время как проектом предусмотрено использование кабеля СИП 2×16 мм², что и реализовано фактически;

– в протоколе указано, что розеточная линия выполнена кабелем ВВГ 3×2,5 мм², а фактически использован кабель АВВГ 3×4 мм².

В практике проверки протоколов электрофизических измерений специалистам Госэнергонадзора приходится сталкиваться с ситуациями, которые нельзя

причислить к нарушениям. К примеру, ТКП 181-2009 установлены определенные требования в отношении периодичности проведения измерений. В частности, сопротивление проводов и кабелей (в общих случаях) измеряется не реже 1 раза в 3 года, проверка цепи «фаза-нуль» в электроустановках до 1000 В с глухим заземлением нейтрали выполняется не реже 1 раза в 6 лет (за исключением электрооборудования, находящегося во взрывоопасных зонах). Однако до настоящего времени встречаются специалисты, которые, несмотря на многолетний стаж работы в энергетике, не утруждают себя изучением новых требований, а по старинке тратят немалые средства организации (предприятия), где они работают, на ежегодные электрофизические измерения. Безусловно, увеличение периодичности ЭФИ не противоречит требованиям ТКП 181-2009 и в идеале может способствовать раннему диагностированию развивающегося дефекта, но на практике такое происходит не всегда, особенно если принимать во внимание, что значительная часть таких измерений оканчивается фиктивной.

При выявлении незначительных нарушений государственные инспекторы на первый раз, как правило, ограничиваются устным предупреждением, ведь всегда существует вероятность ошибки или банальной невнимательности при оформлении результатов измерений и испытаний. В более серьезных случаях и при неоднократном выявлении одних и тех же нарушений информация направляется в Белорусский государственный центр аккредитации для принятия соответствующих мер. В частности, технической комиссией по аккредитации уже приняты решения о приостановлении действия аттестатов аккредитации трех лабораторий (действие аттестата может быть приостановлено на срок до полугода), судьба еще трех будет решена на ближайшем техническом совете.

Очевидно, что лаборатории, у которых приостановлено действие аттестата аккредитации, понесут убытки, связанные с недополученной прибылью. В случае если ими не будут приняты меры по устранению нарушений, аттестат аккредитации аннулируется и лаборатория в течение полугода лишается права обращаться за его повторным получением. Те учреждения, которые заинтересованы в продолжении деятельности, должны будут пройти внеплановый контроль со стороны Белорусского государственного центра

аккредитации, в ходе которого им необходимо будет предоставить документы об устранении выявленных нарушений и продемонстрировать компетентность в соответствующей области путем проведения контрольных измерений. По результатам внепланового контроля техническая комиссия по аккредитации может принять решение о возобновлении действия аттестата аккредитации. На практике такой порядок действий занимает 1–2 месяца, в ходе которых лаборатория не имеет права осуществлять свою деятельность. Следует отметить, что внеплановый контроль, осуществляемый работниками Белорусского государственного центра аккредитации, является платной процедурой.

Что же касается причин участвовавших нарушений в протоколах ЭФИ, то одной из них является позиция руководящего административно-технического персонала потребителей, в частности отсутствие контроля с его стороны за работой персонала сторонней специализированной организации в действующих электроустан-

новках потребителя. Между тем п. 4.1.3. ТКП 181-2009 установлена обязанность лица, ответственного за электрохозяйство, контролировать или самостоятельно обеспечивать допуск к работам этого персонала.

Порядок допуска сторонних организаций к работам в действующих электроустановках изложен в разделе 8 ТКП 427-2012(02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок». В частности, в соответствии с п. 8.1.2 работники сторонней организации перед началом выполнения работ должны пройти инструктаж по охране труда в соответствии с Инструкцией о порядке подготовки (обучения), переподготовки, стажировки, инструктажа, повышения квалификации и проверки знаний работающих по вопросам охраны труда, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 года № 175, с учетом особенностей электроустановки, в которой им предстоит работать.

Необходимо отметить, что нарушение должностным лицом требований по безопасному ведению работ на объектах, подконтрольных органам, осуществляющим государственный энергетический надзор, в том числе требований по допуску сторонних организаций к работам в действующих электроустановках, может повлечь административную ответственность в соответствии со ст. 23.61 Особенной части Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях.

Список литературы

1. *Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок: ТКП 427-2012(02230)*. – Введ. 01.03.13. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2012. – 148 с.
2. *Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ТКП 181-2009(02230)*. – Введ. 01.09.09. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2009. – 533 с.
3. Крысенко, А.П. Требования к испытанию цепи «фаза-нуль»: ситуация проясняется / А.П. Крысенко // Энергия и менеджмент. – 2010. – № 3. – С. 28–33.

ENERGODOC.BY

• Более 2-х тысяч НПА, ТНПА и ТД в сфере электроэнергетики

Документы касаются проектирования, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации и ремонта электроэнергетических объектов за последние 10 лет

• Тысяча отраслевых технических документов

Стандарты организации, типовые инструкции и документы по техническому регулированию ГПО «Белэнерго»

• Электронные тексты документов аутентичные оригинальным

либо краткая характеристика (аннотированная карточка) документа и ссылка на официальный источник для ТНПА других ведомств

• Систематический мониторинг состояния нормативно-технической документации республики

Регулярная актуализация документов и аннотированных карточек, информирование пользователей о внесенных изменениях и дополнениях

• Более 3-х тысяч пользователей ежемесячно

среди которых специалисты электроэнергетики, других отраслей экономики Беларуси

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Первая статья рубрики посвящена качеству подготовки технической документации по подземным кабельным линиям и теплотрассам. Как свидетельствует практика, 90 % исполнительной документации в этой области оформляется неправильно, что может привести к авариям и несчастным случаям. Автор статьи напоминает основные требования к технической документации по инженерным сетям. Выполнение этих требований позволит обеспечить надежную и безаварийную эксплуатацию подземных энергетических коммуникаций.

Вторая статья содержит рекомендации по ведению персоналом потребителей оперативного журнала. Актуальность этого материала обусловлена значительным количеством нарушений, вскрываемых специалистами энергонадзора в этой области.

Если вас интересуют другие вопросы в области эксплуатации электрического и теплового оборудования потребителей или есть необходимость в разъяснении давно действующих и новых правил и стандартов, пишите. Специалисты Госэнергонадзора готовы ответить на все вопросы на страницах нашего журнала.

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

Требования к технической документации по инженерным сетям

Как потребителям электроэнергии, так и энергоснабжающим организациям при вводе в эксплуатацию и в ходе эксплуатации энергетических объектов различного назначения необходимо иметь достоверную информацию о подземных питающих кабельных линиях и теплотрассам. Источником такой информации является исполнительная документация, которая оформляется после прокладки энергетических инженерных сетей (порядок и состав документов для кабельных линий определены в [2], для тепловых сетей – в [3]), а также исполнительная съемка трассы прокладки, выполняемая в соответствии с ТКП 45-1.03-26-2006 «Геодезические работы в строительстве. Правила проведения» [4] и Правил устройства электроустановок [1].



Основные требования к исполнительной съемке подземных инженерных сетей

Соблюдение требований ТКП 45-1.03-26-2006 при проведении исполнительной съемки подземных инженерных коммуникаций позволит обеспечить их надежную и безаварийную эксплуатацию. Остановимся на некоторых из них.

Так, согласно п. 11.1.2 [4] места, точки, параметры, методы, порядок проведения и объем исполнительных съемок устанавливают в планах производства работ

в соответствии с проектной документацией.

Выносу в натуре подлежат: углы поворота трассы инженерных сетей, места подключения и присоединения инженерных сетей, колодцы, камеры, арматура, а для совмещенных прокладок – дополнительно ось основной инженерной сети. Обязательно должны обозначаться места пересечения инженерных сетей с другими линейными сооружениями (п. 10.1.4 [4]).

Также обязательной съемке подлежат все подземные сооружения, вскрытые траншеей, пересекающие прокладку и расположенные параллельно ей. Одновременно со съемкой указанных элементов инженерных сетей должна быть выполнена съемка всех зданий, прилегающих к проезду или к трассам прокладок (п. 11.3.8 [4]).

Как правило, проведение земляных работ согласовывается до начала раскопок со всеми владельцами коммуникаций, при этом вызываются их представители. По окончании монтажных работ заказчик должен получить исполнительный чертеж с указанием размеров всех пересечений и сближений смонтированной трассы на разрезах и узлах. Допустимые расстояния пересечений для кабельных линий определены в главе 2.3 [1], для тепловых сетей – в главе 10 [6].

Ширина притрассовой полосы, охватываемой исполнительной съемкой, должна быть не менее 20 м в обе стороны от оси трассы или устанавливаться техническим заданием (п. 11.3.7 [4]).

В каждом отдельном виде подземных инженерных сетей и сооружений согласно п. 11.3.3 [4] съемке подлежат:

- по канализации, водостоку, дренажу – оси трасс, колодцы, углы поворота, изломы сетей в профиле, места присоединений и выпусков, дождеприемники, упоры на углах поворота, очистные сооружения на водостоках, станции перекачки;

- по газопроводу – ось трассы, углы поворота, камеры, места подключений, вводы, изломы в профиле, места установки приборов КиП и автоматики, регуляторы давления, конденсационные горшки, габариты ГРС и ГРП;

- по водопроводу (нефтепроводу) – ось трассы, колодцы, вводы, аварийные выпуски, артезианские скважины, изломы в профиле, водоразборные колонки и пожарные гидранты, задвижки, заглушки, упоры углов поворота;

- по теплосети – ось трассы, камеры, углы поворота, компенсаторы, места подключений, вводы, места установки воздушников и дренажей, неподвижные опоры, габариты тепловых пунктов, тип прокладки и тип канала;

- по телефонным сетям – ось трассы, колодцы, распределительные шкафы, места ввода и подключений, развертки колодцев, общее число каналов на каждом пролете;

- по силовым кабельным сетям – ось трассы (независимо от способа укладки), колодцы, тоннели и коллекторы, трансформаторные подстанции с их собственными номерами, муфты, петли запаса кабеля, места выхода на опоры и стены зданий, габариты зданий РП и ТП.

На прямолинейных участках трассы расстояния между точками, подлежащими съемке, не должно превышать 20, 30, 50 м для составления чертежей в масштабах 1:500, 1:1000 и 1:2000 соответственно.

Кроме этого, для всех видов подземных сетей подлежат съемке:

- точки пересечения осей вводов (выводов) сетей с наружными гранями зданий и сооружений;

- места изменения диаметров труб.

Оформление чертежа исполнительной съемки

Итогом геодезической съемки является исполнительный чертеж (п. 11.4.4 [4]), на котором, кроме перечисленных выше элементов, должны быть указаны:

- наименование и телефоны организации, выполнившей исполнительную съемку;

- адрес участка производства работ;

- наименование организации, разработавшей проектную документацию, и дата выпуска этой документации;

- номер и дата согласования проектной документации;

- номер и дата выдачи ордера на право производства работ;

- номер заказа и дата проведения контрольной геодезической съемки или подтверждение заказчиком правильности составления и соответствия исполнительного чертежа натуре.

В случае если прокладка подземных инженерных сетей выполнена с отклонениями от проектных решений, то фактическое расположение сети должно быть нанесено красным цветом на рабочие чертежи плана и профиля сети. Отклонения от требований проектных решений необходимо согласовывать с разработчиком проектной документации.

Исполнительный чертеж должен быть подписан представителями выполнившей его организации – главным инженером, производителем работ, геодезистом, составителями чертежа.

Необходимо отметить, что исполнительные чертежи составляются в пяти экземплярах. Два из них сдаются в геодезическую службу при главном архитекторе города или района, один передается заказчику (застройщику), еще два – эксплуатирующей организации.

Необходимость наличия исполнительных чертежей подземных коммуникаций со всеми изменениями у потребителей электроэнергии определена п. 4.3 [5], тепловой энергии – п. 7.1 [8], у энергообеспечивающих организаций РУП-облэнерго – п. 1.7.1 [7].

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
2. Порядок оформления приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам: РДС 1.03.01-98. – Введ. 01.05.99. – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 1998.
3. Строительство. Монтаж тепловых сетей. Контроль качества работ: СТБ 2116-2010. – Введ. 01.01.11. – Минск: Госстандарт: Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь, 2010. – 36 с.
4. Геодезические работы в строительстве. Правила проведения: ТКП 45-1.03-26-2006. – Введ. 01.07.06. – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2006.
5. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ТКП 181-2009. – Введ. 01.09.09. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2009. – 533 с.
6. Тепловые сети. Строительные нормы проектирования: ТКП 45-4.02-182-2009. – Введ. 01.07.10. – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2010.
7. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – Минск: ДизайнПРО, 2010.
8. Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей: ТКП 458-2012. – Введ. 01.03.13. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2013.

В.А. Харитонов,
начальник Островецкого МРО филиала
«Энергонадзор» РУП «Гродноэнерго»



Рекомендации по ведению оперативного журнала

Оперативный журнал – основной документ дежурного персонала всех ступеней. В него вносятся оперативно-диспетчерские данные об управлении режимами работы энергетического оборудования и изменениях состояния электроснабжения и электрооборудования, распоряжения руководящего технического персонала о допуске к работе и выводе оборудования в ремонт, данные о работе устройств защиты и автоматики, проведенных осмотрах и выявленных нарушениях в работе электрооборудования, выполненных переключениях по устранению аварий, а также о работе, выполняемой в порядке текущей эксплуатации.



Оформление оперативного журнала

Оперативный журнал относится к документам строгого учета. Он должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. На лицевой стороне обложки журнала указываются: название «Оперативный журнал», даты начала и окончания ведения журнала. На последней странице делается запись о количестве прошнурованных листов и ставится подпись ответственного за электрохозяйство или его заместителя.

Журнал должен постоянно находиться на рабочем месте оперативного (оперативно-ремонтного) персонала. Заполненные журналы хранятся в течение трех лет со дня последней записи. Ответственность за правильность и достоверность записей несет лицо, сделавшее эти записи. Каждая страница журнала должна содержать три графы (см. рисунок).

Дата, время	Содержание записей в течение смены, подписи персонала	Замечания вышестоящего персонала
1	2	3

Форма журнала

В первой графе ставятся дата и время начала и конца смены (число, месяц, год, часы и минуты). В течение смены указывается время (часы, минуты) каждого события (сообщения, распоряжения, указания, выполнения оперативного переключения и др.), то есть записывается начало оперативных действий.

Во второй графе указывается должность и фамилия лица, с которым ведутся оперативные переговоры, содержание сообщений, распоряжений, указаний, полученных или отданных оперативным или оперативно-ремонтным персоналом.

При оформлении записи о приемке-сдаче дежурный персонал указывает состояние схемы электроснабжения и электрооборудования (в ремонте, в резерве), количество средств заземления и места их наложения, сведения о наличии документации, сданных ключах от помещений электроустановок и ставит подпись сдавшего смену. Под этой подписью принимающий смену расписывается о ее принятии с указанием времени.

В третьей графе ответственным за электрохозяйство делаются отметки о правильности ведения журнала. Он должен периодически – не реже одного раза в месяц – просматривать журнал. Все нарушения в работе оборудования следует пометить в журнале красным карандашом.

При заполнении оперативного журнала рекомендуется соблюдать следующие правила:

- записи производятся сразу же после получения распоряжений, включения или отключения оборудования, сообщений о повреждениях, нарушениях нормальной работы оборудования, несчастных случаях и др.;

- записи ведутся в хронологическом порядке чернилами или пастой синего или фиолетового цвета и должны быть четкими, ясными, без помарок и подчисток. В случае ошибки неправильная запись берется в скобки и зачеркивается нежирной чертой (так, чтобы ее можно было прочитать), рядом делается правильная запись с указанием времени ее внесения и ставится подпись лица, сделавшего

исправление;

- запрещается делать записи на полях и между строк. Пропущенные незаполненные строки прочеркиваются «зигзагом»;
- записи о заземлении (разземлении) оборудования или ВЛ должны быть подчеркнуты красным (зеленым) цветом;
- запрещается делать записи, не имеющие прямого отношения к оперативному обслуживанию электроустановок;
- при приемке смены в дневное время оперативный персонал докладывает диспетчеру энергоснабжения о приемке смены и состоянии электрооборудования.

Порядок заполнения журнала

При сдаче (приемке) смены в оперативном журнале указываются:

- время начала (конца) дежурства;
- фамилия и инициалы старшего дежурного и дежурного;
- сведения об отклонении схемы электроснабжения от нормальной на момент приемки смены;
- информация о состоянии всех агрегатов (в работе, в резерве или в ремонте);
- места установки переносных заземлений (с их номерами) и места включения заземляющих ножей;
- информация о работах, выполняемых на электрооборудовании по нарядам и распоряжениям в момент передачи смены;
- указания вышестоящего технического персонала по оперативной работе, передаваемые по смене;
- данные о наличии инвентаря и защитных средств, передаваемых по смене;

– суммарное количество заземлений, установленных в электроустановке.

При нарушениях в работе оборудования и аварийных отключениях в оперативном журнале указываются:

- внешние признаки повреждения;
- данные о том, какие выключатели срабатывали при работе схем релейной защиты и автоматики;
- данные о том, какие указательные реле срабатывали при аварии на всех присоединениях, даже если они не имеют прямого отношения к случившемуся;
- действия, предпринятых дежурным по ликвидации последствий нарушения в работе электроустановки (отключение для снижения нагрузки, включение резервного оборудования и др.);
- состояние электросхемы в установившемся режиме срабатывания защит и автоматики и производства необходимых переключений;
- краткое содержание оперативных переговоров, которые велись во время нарушения в работе электроустановки и в процессе восстановления электроснабжения;
- содержание всех распоряжений, которые оперативный дежурный принял или дал сам, с указанием фамилий и должностей лиц, давших или получивших распоряжение;
- доклады о выполнении распоряжений и сообщения, принятые оперативным дежурным.

Все записи, касающиеся нарушения в работе электроустановки, должны производиться непосредственно после выполнения дежурным необходимых переключений и других действий, направленных на восстановление нормальной работы оборудования.

При производстве оперативных переключений в журнале отражаются:

- причины проводимых переключений или фамилия и должность лица, давшего распоряжение о переключении;
- последовательность проводимых простых переключений с отметкой о снятии и установке заземления;
- при производстве сложного переключения – время начала переключения, номер бланка, по которому оно производится, должность и фамилия контролирующего лица.

При производстве оперативных переключений по бланку о снятии и установке заземлений в оперативном журнале делаются отдельные записи.

В процессе дежурства в журнал вносятся сведения:

- о проводимых осмотрах оборудования и выявленных недостатках;
- о работах, выполняемых оперативным персоналом в порядке текущей эксплуатации;
- об оперативных переговорах (краткое содержание);
- о работах, выполняемых ремонтным персоналом по нарядам и распоряжениям.

При оформлении допуска к работам по наряду в оперативном журнале делаются записи:

- о переключениях по выводу оборудования в ремонт;
- об установке заземлений;
- о допуске к работе по наряду.

При этом указываются: лицо, выдавшее наряд; время и номер наряда; фамилия, инициалы, квалификационная группа ответственного руководителя и производителя работ, а также членов бригады; установка и присоединение, на которых производятся работы, и основные работы, выполняемые по наряду.

После завершения работ по наряду в оперативном журнале делается запись об их окончании, закрытии наряда

и удалении людей с места работ. Отдельно указываются данные о снятии заземлений и выполненных переключениях по вводу оборудования в работу.

При производстве работ по распоряжению запись о распоряжении вносится в оперативный журнал лицом, отдавшим это распоряжение, или оперативным персоналом по его указанию, принятому непосредственно или по телефону. Если распоряжение отдается самим оперативным персоналом, оно также записывается в оперативный журнал.

В оперативном журнале при этом должно быть указано, кем отдано распоряжение, содержание и место работ, категория производства работ в отношении мер безопасности, перечень технических и организационных мероприятий по обеспечению безопасного выполнения работ, время выполнения работ, фамилия, инициалы, квалификационная группа производителя работ (наблюдающего) и членов бригады.

До начала работы производитель работ принимает рабочее место и делает запись в оперативном журнале о принятии



распоряжения с указанием времени начала работ за своей подписью и подписью оперативного дежурного.

По окончании работы производитель работ совместно с лицом из числа оперативного персонала выводит с места работ бригаду и проверяет рабочее место, после чего окончание работ оформляется в оперативном журнале подписями оперативного дежурного и производителя работ. Далее записью в журнале оформляется сообщение об окончании работ лицу, отдавшему распоряжение.

Список литературы

1. Инструкция по ведению оперативных переговоров и записей в ОЭС Республики Беларусь: СТП 09110.20.522-07. – Введ. 01.01.08. – Минск: РУП «БелТЭИ»; ГПО «Белэнерго», 2007. – 30 с.
2. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ТКП 181-2009(02230). – Введ. 01.09.09. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2009. – 533 с.
3. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок: ТКП 427-2012(02230). – Введ. 01.03.13. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2012. – 148 с.

**Ю.В. Катко, начальник Слонимской РЭИ
Волковысского МРО филиала «Энергонadzор»
РУП «Гродноэнерго»**

ЭНЕРГОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ И ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ЕЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ

В 2016 году Республика Беларусь ратифицировала Парижское соглашение и вошла в группу 60 стран, официально взявших на себя международные обязательства по сокращению выбросов парниковых газов. В статье автор анализирует мировой опыт в области обеспечения энергоэкологической безопасности и ее состояние в Республике Беларусь, а также рассматривает актуальные проблемы охраны окружающей среды и изменения климата, которые в настоящее время имеют не только технико-экономическое, но и социальное значение.



В.И. РУСАН,
д.т.н., профессор БГАТУ

В 2006 году по итогам саммита руководителей стран «Большой восьмерки» (G8) в г. Санкт-Петербурге был принят документ «Глобальная безопасность в мире», которым перед международным сообществом были поставлены три взаимосвязанные задачи – обеспечить энергетическую безопасность, экономический рост и экологическую безопасность («3 Э»). Участники саммита заявили о своем намерении укреплять глобальную энергетическую безопасность по следующим направлениям:

- повышение прозрачности, предсказуемости и стабильности глобальных энергетических рынков;
- улучшение инвестиционного климата в энергетическом секторе;
- повышение энергоэффективности и энергосбережения;
- диверсификация видов энергии;
- обеспечение физической безопасности жизненно важной энергетической инфраструктуры;
- сокращение масштабов энергетической бедности;
- решение проблем изменения климата и устойчивого развития.

Отдельные аспекты энергоэкологической безопасности

Мировой опыт показывает, что затраты на энергообеспечение непрерывно растут. Это обусловлено не только увеличением стоимости топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), но и все возрастающими затратами на охрану окружающей среды. Большинство промышленно развитых стран уже подошло

к тому рубежу, когда с дальнейшим ростом производства энергии издержки начинают превышать прибыль и главными лимитирующими факторами становятся вопросы экологии, связанные с улавливанием и очисткой вредных выбросов. Тепловое загрязнение планеты, парниковый эффект, кислородное голодание, негативное влияние на здоровье граждан – далеко не полный перечень проблем, которыми расплачивается человечество за предоставляемый цивилизацией комфорт. При этом способность окружающей среды поглощать вредные выбросы, обусловленные функционированием энергетики и других отраслей народного хозяйства, ограничена.

Роль экологического фактора в энергетике возрастает по мере увеличения энергопотребления, которое вызвано ростом населения Земли. По данным Еврокомиссии, за 20 лет – с 1995 по 2015 год – мировое потребление всех видов энергоресурсов увеличилось в 1,5 раза, в том числе потребление нефти и нефтепродуктов – в 1,3 раза, твердого ископаемого топлива – в 1,8 раза, природного газа и возобновляемых источников энергии – в 1,6 раза. Согласно прогнозу экспертов, потребление первичной энергии в мире в дальнейшем будет расти в среднем на 1,6 % в год и к 2030 году суммарно увеличится на 36 % по сравнению с 2011 годом.

Следует отметить, что по вкладу в загрязнение окружающей среды деятельность топливно-энергетического комплекса конкурирует с автомобильным транспортом и промышленными предприятиями и является одним из катали-

заторов глобального потепления. Пути сдерживания глобального потепления были намечены Парижским соглашением, подписанным по итогам климатического саммита в Париже в 2015 году. Документом, в частности, предусмотрены отказ в перспективе от ископаемых видов топлива и развитие низкоуглеродной и возобновляемой энергетики.

Возобновляемая энергия в XXI веке, несомненно, является важной составляющей энергетики, а ее эффективное использование – одно из направлений устойчивого энергообеспечения различных стран мира. Экономически обоснованный потенциал возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мире в настоящее время оценивается более чем в 200 млрд т у.т. в год, что минимум вдвое превышает годовой объем добычи всех видов ископаемого топлива. Основное преимущество ВИЭ – неисчерпаемость и экологическая чистота.

Мировой опыт развития возобновляемой энергетики

Потенциал ВИЭ широко используется в различных странах мира с целью обеспечения их энергетической безопасности. Мировым энергетическим советом (МИРЭС) это понятие определяется следующим образом: «Энергетическая безопасность или безопасность энергоснабжения выражается в уверенности



в том, что энергия будет иметься в наличии в том количестве и того качества, которые необходимы при данных экономических условиях». В настоящее время энергетическая безопасность является весьма актуальной проблемой на различных уровнях: государственном, региональном и местном, как и важнейшей составляющей экологической, экономической и национальной безопасности.

Основными направлениями обеспечения энергетической безопасности любого государства в мире являются:

- повышение энергетической независимости за счет увеличения доли собственных энергоресурсов в общем энергопотреблении государства;
- диверсификация энергоресурсов и их поставок;
- повышение надежности энергообеспечения потребителей;
- повышение энергоэффективности экономики государства.

Экологическая безопасность – это состояние защищенности окружающей среды, жизни и здоровья граждан от возможного вредного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера.

Распределенное производство электроэнергии на основе ВИЭ имеет ряд преимуществ перед централизованным: повышается надежность электроснабжения объектов, снижаются потери в сетях и перетоки реактивной мощности, исключается необходимость в реконструкции и строительстве электросетевой инфраструктуры (воздушных и кабельных ЛЭП,

распределительных и трансформаторных подстанций и др.).

Кроме того, производство электроэнергии с использованием ВИЭ увеличивает долю «зеленой» электроэнергии в общем энергопотреблении, что, в свою очередь, является одним из основных путей повышения энергоэффективности экономики. Следует также отметить, что разнообразие ВИЭ способствует диверсификации использования энергоресурсов.

Эти возможности возобновляемой энергетики послужили основанием для ее бурного развития за рубежом. В 2006 году Еврокомиссия в Зеленой книге сформулировала ключевые задачи энергетической стратегии ЕС – выполнение плана «20-20-20». Документ предусматривал к 2020 году снижение объемов выбросов углекислого газа в атмосферу странами ЕС на 20 %, повышение доли ВИЭ в общей структуре энергопотребления на 20 % и сокращение общих энергозатрат по сравнению с 1999 годом на 20 %. Планировалось, что к 2030 году доля ВИЭ в общем объеме энергопотребления достигнет 30 %. Для координации работ в этой области в 2009 году было организовано Международное агентство по возобновляемой энергии (IRENA).

В январе 2014 года Европейская комиссия опубликовала новую программу стратегии ЕС в области энергетики и борьбы с изменением климата до 2030 года, в рамках которой планируется достижение трех основных целей:

- сократить выбросы парниковых газов на 40 % по сравнению с 1990 годом;

- увеличить долю возобновляемой энергетики в структуре энергопотребления как минимум на 27 % по сравнению с 1990 годом;

- возобновить деятельность, направленную на повышение энергоэффективности, разработать и внедрить новые показатели и внести необходимые изменения в систему управления в целях обеспечения конкурентоспособности и безопасности энергетической системы ЕС.

Евросоюз также выдвинул задачу сокращения выбросов парниковых газов на 80–95% по сравнению с уровнем 1990 года к 2050 году.

По данным Bloomberg New Energy Finance, 2015 год стал рекордным для возобновляемой энергетики как по объему инвестиций, так и по показателям построенных мощностей в ветровой (64 ГВт) и солнечной энергетике (5 ГВт). В этот период совокупная установленная мощность ветровых электростанций в мире превзошла мощность атомных. В ЕС и США ветроэнергетика заняла первое место по объему введенных мощностей среди всех типов генерации. В Дании она покрыла 42 % потребности в электроэнергии (в 2014 году этот показатель составлял 39,1 %). В Германии возобновляемая энергетика обеспечила 32,5 % потребления электроэнергии (против 27,3 % в 2014 году).

В настоящее время около 160 стран приняли и реализуют программы развития ВИЭ. С 1990 по 2013 год в странах ЕС производство первичной энергии на основе ВИЭ в целом увеличилось

на 170 %, а электроэнергии – почти на 180 %, благодаря чему только в этот период доля ВИЭ в конечном потреблении энергии выросла почти вдвое – с 8,3 % до 15 %. При этом уже к середине 2015 года три государства ЕС (Болгария, Швеция, Эстония) достигли рубежа, определенного планом «20-20-20», а еще три (Италия, Литва и Румыния) подошли к нему вплотную.

Быстрый рост возобновляемой энергетики и увеличение доли «зеленой» энергии в структуре производства и потребления энергии стали закономерным результатом еще более стремительных темпов роста инвестиций в эту сферу. Достаточно сказать, что с 2004 по 2015 год они выросли в мире более чем в пять раз. Если в 2004 году инвестиции в ВИЭ составляли \$ 62 млрд, то сегодня они достигли порядка \$ 300–350 млрд.

Развитие возобновляемой энергетики в Беларуси

В основе энергетической и экологической безопасности Республики Беларусь лежат положения Национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития Республики Беларусь на период до 2030 года, а также концепций энергетической безопасности страны и охраны окружающей среды.

Беларусь принадлежит к числу стран, которые рассматривают развитие возобновляемой энергетики как один из главных факторов обеспечения энергетической безопасности, повышения энергетической независимости и энергетической эффективности. В республике создана нормативно-правовая база для развития возобновляемых источников энергии. Это Закон Республики Беларусь «Об энергосбережении», Закон Республики Беларусь «О возобновляемых источниках энергии», Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников, Республиканская программа энергосбережения и ряд других документов. Также Беларусь ратифицировала Парижское соглашение по климату, реализовать которое планируется в том числе и за счет увеличения использования возобновляемых источников энергии.

Согласно официальным данным, в 2015 году доля электроэнергии, выработанной с использованием ВИЭ, составила в республике 0,8 % от общего объема генерации. Вместе с тем доля ВИЭ в топливно-энергетическом балансе составляет 5,5 %.

Важная роль в развитии возобновляемой энергетики в Беларуси отводится созданной в 2009 году ассоциации «Возобновляемая энергетика» (АВЭ), главным предметом деятельности которой является формирование экономической, социальной и научно-технической политики по использованию ВИЭ в различных областях экономики страны. Согласно данным ассоциации, по состоянию на 2016 год в Беларуси эксплуатировались:

- более 3000 теплоисточников на местных видах топлива суммарной мощностью около 5400 ГВт;
- 51 гидроэлектростанция общей мощностью 34,611 МВт;
- 20 фотоэлектрических станций суммарной электрической мощностью около 20 МВт;
- 16 биогазовых комплексов суммарной электрической мощностью около 22,37 МВт;
- 110 тепловых насосов суммарной тепловой мощностью около 10 МВт;
- 224 гелиоводонагревателя суммарной тепловой мощностью около 2381,45 МВт;
- 47 ветроэнергетических установок общей мощностью около 26 МВт.

Данные приведены без учета энергоустановок на основе ВИЭ, эксплуатируемых в частном секторе экономики страны: загородных домах граждан, агроусадебках, дачах и др.

К 2020 году в области возобновляемой энергетики Беларуси поставлена задача увеличить долю ВИЭ в валовом потреблении топливно-энергетических ресурсов с 5,5 % до 6 %, долю местных видов топлива – с 14,2 % до 16 %, что позволит снизить объем вредных выбросов в атмосферу и, соответственно, повысить экологическую безопасность страны.

Заключение

Опыт эксплуатации объектов возобновляемой энергетики показывает, что использование ВИЭ является перспективным направлением обеспечения энергетической и экологической безопасности страны. Учитывая тенденции развития возобновляемой энергетики в мире, предлагаем продолжить совершенствование законодательства в сфере ВИЭ и государственно-частного партнерства, что позволит активизировать привлечение инвесторов в сферу возобновляемой энергетики, будет способствовать повышению прозрачности их деятельности и решению глобальных проблем устойчивого раз-

вития страны. Для решения этой задачи считаем необходимым:

- обеспечить долгосрочные гарантии для инвесторов путем фиксирования стимулирующих тарифов на весь период поддержки и развития ВИЭ;
- определить обоснованные стимулирующие тарифы и технико-экономический потенциал внедрения ВИЭ в регионах республики;
- расширить структуру стимулирующих коэффициентов с учетом мощности и видов энергоустановок;
- предусмотреть возможность введения налоговых льгот для юридических и физических лиц, чья деятельность связана с разработками и внедрением ВИЭ-технологий и др.

Также для дальнейшего эффективного развития ВИЭ необходимо решить ряд следующих актуальных проблем:

- обеспечить реальную государственную поддержку масштабных научных разработок в области возобновляемой энергетики на основе отечественного научного и производственного потенциала;
- больше внимание уделять внедрению в практику наукоемких технологий использования ВИЭ;
- рассматривать разработку единой нормативно-правовой базы развития возобновляемой энергетики ЕАЭС и СНГ в качестве одной из первоочередных задач;
- обеспечить дальнейшее развитие возобновляемой энергетики на основе взаимовыгодного партнерства государства и частного бизнеса;
- создать стройную систему подготовки и повышения квалификации кадров, способных эффективно использовать потенциал ВИЭ.

По нашему мнению, необходимо разработать комплексную государственную программу, которая объединит мероприятия по нормативному обеспечению, проектированию, производству оборудования, его продвижению на рынках и, главное, по тарифному стимулированию внедрения генерирующих установок на основе ВИЭ.

Список литературы:

1. Русан, В.И. Возобновляемая энергетика и энергетическая безопасность / В.И. Русан, Ю.С. Почанин, В.Н. Нистюк. – Минск: Энергопресс, 2014. – 465 с.
2. Русан, В.И. Энергетика и экологическая безопасность / В.И. Русан, Ю.С. Почанин, В.Н. Нистюк. – Минск: Энергопресс, 2016. – 439 с.

ЗАВЕРШИЛСЯ XXII БЕЛОРУССКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ



10 октября Футбольный манеж открыл двери для участников и гостей XXII Белорусского энергетического и экологического форума, проводимого по инициативе Министерства энергетики. Основными тематическими направлениями форума стали обеспечение надежного электро- и теплоснабжения потребителей, повышение энергетической независимости республики, эффективное использование энергоресурсов, развитие атомной энергетики, возобновляемых источников энергии, защита окружающей среды.

Открыл форум заместитель Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко. Ключевой темой его приветственного слова стали вопросы функционирования белорусского энергетического сектора. Он констатировал, что благодаря систематическому обновлению основных фондов, в том числе введению новых генерирующих мощностей, за последние годы достигнут существенный прогресс в развитии белорусской энергетики. По итогам прошлого года уровень износа основных производственных фондов Белорусской энергосистемы составил 40 %. «Занимаясь строительством атомной станции, новых тепловых станций, вопросами экономики, мы не забываем об экологии», – отметил заместитель Премьер-министра. Он констатировал, что в республике уже введены в эксплуатацию 3 крупные гидроэлектростанции, осуществляется строительство солнечных и ветроэлектростанций, станций на местных видах топлива, например на торфе и отходах

древесины. Перед энергетиками стоит задача к 2020 году повысить долю возобновляемых источников в выработке электроэнергии не менее чем до 17 %.

В развитие темы повышения энергетической независимости Беларуси Министр энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчик на торжественной церемонии открытия форума заявил, что сегодня потребители не испытывают недостатка в электрической и тепловой энергии, нет перебоев снабжения природным и сжиженным газом, при этом Беларусь выступает надежным партнером в области транзита энергетических ресурсов, является активным участником проектов по снижению выбросов на энергетических объектах и достигла самых высоких на постсоветском пространстве показателей в области рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

В церемонии открытия также приняли участие Министр природных ресурсов

и охраны окружающей среды А.П. Худык, первый заместитель Министра промышленности Г.Б. Свидерский, председатель Государственного комитета по стандартизации В.В. Назаренко, председатель Государственного комитета по науке и технологиям А.Г. Шумилин, заместитель председателя Постоянной комиссии по промышленности, топливно-энергетическому комплексу, транспорту и связи Палаты Представителей Национального собрания П.А. Соловьев.

В рамках Белорусского энергетического и экологического форума состоялась XXII Международная специализированная выставка «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo), в которой приняли участие около 300 организаций из 16 стран мира (Беларусь, Россия, Украина, Литва, Латвия, Эстония, Польша, Австрия, Германия, Франция, Италия, Чехия, Швейцария, Финляндия, Китай, США). Экспоненты продемонстрировали современное



Григоренко Г.В.,
директор филиала «Белэлектроремонт» ОАО «Белэнергоремналадка»

Ежегодно Белорусский энергетический и экологический форум позволяет нам заключать перспективные контракты и договоренности о сотрудничестве, но этот год примечателен еще и тем, что наше предприятие отмечает 60-летний юбилей. И это хорошо, что есть такая представительная площадка, где можно продемонстрировать наши достижения. Думаю, что это важно не только для нас, но и для других участников и гостей выставки, ведь далеко не все организации владеют передовыми технологиями, которые мы здесь представляем.

оборудование и технологии для производства и распределения электрической и тепловой энергии, автоматизированные системы, энерго- и ресурсосберегающие технологии, технологии для нефтехимической отрасли, светотехническую продукцию и др.

Достижения предприятий энергетического сектора республики были представлены на **коллективном стенде Министерства энергетики Республики Беларусь**, разработчиком и организатором которого выступил Информационно-издательский центр ОАО «Экономэнерго». В коллективной экспозиции свои достижения продемонстрировали государственные производственные объединения «Белэнерго» и «Белтопгаз», а также РУП «Белорусская атомная электростанция».

Информационным акцентом стенда стала видеостена, на которой в режиме нон-стоп демонстрировались видеofilмы о развитии Белорусской энергосистемы, ходе строительства крупнейшей гидроэлектростанции республики, ветропарка в Гродненской области, линий электропередачи 330 кВ, а также о сооружении БелАЭС и добыче торфа.

Посетители стенда смогли ознакомиться с проспектами и брошюрами, посвященными деятельности ГПО «Белэнерго», ГПО «Белтопгаз», научно-исследовательских и проектных институтов отрасли, свежими номерами журнала «Энергетическая стратегия», который является генеральным информационным партнером форума.

Совместно с пресс-службами Минэнерго и ГПО «Белэнерго» была организована фотозона «Энергобезопасность глазами детей». Дизайнеры Информаци-

онно-издательского центра оформили стеновые панели рисунками детей – победителей конкурсов по энергобезопасности. С целью пропаганды безопасного образа жизни среди подрастающего поколения на стенде Минэнерго, а также в фотозоне распространились листовки по электробезопасности РУП «Минскэнерго».

Свой производственный потенциал продемонстрировали на выставке и другие отраслевые организации: ОАО «Белэнергоремналадка», ОАО «Белэлектромонтажналадка», филиал «Завод Энергооборудование» ОАО «Белсельэлектросетстрой», ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», филиалы «Речицкие электрические сети», «Энергонадзор» и «Энергосбыт» РУП «Гомельэнерго», филиалы «Энергоремонт» и «Инженерный центр» РУП «Могилевэнерго», РУП «Белгазтехника», ГП «НИИ Белгипротопгаз», ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры» и ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ».

Деловая программа форума включала свыше 20 тематических мероприятий: пленарное заседание, конференции, семинары, круглые столы, презентации, которые стали площадкой для обсуждения вопросов обеспечения энергетической безопасности, развития ядерной и возобновляемой энергетики, формирования «зеленой» экономики и др.



нары, круглые столы, презентации, которые стали площадкой для обсуждения вопросов обеспечения энергетической безопасности, развития ядерной и возобновляемой энергетики, формирования «зеленой» экономики и др.

Центральным мероприятием форума традиционно стало **пленарное заседание «Энергетическая безопасность. Вызовы и пути решения в современных условиях развития экономики»**. Заседание открылось докладом Министра энергетики Республики Беларусь В.Н. Потупчика о перспективах развития Белорусской энергосистемы. Министр, в частности, сказал, что планомерно проводимая

Брискин Ю.М.,
директор филиала «Инженерный центр» РУП «Могилевэнерго»

Участие в Белорусском энергетическом и экологическом форуме дало уникальную возможность представить нашу разработку – систему контроля доступа на энергетические объекты (ТП, КТП). Открылась перспектива наладить сотрудничество с новыми деловыми партнерами и заключить контракты на поставку нашей продукции. Для нас очень важно иметь такой шанс показать себя. Кроме того, выставка стимулирует не останавливаться на достигнутом, постоянно расти и развиваться. Мы планируем принять участие в выставке и в следующем году, чтобы представить новые разработки для Белорусской энергосистемы и не только.



**Объединенный стенд
Министерства энергетики
Республики Беларусь**



в ходе заседаний круглых столов «Перспективы развития ядерной энергетики: аспекты безопасности, экологии, экономики и устойчивого развития» и «Перспективы и проблемы развития электромобильного транспорта».

В рамках форума более 30 журналистов информационных агентств, радио, печатных изданий из Беларуси, Литвы, Польши, России, Чехии, Франции и других стран посетили стройплощадку Белорусской атомной электростанции и город энергетиков Островец в Гродненской области. Пресс-тур был организован Министерством энергетики совместно с Госкорпорацией «Росатом». По завершении мероприятия состоялась пресс-конференция, в ходе которой журналисты получили ответы на интересующие их вопросы.

За время проведения форума с выставочными экспозициями ознакомились более 10 тыс. посетителей: специалисты, научные сотрудники, студенты и учащиеся, зарубежные гости и другие представители общественности. В мероприятиях конгресса приняли участие около 1800 отечественных и зарубежных экспертов и профессионалов в сфере энергетики, экологии, энергосбережения и смежных отраслей. Как отметил Министр энергетики В.Н. Потупчик, за 22 года Белорусский энергетический и экологический форум стал широко известной,

в рамках реализации двух государственных программ масштабная модернизация объектов энергетики достигла запланированных результатов. За последние 5 лет удельный расход топлива на отпуск электроэнергии снизился на 40 г у.т./кВт·ч и по состоянию на сегодняшний день составил 225 г у.т./кВт·ч. Почти в полтора раза уменьшилась себестоимость 1 кВт·ч, что позволило снизить тарифы для потребителей реального сектора экономики. Он также отметил, что работа по модернизации отрасли продолжается и сегодня. Особое внимание уделяется самому инновационному и масштабному проекту, который осуществляется в партнерстве с Российской Федерацией, – сооружению атомной электростанции, а также ее интеграции в Белорусскую энергосистему.

В ходе заседания обсуждались также вопросы энергетической безопасности республики, роль технического регулирования в ее обеспечении, инновационная политика в сфере энергетики и энергосбережения, аспекты государственной экологической политики и другие актуальные темы.

Значительную аудиторию специалистов в области информатизации собрала **Международная научно-практическая конференция «Стратегия циф-**

ровой трансформации энергетического и нефтехимического комплекса Республики Беларусь». В рамках конференции прошло заседание круглого стола «Состояние и перспективы информатизации энергетического и нефтехимического комплекса Республики Беларусь», участники

которого обсудили проблемы и перспективы информатизации электроэнергетики Беларуси, цифровой трансформации нефтегазового и энергетического секторов, внедрения автоматизации в распределительных сетях в качестве элемента для перехода к технологии Smart Grid. Заинтересованный разговор состоялся также

популярной у специалистов и экспертов международной и межотраслевой площадкой, что подчеркивает значимость события как для энергетики республики, так и в целом для национальной экономики.

Зуева Е.М.,
начальник отдела маркетинга
и внешнеэкономической деятельности
«НИИ Белгипротопгаз»

Форум – уникальная площадка для расширения сотрудничества, обмена передовыми разработками в сфере энергетики и экологии. Мы ежегодно принимаем участие в специализированной выставке форума. В этом году на нашем стенде представлена инсталляция под лозунгом «Мы только начинаем», посвященная 30-летию юбилею предприятия. Также мы продемонстрировали в экспозиции и инновационные технологии в проектировании. Интерес к нашему стенду позволяет считать, что потенциал «НИИ Белгипротопгаз» по достоинству оценен как отечественными, так и зарубежными партнерами.



Алина ТОВМАСЯН

НОВЫЙ ЧЕЛОВЕК НА ПРЕДПРИЯТИИ. АДАПТАЦИЯ

В современном мире работодатель, принимая на работу нового специалиста, хотел бы сразу получить от него максимальную отдачу. При этом, как правило, не принимается во внимание тот факт, что каждый новый работник, вне зависимости от его трудового стажа, квалификации и профессионального уровня, нуждается в поддержке и должен пройти период адаптации.

Когда новый работник приступает к выполнению своих профессиональных обязанностей, он в любом случае проходит этап адаптации и в этот период может показывать не самые лучшие результаты в работе. Процесс адаптации у разных специалистов протекает по-разному: работники со стажем, сменившие несколько мест работы, приспосабливаются быстрее, молодые специалисты и специалисты, редко менявшие работу, – дольше. Большое влияние на процесс адаптации оказывают не только личностные особенности человека, но и правильно организованная работа по сопровождению этого процесса. Адаптация новых сотрудников является важным фактором формирования продуктивно работающего и сплоченного коллектива, а правильное введение в должность нового сотрудника одинаково значимо как для него, так и для предприятия.

Основные подходы к организации адаптационного процесса

Адаптацию персонала чаще всего определяют как управляемый процесс приспособления нового работника к предприятию, организационной культуре, коллективу, рабочему месту, требованиям, предъявляемым к работнику. От успешного прохождения процесса адаптации зависит дальнейшая карьера работника и, как следствие, успешность работы отдела, цеха и предприятия в целом.

При правильно организованной работе по сопровождению процесса адаптации новый сотрудник быстрее приспосабливается к условиям работы, улучшает свои показатели, легче усваивает должностные обязанности, что способствует

снижению дополнительных затрат. У него существенно снижается степень психологической напряженности и неопределенности, формируется позитивное отношение к работе, а также выстраиваются эффективные коммуникативные связи с коллегами по работе и руководством. Кроме того, грамотное сопровождение процесса адаптации является профилактикой текучести персонала и возможного



ухода нового сотрудника, в чем не заинтересован работодатель.

К организации адаптационного процесса каждой возрастной категории необходимо подходить индивидуально.

В работе с молодыми специалистами следует принимать во внимание недостаток у них практического опыта, высокую степень внутренней свободы, отсутствие стереотипов, мобильность. При этом важно делать акцент на дополнительном обучении, организации свободного времени, создании условий для участия в важных для предприятия проектах, а также на материальном стимулировании.

Сотрудники, перемещенные внутри организации, вне зависимости от возраста нуждаются в помощи для освоения профессиональных аспектов новой должности.



О.А. ГЛУШАКОВА,
начальник отдела
психологического
обеспечения персонала
Учебного центра
РУП «Минскэнерго»

У новичков в возрасте до 35 лет существует потребность в социализации и карьерном росте, после 35 лет – в ощущении сопричастности, общественной значимости. Работники этой возрастной категории наиболее ответственны.

При адаптации пожилых работников следует учитывать высокую потребность в общении и делать акцент на предыдущий опыт.

Адаптационный процесс протекает постепенно, и его можно условно разделить на несколько последовательных стадий.

На *стадии ознакомления* новый специалист от своего руководителя или наставника узнает о целях и задачах предприятия, знакомится с микроклиматом коллектива, его основными правилами.

Стадия приспособления может длиться от одного месяца до одного года. Данный период – самый важный в процессе адаптации, потому что в ходе его как у работодателя, так и у нового работника формируется окончательный вывод о правильности принятого решения.

Стадия ассимиляции, или идентификации, нового сотрудника с коллективом характеризуется полным привыканием к новым должностным обязанностям и коллегам по работе. В этот период работник уже полностью справляется со своими должностными обязанностями, может сам формулировать свои даль-

нейшие целевые установки и становится полноправным членом коллектива.

Стадия аттестации является завершающим по своему содержанию организационным этапом адаптации. Ее суть – в проведении итоговой оценки работы не только вновь принятого работника, но и наставника, а также других лиц и подразделений, имеющих отношение к данной процедуре.

Для более успешной адаптации нового сотрудника его руководителю, коллегам и службам в этот период необходимо приложить определенные усилия.

Функции руководителя структурного подразделения:

- знакомит сотрудника с должностными обязанностями через его должностную инструкцию и положение о подразделении;

- при необходимости (возможности) назначает наставника из числа ведущих специалистов подразделения и представляет его новому работнику;

- устанавливает обязанности и ответственность вновь принятого работника, информирует о требованиях к качеству выполняемой работы;

- представляет нового работника сотрудникам подразделения и другим специалистам организации.

Наставниками назначаются высококвалифицированные сотрудники предприятия. Они сопровождают деятельность нового работника во время всего периода адаптации, как правило, приравненного к испытательному сроку. Наставники заинтересованы в успешном введении нового сотрудника в должность, так как это является и критерием успешности их самих. Кроме того, они получают дополнительные бонусы за эту деятельность.

Функции наставника:

- информирует сотрудника о формах и принципах взаимодействия в режиме наставничества;

- указывает на возможные трудности и наиболее распространенные ошибки в работе;

- разъясняет структуру и функции подразделения, его организационное взаимодействие с другими подразделениями;

- знакомит с нормами организационной культуры, традициями, историей предприятия;

- оказывает помощь в профессиональной деятельности, выработке навыков и вхождении в систему внутренних и внешних коммуникаций.

К *функциям службы надежности* относятся участие в проведении организа-

ционно-ознакомительных мероприятий и проведение вводного инструктажа; к *функциям отдела кадров* – организация для работников предприятия семинаров, курсов и тренингов по различным вопросам адаптации, а также организация и проведение специальных тренинг-курсов для наставников.

Основная *функция коллег* – активное или пассивное участие в процессе адаптации новичка: они подсказывают, объясняют, акцентируют внимание нового сотрудника на основных моментах работы.

Процесс адаптации

Непосредственная деятельность по адаптации сотрудников включает три взаимосвязанных этапа. Рассмотрим их.

Первый этап – оценка уровня нового работника и разработка мероприятий по его адаптации. Как правило, уже в процессе предварительного собеседования проводится комплексная оценка нового работника, его профессиональной, квалификационной подготовки и личностных качеств. Адаптационные мероприятия, как правило, состоят из общей и специализированной адаптации.

Общая адаптация касается вопросов работы предприятия в целом и может включать следующие мероприятия:

- общее знакомство с предприятием, его историей, традициями, видами деятельности, целями, приоритетами, тенденциями развития;

- ознакомление с системой оплаты труда, в том числе работы в выходные дни и сверхурочной, применяемыми к работникам штрафными санкциями;

- информирование о социальных выплатах и льготах, дополнительном страховании, пособиях, социальной инфраструктуре предприятия;

- ознакомление с правилами охраны труда и техники безопасности, противопожарной безопасности и поведения в экстренных ситуациях;

- информирование о принципах кадровой политики и подбора персонала: назначения, перемещения, продвижения, увольнения.

Специализированная адаптация включает вопросы, связанные с конкретным подразделением и рабочим местом. Основная роль в ее осуществлении принадлежит руководителю структурного подразделения и наставникам из числа работников подразделения. Этот вид адаптации может включать следующие мероприятия:

- знакомство с функцией и структурой подразделения, взаимоотноше-

ниями внутри него и с другими подразделениями;

- детальное описание текущей работы и ожидаемых результатов, обязанностей и ответственности, критериев и методов оценки работы, продолжительности и графика рабочего времени, наличия перерывов в работе;

- изучение нормативной правовой документации, характерной для данного вида работы или подразделения;

- инструктаж по правилам техники безопасности на конкретном рабочем месте;

- информирование об организации питания, продолжительности перерывов для курения и телефонных разговоров личного характера в рабочее время.

В этот период важно разработать стратегию компенсации недостатков сотрудника, что позволит новичку более уверенно чувствовать себя.

Второй этап включает знакомство нового работника со своим рабочим местом, правилами поведения и предпринятием в целом. Новичок в ходе рабочей деятельности приспосабливается к своему статусу, начинает строить свои отношения с коллегами и руководителем. Происходит основная адаптация сотрудника. На этом этапе важна поддержка со стороны непосредственного руководителя и коллег по подразделению, их помощь в устранении возникающих проблем, поскольку в этот период возможны разочарования, замешательство, ощущение несовпадения ожиданий и реальности, взаимное непонимание с коллегами. Нарастание этих проблем повышает вероятность возникновения психосоматических заболеваний.

Третий этап – завершение адаптации сотрудника. Психологическое состояние гармонизируется, новичок чувствует себя более приспособленным и интегрированным в жизнь предприятия. Полная адаптация характеризуется стабильными результатами работы.

Полностью процесс адаптации охватывает 1–1,5 года, а иногда и больше.

Факторы, влияющие на эффективность адаптации

Адаптация всегда происходит в условиях влияния множества внутренних и внешних факторов, как организационных, так и личностных.

К *организационным факторам адаптации* можно отнести следующие:

внутренние:

- характер должностных обязанностей (степень их сложности и ознакомленности с ними работника);
- имеющиеся ресурсы для выполнения должностных обязанностей (временные, финансовые, материальные, информационные и т.д.);
- организационный регламент (график работы, ее интенсивность, система контроля и др.);
- стиль работы руководителя;
- характер взаимоотношений между сотрудниками, включая и руководителя;



- удобство рабочего места и предметов труда (размещение стола, наличие современных средств труда: компьютера, факса, телефона, интернета и др.);
- уровень материальных компенсаций и характер их выплат;
- наличие/отсутствие перспектив дальнейшего развития работника;
- характер трудовой дисциплины;
- качество поддержки со стороны руководства и наставника.

внешние:

- особенности горизонтальных коммуникаций с другими предприятиями;
- отношения с вышестоящими органами управления;
- ресурсное обеспечение деятельности предприятия;
- законодательное и нормативно-правовое обеспечение;
- возможности для работника найти место работы в других филиалах;
- транспортная доступность места трудовой деятельности.

Среди **личностных факторов адаптации** необходимо выделить следующие:

внутренние:

- особенности характера работника (степень уживчивости, дипломатичности, этичности, ответственности, порядочности и т.д.);
- уровень притязаний и характер целей;

- структура мотивации;
 - уровень общей культуры;
 - уровень профессиональной подготовки;
 - опыт работы в целом и в похожих должностях;
- внешние:**
- личное и семейное материальное благополучие;
 - семейные трудовые и другие традиции и ценности;

- сложившееся общественное мнение о работнике;
- конкретные характеристики с прежних мест работы;
- наличие примера и авторитета для подражания.

Процесс адаптации нового работника на предприятии всегда должен быть управляемым, это позволяет эффективнее включить работника в рабочий процесс.

Показатели успешной адаптации работника

Процесс адаптации можно считать успешным, если:

- выполнение должностных обязанностей не вызывает у сотрудника чувства напряжения, страха, неуверенности;
- работник получил необходимый для работы объем знаний и навыков;
- поведение нового работника соответствует установленным правилам внутреннего трудового распорядка;
- у нового сотрудника есть явное желание совершенствоваться в профессии, обучаться;
- новичок планирует дальнейший карьерный рост на данном предприятии;
- у нового работника установились дружеские связи с некоторыми членами коллектива и ровные отношения с другими сотрудниками.

Сотрудник, обладающий такими качествами, как коммуникабельность, способность быстро определить свое место в совместной деятельности и свою роль в коллективе, умение быть правильно понятым, самокритичность, знание своих слабых и сильных черт характера и способность учитывать их при организации работы, быстрее и успешнее других проходит процесс адаптации.

Указы Президента Республики Беларусь

► **Указ Президента Республики Беларусь от 05.10.2017 № 361**

«О создании учреждения»

Создано государственное научное техническое учреждение «Центр по ядерной и радиационной безопасности». Учреждение является государственной бюджетной организацией, подчиненной Министерству по чрезвычайным ситуациям.

Основными направлениями работы учреждения являются проведение научно обоснованного анализа ядерной и радиационной безопасности; изучение влияния различных факторов, в том числе природных и техногенных, на надежность строительных конструкций и компонентов объектов использования атомной энергии; научно обоснованный анализ рисков; проведение оценки эффективности радиационной защиты персонала, работающего с ядерными материалами и источниками ионизирующего излучения.

Указ вступил в силу 8 октября 2017 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16.08.2017 № 617**

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

Приведены в соответствие с Указом Президента Республики Беларусь от 06.04.2017 № 109 «Об изменении указов Президента Республики Беларусь по вопросам лизинговой деятельности» Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.10.2011 № 1394 и другие правовые акты.

В постановление № 1394 внесены, в частности, изменения, касающиеся включения в дополнение к предусмотренным ранее арендуемым помещениям, помещений, находящихся во временном владении и пользовании по договору финансовой аренды (лизинга):

- в определение «тариф на электрическую энергию (мощность)» включены категории «лизингодатель», «лизингополучатель»;

– определены срок и порядок уведомления абонентом электроснабжающей организации при сдаче в финансовую аренду (лизинг) зданий, сооружений, помещений с электроприемниками;

– указан порядок расчета за электрическую энергию для граждан, потребляющих электрическую энергию в находящемся во временном владении и пользовании по договору финансовой аренды (лизинга) капитальных строениях (зданиях, сооружениях), нежилых (встроенных, пристроенных) помещениях.

Постановление вступило в силу 9 октября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24.08.2017 № 641**

«Об индексации субсидируемых государством цен на газ природный и сжиженный, тарифов на электрическую энергию и тепловую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения для населения и внесении изменений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2013 г. № 1166»

Проиндексированы субсидируемые государством цены на газ природный и сжиженный, тарифы на электрическую энергию и тепловую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения для населения.

В частности, субсидируемый государством тариф на тепловую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения повышен с 15,672 2 руб. до 16,925 9 руб. за 1 Гкал; изложены в новой редакции цены на газ природный и сжиженный, а также тарифы на электрическую энергию.

Внесены изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30.12.2013 № 1166 «Об установлении для населения цен на газ, тарифов на электрическую и тепловую энергию, утверждении затрат на единицу оказываемых населению коммунальных услуг газо- и энергообеспечивающими организациями Министерства энергетики и признании утратившими силу некоторых постановлений Совета Министров Республики Беларусь и отдельных структурных элементов постановлений Совета Министров Республики Беларусь».

Постановление вступило в силу 1 сентября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 13.09.2017 № 686**

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

Признано утратившим силу постановление Совета Министров Республики Беларусь от 04.08.2015 № 658 «Об усилении контроля качества импортируемых строительных материалов и изделий».

Постановление вступило в силу 13 сентября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18.09.2017 № 700**

«Об утверждении Положения о республиканской комиссии по контролю за осуществлением расчетов за природный газ, электрическую и тепловую энергию и внесении изменений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 20 марта 2002 г. № 358»

Утверждено Положение о республиканской комиссии по контролю за осуществлением расчетов за природный газ, элект-

рическую и тепловую энергию. Расширены задачи комиссии. Изложен в новой редакции состав республиканской комиссии по контролю за осуществлением расчетов за природный газ, электрическую и тепловую энергию.

Постановление вступило в силу 22 сентября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28.09.2017 № 723**

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

Изложено в новой редакции приложение к постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 31.12.2010 № 1932 «Об установлении ставок вывозных таможенных пошлин в отношении нефти сырой и отдельных категорий товаров, выработанных из нефти, и признании утратившими силу некоторых постановлений Совета Министров Республики Беларусь».

Постановление вступило в силу 1 октября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 03.10.2017 № 742**

«О внесении дополнений и изменений в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18 февраля 2010 г. № 225»

Внесены дополнения и изменения в Концепцию развития теплоснабжения в Республике Беларусь на период до 2020 года, утвержденную постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18.02.2010 № 225.

В частности, установлены подходы к определению границ балансовой принадлежности тепловых сетей, изложены в новой редакции вопросы развития и модернизации систем теплоснабжения и энергоисточников, вопросы тарифной политики.

Постановление вступило в силу 7 октября 2017 года.

► **Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 09.10.2017 № 756**

«О ежегодных целевых показателях экспорта товаров в Европейский союз на 2018–2020 годы»

Установлены целевые показатели экспорта товаров в Европейский союз на 2018–2020 годы. Выполнение целевых показателей определено одним из показателей эффективности работы руководителей республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, облисполкомов и Минского горисполкома, других организаций.

Постановление вступило в силу 9 октября 2017 года.

Постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 20.07.2017 № 41**

«О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав государственного производственного объединения электро-

энергетики «Белэнерго», и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения»

Тарифы на электрическую энергию, производимую на территории Республики Беларусь из возобновляемых источников энергии юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», и индивидуальными предпринимателями и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения, устанавливаются на уровне тарифов на электрическую энергию для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА, установленных и проиндексированных на изменение курса белорусского рубля по отношению к доллару США в соответствии с постановлением Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 19.05.2017 № 26 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию» с применением коэффициентов.

Размеры коэффициентов установлены для:

– установок по использованию возобновляемых источников энергии, введенных в эксплуатацию до 20 мая 2015 года или создание которых осуществляется на основании заключенных и зарегистрированных в установленном порядке до указанной даты инвестиционных договоров (коэффициенты – от 0,45 до 2,7);

– установок вне зависимости от вида возобновляемых источников энергии, созданных исключительно для энергетического обеспечения хозяйственной деятельности юридических лиц и индивидуальных предпринимателей вне выделенных квот на создание установок и введенных в эксплуатацию после 20 августа 2015 года (коэффициенты – от 0,45 до 0,7);

– установок, введенных в эксплуатацию в период с 21 мая по 20 августа 2015 года либо созданных в пределах выделенных в 2015 году квот на создание установок и введенных в эксплуатацию в период с 21 августа 2015 года по 31 декабря 2018 года (коэффициенты – от 0,45 до 2,5);

– установок, созданных в пределах выделенных в 2016 году квот на создание установок и введенных в эксплуатацию в период с 1 января 2017 года по 31 декабря 2019 года (коэффициенты – от 0,45 до 2).

Постановление вступило в силу 9 августа 2017 года.

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 18.08.2017 № 43**

«О внесении изменения и дополнения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 20 июля 2017 г. № 41»

Внесены изменение и дополнение в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 20.07.2017 № 41 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения».

Установлены коэффициенты к тарифам:

– для установок вне зависимости от вида возобновляемых источников энергии, созданных исключительно для энергетического обеспечения хозяйственной деятельности юридических лиц и индивидуальных предпринимателей вне выделенных в установленном порядке квот на создание установок, введенных в эксплуатацию:

– в период с 21 августа 2015 года по 31 декабря 2017 года;

– с 1 января 2018 года;

– для установок, созданных в пределах выделенных в 2017 году квот на создание установок и введенных в эксплуатацию в период с 1 января 2018 г. по 31 декабря 2020 года.

Постановление вступило в силу 27 августа 2017 года.

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 28.08.2017 № 44**

«О внесении изменений в некоторые постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь»

Внесены изменения в следующие постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь:

– от 18.01.2017 № 5 «О ценах на природный газ»;

– от 18.01.2017 № 7 «Об установлении тарифов на тепловую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» организациям на уровне тарифов на тепловую энергию, отпускаемую населению»;

– от 27.02.2017 № 16 «Об установлении тарифов на электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» организациям на уровне тарифов на электрическую энергию, отпускаемую населению»;

– от 13.07.2017 № 38 «Об установлении тарифов на тепловую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» для отдельных организаций, и внесении изменения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 18 января 2017 г. № 7».

Изменения касаются цен на природный газ, а также тарифов на тепловую и электрическую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» населению и организациям. Постановление вступило в силу 1 сентября 2017 года.

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 28.08.2017 № 45**

«О тарифе на услугу по передаче и распределению электрической энергии»

Установлен тариф на услугу, оказываемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики ГПО «Белэнерго», по передаче и распределению электрической энергии, произведенной на территории Республики Беларусь юридическим лицом, не входящим в состав указанного объединения, и передаваемой обособленным (структурным) подразделениям производителя электрической энергии, находящимся в области (г. Минске), совпадающей с областью (г. Минском) – местом расположения энергоисточника производителя электрической энергии.

Постановление вступило в силу 6 сентября 2017 года.

► **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 08.09.2017 № 49**

«Об установлении тарифов на тепловую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» для отдельных органи-

заций, и внесении изменения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13 июля 2017 г. № 38»

Установлены тарифы на тепловую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики ГПО «Белэнерго» организациям, осуществляющим эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющим жилищно-коммунальные услуги, организациям застройщиков, товариществам собственников, а также организациям, имеющим в собственности, на праве хозяйственного ведения или оперативного управления жилье дома, в части использования тепловой энергии для оказания населению коммунальных услуг по горячему водоснабжению и теплоснабжению (отоплению).

Тариф в размере 16,591 руб. за 1 Гкал на тепловую энергию, отпускаемую республиканскими унитарными предприятиями электроэнергетики ГПО «Белэнерго» для отдельных организаций, установленный с 1 сентября 2017 года, исключен из постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13.07.2017 № 38.

Постановление вступило в силу 16 сентября 2017 года.

- ▶ **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 26.09.2017 № 50**

«О внесении изменения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 10 ноября 2016 г. № 37»

Постановлением Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 10.11.2016 № 37 «О предельных максимальных отпускных ценах на газы углеводородные сжиженные топливные» повышены цены на газы для коммунально-бытового потребления, предназначенные для реализации на территории Республики Беларусь.

Постановление вступило в силу 5 октября 2017 года.

Постановления Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

- ▶ **Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 27.07.2017 № 34**

«Об утверждении норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности»

Утверждены нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности, в том числе:

– нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Порядок выполнения модификаций на атомных электростанциях и оценки их безопасности»;

– нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Требования к функционированию системы учета и анализа эксплуатационного опыта атомных электростанций».

Постановление вступило в силу 1 сентября 2017 года.

- ▶ **Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 21.08.2017 № 38**

«Об утверждении норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Требования по категоризации аварийного планирования в случае ядерной или радиологической аварийной ситуации»

Утверждены нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Требования по категоризации аварийного планирования в случае ядерной или радиологической аварийной ситуации».

Постановление вступило в силу 2 октября 2017 года.

- ▶ **Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 12.10.2017 № 43**

«О некоторых вопросах обращения с радиоактивными отходами атомных электростанций»

Постановлением утверждены нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных электростанций».

Данные нормы и правила устанавливают требования к обеспечению безопасности, реализуемые при проектировании систем обращения с радиоактивными отходами (РАО), а также по безопасному обращению с РАО при эксплуатации атомных электростанций.

Постановление вступает в силу с 1 ноября 2017 года.

Совместные постановления республиканских органов государственного управления

- ▶ **Постановление Министерства лесного хозяйства Республики Беларусь, Министерства энергетики Республики Беларусь от 08.08.2017 № 16/28**

«Об утверждении Инструкции о порядке взаимодействия организаций, обслуживающих воздушные линии электропередачи, с юридическими лицами, ведущими лесное хозяйство, при проведении прочих рубок, связанных с рубками опасных в отношении воздушных линий электропередачи деревьев»

Документ принят в целях обеспечения надежной работы воздушных линий электропередачи, проходящих по землям энергетики, граничащим с землями лесного фонда, а также предотвращения случаев возгорания леса по причине падения деревьев на провода воздушных линий электропередачи.

Постановление вступило в силу 4 октября 2017 года.

- ▶ **Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь, Министерства энергетики Республики Беларусь от 08.09.2017 № 48/34**

«О внесении изменений в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 февраля 2017 г. № 15/6»

В Инструкции по определению групп потребителей электрической и тепловой энергии, по которым могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию, выделены в отдельные тарифные группы потребителей тепловой энергии организации, осуществляющие эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющие жилищно-коммунальные услуги, организации застройщиков, товарищества собственников, а также организации, имеющие в собственности, на праве хозяйственного ведения или оперативного управления жилье дома, в части использования тепловой энергии для оказания населению коммунальных услуг по горячему водоснабжению и теплоснабжению (отоплению).

Постановление вступило в силу 16 сентября 2017 года.

НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ КАБЕЛЕЙ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА ПЕРОКСИДНОЙ СШИВКИ

Комментарии к ТКП 611-2017 (33240)

Со 2 октября введен в действие технический кодекс установившейся практики 611-2017 (33240) «Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки» (ТКП 611). ТКП 611 распространяется на кабельные линии вновь сооружаемых и реконструируемых объектов энергетического строительства, выполненных с применением силовых кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки.



В.Ф. КУДРЯШОВ,
главный специалист
технического отдела
РУП «Белэнергосетьпроект»

Актуальность вопроса

Необходимость разработки ТКП 611 была обусловлена ростом производства силовых кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки (КСПЭ), широким их применением на объектах электросетевого строительства Республики Беларусь, а также отсутствием ТНПА в области технического нормирования и стандартизации по прокладке КСПЭ.

Ранее для всех типов кабелей работы по канализации электроэнергии регламентировались ПУЭ (6-е издание, раздел 2 «Канализация электроэнергии») и СНиП 3.05.06-85 (раздел 3, подраздел «Кабельные линии»). Однако положения этих документов морально устарели, не отвечают современным требованиям по сооружению КЛ и неприменимы для проектирования одножильных КСПЭ 6–110 кВ.

Основной целью ТКП 611 является повышение эффективности, надежности и безопасности строительства и эксплуатации электрических сетей напряжением 6–110 кВ, выполняемых с применением КСПЭ и имеющих технические характеристики, как правило, превосходящие технические характери-

стики кабелей (аналогов) с иным исполнением изоляции.

Новый технический кодекс регламентирует требования и нормы по сооружению КЛ с применением КСПЭ напряжением 6–110 кВ. Документ определяет классификацию и основные параметры КСПЭ, а также устанавливает нормативные требования к проектированию КЛ с их применением, в том числе:

- выбор КСПЭ в зависимости от места прокладки;
- применение КСПЭ в электрических системах с разными режимами работы сети;
- технико-эксплуатационные характеристики КСПЭ;
- выбор номинального сечения токопроводящей жилы (ТПЖ) и экрана;
- заземление КЛ;
- способы заземления экранов одножильных КСПЭ;
- защита от перенапряжений;
- область применения с учетом условий прокладки и конструкции;
- технологии, применяемые при прокладке КЛ;
- монтаж кабельной арматуры;
- электромагнитная совместимость.



И.И. ДУЛЬ,
инженер отдела
проектирования энергосистем

В технический кодекс в качестве приложений включены требования: по конструкции кабелей; контролю при их производстве и приемке; организации входного контроля качества кабельных изделий на объектах строительства; испытанию КЛ при вводе в эксплуатацию; проведению эксплуатации и технического обслуживания КЛ (с учетом диагностики и испытаний).

Требования к КСПЭ одножильного исполнения

КСПЭ преимущественно одножильного исполнения активно внедряются в Республике Беларусь и постепенно вытесняют кабели с бумажно-масляной пропитанной изоляцией (для кабелей среднего напряжения) и маслонаполненные кабели с бумажной изоляцией (для кабелей высокого напряжения). В связи с этим во введении к ТКП 611 приведены основные преимущества КСПЭ одножильного исполнения. К ним относятся:

- высокая надежность в эксплуатации (низкая удельная повреждаемость);
- гибкость и влагуустойчивость изоляции из сшитого полиэтилена;
- высокая электрическая прочность и низкие диэлектрические потери;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- стойкость оболочки и изоляции к агрессивным грунтам и блуждающим токам;
- высокая механическая прочность на разрыв и сжатие;
- высокая пропускная способность;
- возможность прокладки на сложных трассах;
- упрощение прокладки и монтажа за счет увеличения строительной длины (меньшее количество соединительных муфт);
- простота, технологичность и экологическая безопасность соединительных и концевых муфт;
- возможность прокладки КЛ при более низких температурах без предварительного подогрева;
- экологическая безопасность КСПЭ (отсутствие масла, битума, свинца).

Новым ТКП определены правила выбора одножильных КСПЭ, даны рекомендации по определению оптимального значения сечения экрана в зависимости от номинального сечения ТПЖ. В ТКП 611 в качестве типовых кабельных изделий приняты КСПЭ белорусского производителя (ПО «Энергокомплект»).

Технические характеристики КСПЭ других производителей не должны уступать характеристикам, приведенным в техническом кодексе.

Выбор конструкции КСПЭ, соответствующей режимам сети, должен производиться на этапе проектирования с применением международных стандартов. Согласно этим стандартам техническим кодексом принято разделение электрической системы напряжением 6–35 кВ на три категории: А, В и С – в зависимости от допустимой длительности существования режима однофазного замыкания на землю. В ТКП 611 даны рекомендации по выбору номинального напряжения одножильных КСПЭ для применения в сетях категорий А, В и С.

Классификация и технико-эксплуатационные характеристики

Кроме одножильных КСПЭ ТКП 611 устанавливает нормы для применения на объектах электросетевого строительства КСПЭ среднего напряжения в трехфазном исполнении и самонесущих кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СК).

В соответствии с международными стандартами кабельные линии классифицируются по напряжению. Если в ПУЭ 6-го издания такой градации не было, то ТКП 611 с учетом международных подходов различает КСПЭ среднего (6–35 кВ) и высокого (110 кВ) класса напряжения, а также устанавливает требования для КЛ каждого из классов.

Следует отметить, что практически вся кабельная продукция с изоляцией из сшитого полиэтилена среднего напряжения производится с учетом требований [1], на основании которого приняты классификация и условные обозначения, а КСПЭ высокого напряжения – в соответствии с действующими ТУ, разработанными ВНИИКП (г. Москва) и белорусскими изготовителями кабельной продукции.

В разделе «Основные технико-эксплуатационные характеристики» приводятся:

- электротехнические характеристики КСПЭ (значение тангенса угла диэлектрических потерь, уровень частичных разрядов);
- значения допустимых токов в ТПЖ и в экране (длительно допустимые токи, токи термической и электродинамической стойкости, допустимые перегрузки);

– условия эксплуатации КСПЭ (предельные значения температуры окружающей среды, длительно допустимая температура нагрева ТПЖ, допустимая температура ТПЖ в режиме перегрузки, предельно допустимая температура нагрева медного экрана КСПЭ при КЗ, продолжительность работы КСПЭ в режиме перегрузки, срок службы, гарантийный срок эксплуатации).

При выборе сечения ТПЖ и экранов КСПЭ следует обратить внимание не только на конструктивные особенности сооружаемой линии, но и на температурный режим работы изоляции, требования к которому являются ключевыми при расчете сечения ТПЖ и экрана. Например, в техническом кодексе указано, что длительно допустимая температура нагрева жил КСПЭ при эксплуатации не должна превышать 90 °С. Данное условие является определяющим при расчете значений допустимых токов в ТПЖ. Таким образом, расчет допустимого тока в жиле по своей сути является расчетом теплового режима работы изоляции кабеля. Однако в целях упрощения применяется методика расчета допустимых токов с помощью поправочных коэффициентов.

Заземление

Одним из наиболее важных и трудных этапов в проектировании КЛ с одножильными КСПЭ является выбор решения по их заземлению, в том числе определение способа заземления экранов и защиты от перенапряжения. Особое внимание при проектировании объектов кабельных сетей следует обратить на следующие требования ТКП 611 к заземляющим устройствам КЛ:

- а) напряжение промышленной частоты на экране КСПЭ относительно земли при нормальном режиме работы не должно превышать 100 В, при КЗ в сети – 5 кВ;
- б) напряжение на разомкнутом конце экрана относительно земли не должно превышать 25 В.

Известно, что для обеспечения структуры (равномерности) электрического поля, воздействующего на изоляцию одножильных КСПЭ, необходимо заземлять их металлические экраны. Техническим кодексом подробно рассмотрены (в том числе со схемными решениями) следующие способы заземления экранов одножильных КСПЭ:

основные:

- одностороннее заземление экрана;

- двустороннее заземление экрана;
- заземление с транспозицией экранов;

модификации:

- секционирование экранов;
- заземления экранов с двумя и более полными циклами транспозиции;
- секционирование экрана со «встречным расположением секций»;
- заземление экранов с неполным циклом транспозиции.

Соединение экранов фаз КСПЭ с контуром заземления (напрямую или с транспозицией) выполняют, как правило, через концевые и транспозитные коробки (КК и КТ), в которых при необходимости устанавливаются ограничители перенапряжения нелинейные (ОПН). КК и КТ, как правило, размещают в специальных колодцах, защищенных от проникновения посторонних лиц.

В ТКП 611 даны рекомендуемые области применения КСПЭ с учетом их конструкции (марки кабеля). Для КЛ, прокладываемых по трассам, проходящим в различных грунтах и условиях окружающей среды, выбор конструкции и сечения КСПЭ следует производить по участку с наиболее тяжелыми условиями. При значительной длине отдельных участков КЛ с различными условиями прокладки для каждого из них рекомендуется выбирать соответствующую конструкцию и сечение КСПЭ.

Требования к сооружению КЛ

В техническом кодексе подробно рассмотрены требования, касающиеся непосредственно сооружения КЛ.

При проектировании объектов кабельных сетей трассу КЛ следует выбирать такой, чтобы при прокладке КСПЭ не были превышены допустимое усилие тяжения и радиальное давление (на изгибах трассы). При этом следует учитывать способ прокладки и строительные длины кабелей. Таким образом, в новом ТКП приводится методика расчета механических усилий при прокладке КСПЭ с указанием минимально допустимых радиусов изгиба кабелей при прокладке одножильных (однофазных) и трехжильных (трехфазных) КСПЭ, а также самонесущего кабеля. Документом также определены требования к монтажу соединительных муфт и креплению КСПЭ.

Важным этапом проектирования КЛ с применением КСПЭ является выбор способа прокладки. Согласно ТКП 611 кабельные линии могут быть проложены

одним из следующих способов:

- в земле с применением одной из технологий бестраншейной прокладки: горизонтального направленного бурения (ГНБ), управляемого прокола или продавливания;
- в земле (траншее);
- в кабельных сооружениях, в том числе наземных, подземных проходных, подземных непроходных;
- в зданиях энергетических объектов и производственных помещениях;
- по опорам ВЛ с применением СК.

При бестраншейной прокладке КСПЭ преимущественным (основным) методом выполнения закрытых подземных переходов (ЗПП) является ГНБ. Широкое применение этого метода обусловлено отсутствием у КСПЭ (в отличие от кабелей с бумажно-масляной изоляцией и маслонаполненных) ограничений на перепад высот по трассе КЛ. Это позволяет не только поднимать КСПЭ на большую высоту над землей (опоры ВЛ), но и опускать их на большую глубину под землю (метод ГНБ). Метод ГНБ эффективно применяется для прокладки ЗПП при строительстве КЛ в условиях плотной городской застройки и наличия всевозможных преград (препятствий). Техническим кодексом рассмотрены требования по выполнению ЗПП через автомобильные и железные дороги (в документе даны соответствующие поясняющие рисунки).

Важным моментом при сооружении КЛ методом ГНБ является правильный выбор типа и конструкции труб, соответствующих условиям прокладки КСПЭ. В качестве основного типа исполнения труб технический кодекс определяет термостабильные полиэтиленовые (ПЭ) трубы низкого давления по [2]. Кроме того, при технико-экономическом обосновании допускается использование труб других типов исполнения, среди которых хотелось бы отметить многослойные термостойкие ПЭ-трубы типа «Протекторфлекс».

Прокладка КЛ непосредственно в земле (траншее) должна выполняться на глубине не менее 0,7 м для КСПЭ среднего напряжения до 20 кВ, не менее 1,0 м – для КСПЭ среднего напряжения 35 кВ и 1,5 м – для КСПЭ высокого напряжения 110 кВ.

Одножильные КСПЭ могут располагаться в траншее «треугольником», вплотную и в плоскости, с расстоянием между кабелями, как правило, равным диаметру проектируемого ка-

беля. Кабели, кроме расположенных треугольником, следует прокладывать так, чтобы вокруг них не было замкнутых металлических контуров из магнитных сплавов. Для защиты кабелей от механических повреждений применяются кирпич, железобетонные плиты или лента защитно-сигнальная.

ТКП 611 подробно рассматривает (с указанием минимально допустимых расстояний) вопросы пересечения и сближения (в том числе при параллельном следовании) КСПЭ с фундаментами зданий и сооружений, подземными инженерными сетями и различного рода препятствиями.

Для защиты прокладываемых в траншее КСПЭ при пересечениях и сближениях с различного рода препятствиями, а также с целью уменьшения допустимых расстояний (в стесненных условиях) должны использоваться полимерные, асбоцементные, керамические трубы или трубы из иного изоляционного немагнитного материала. Согласно СТБ ГОСТ Р 50838 в траншее рекомендовано применение термостабильных полиэтиленовых труб белорусского производства.

В техническом кодексе приведены требования к прокладке КЛ с КСПЭ в кабельных сооружениях (блоках, каналах, туннелях, галереях, эстакадах, камерах и т.д.), производственных помещениях и конструкциях, по специальным сооружениям (мостам, причалам, пирсам), а также к подводной прокладке.

Кабельные блоки (КБ), как правило, применяют в кабельных сетях до 10 кВ для прокладки КСПЭ напряжением 6–10 кВ в потоке других кабелей напряжением до 10 кВ (силовых, контрольных, управления, связи и т.д.) в условиях большой стесненности. В ТКП приведены минимально допустимые сближения и пересечения КБ с подземными коммуникациями и препятствиями. В качестве каналов КБ, как правило, применяют полиэтиленовые трубы диаметром 125, 140, 160 мм. В зависимости от механической нагрузки на блок определяют параметры ПЭ-трубы (размеры, SDR трубы и ее материал – ПЭ 100 или ПЭ 80).

Следует отметить, что при проектировании КЛ в кабельных сооружениях (этажах, туннелях, галереях, эстакадах, каналах, двойных полах) должны быть учтены введенные техническим кодексом требования к пожарной безопасности (в том числе значение предела

огнестойкости перегородок, перекрытий, несущих конструкций из железобетона и т.д.).

Отдельный раздел нового технического кодекса посвящен кабельной арматуре. На КЛ с КСПЭ применяют, как правило, кабельную арматуру (в том числе концевые и соединительные муфты), выполненную на основе термоусаживаемых полимерных материалов по технологии поперечно сшитых полимеров. В то же время, главным образом в пожароопасных местах строительства КЛ, допускается монтаж муфт с использованием технологии холодной усадки (усаживаемый материал – этиленпропиленовая резина или силикон).

При разработке проектов КЛ следует предусматривать применение кабельной арматуры, прошедшей оценку соответствия техническим требованиям. Конструкцию и тип кабельных муфт необходимо выбирать в зависимости от параметров КСПЭ (конструкция кабеля, номинальное напряжение, количество и сечение жил и т.д.), способа заземления экранов, климатического и механического воздействия, условий безопасности и способа прокладки.

На стадии проектирования КЛ высокого напряжения должны быть рассмотрены вопросы допустимости воздействующих напряжений и влияние магнитных полей на человека. В разделе «Электромагнитная совместимость» приводятся допустимое время пребывания рабочего персонала в зоне воздействия электромагнитного поля КЛ высокого напряжения и допустимая интенсивность магнитного поля частотой 50 Гц при воздействии на население.

Требования к качеству прокладки КСПЭ

Значительное место в ТКП 611 отведено требованиям к качеству выполнения полного комплекса работ по прокладке КСПЭ, в том числе при проектировании, производстве кабельных изделий на современном оборудовании, строительстве КЛ (с прокладкой КСПЭ и монтажом оборудования и арматуры), эксплуатации, техническом обслуживании, ремонтах, диагностике и т.д.

Очевидно, что преимущества одножильных КСПЭ, указанные выше, могут быть реализованы только при условии выполнения всех предусмотренных новым ТКП требований к качеству строительства КЛ. Что касается качества самих кабельных изделий и работ, про-

водимых на КЛ, то новый ТКП содержит:

- требования к применяемым материалам, конструкции и техническим характеристикам КСПЭ;
- рекомендации по контролю качества КСПЭ в процессе производства (дан рекомендуемый состав приемосдаточных, периодических и типовых испытаний);
- требования к проведению входного контроля;
- нормы по организации строительно-монтажных работ на КЛ (приведен перечень оборудования, приспособлений, инструментов и материалов, необходимых для прокладки КСПЭ одной строительной длины);
- требования к изготовлению и монтажу кабельной арматуры;
- рекомендации по проведению испытаний КЛ (в том числе при вводе в эксплуатацию);
- требования к эксплуатации и техническому обслуживанию КЛ (включая надзор за состоянием кабельных трасс, сооружений и КЛ, диагностику их технического состояния, определение мест повреждений КЛ, ремонт и техническое обслуживание КЛ);
- рекомендации по применению КСПЭ с учетом типа исполнения и класса пожарной опасности.

Следует отметить, что проведение испытаний одножильных КСПЭ имеет ряд отличительных особенностей, среди которых можно выделить практический запрет на испытание изоляции кабелей повышенным постоянным напряжением. Таким образом, ТКП 611 предусматривает следующие способы испытаний КСПЭ среднего напряжения:

- переменным напряжением $2U_0$ номинальной частотой 50 Гц в течение 60 мин;
- переменным напряжением U_0 номинальной частотой 50 Гц в течение 24 ч;
- переменным напряжением $3U_0$ номинальной частотой 0,1 Гц в течение 60 мин.

КСПЭ высокого напряжения испытывают либо переменным синусоидальным напряжением $2U_0$ (между ТПЖ и заземленным экраном), либо номинальным рабочим напряжением линии в течение 24 ч без нагрузок.

В настоящее время наиболее эффективным способом диагностики технического состояния КСПЭ и кабельной арматуры является метод неразрушающего контроля, по результатам которого принимается решение о продолжении эксплуатации КЛ, проведении ремонта

или замены кабеля.

Внедрение метода неразрушающего контроля силовых КЛ с использованием современного оборудования способствует повышению надежности электроснабжения потребителей главным образом за счет выявления и устранения дефектов в КСПЭ и арматуре на ранней стадии их развития.

Требования ТКП 611 предусматривают диагностику технического состояния КЛ, которая включает:

- измерение сопротивления изоляции КСПЭ;
- измерение уровня частичных разрядов с локализацией места их возникновения;
- диэлектрическую диагностику, а именно определение тангенса угла диэлектрических потерь и/или измерение тока утечки (релаксации);
- импульсную рефлектометрию;
- тепловизионный контроль контактных соединений.

Заключение

Разработанный ТКП 611-2017 (33240) «Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки» является новым техническим нормативным правовым актом Республики Беларусь, регламентирующим вопросы проектирования и строительства современных кабельных линий. Технический кодекс рекомендуется для применения проектными, строительно-монтажными и эксплуатационными организациями Республики Беларусь. Выполнение требований нового документа поможет избежать ошибок при проектировании и строительстве энергетических объектов с применением силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и будет способствовать повышению надежности кабельных сетей напряжением 6–110 кВ.

Список литературы

1. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия: ГОСТ Р 55025-2012. – Утвержден и введен в действие Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 декабря 2012 г. № 486.
2. Трубы из полиэтилена для газопровода. Технические условия: ГОСТ Р 50838-2009. – Утвержден и введен в действие Приказом Ростехрегулирования от 15.12.2009 № 1016-ст.

ПЕРЕСМОТРЕН ПОРЯДОК РАСЧЕТА ЭКОНОМИИ ТЭР

Комментарии к СТП 33240.09.300-17

С 1 сентября введен в действие стандарт СТП 33240.09.300-17 «Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях». Документ разработан и внесен РУП «БЕЛТЭИ», согласован Департаментом по энергоэффективности Госстандарта и Министерством энергетики Республики Беларусь.

В.И. ЩЕРБИЧ,
к.т.н., ведущий научный
сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»

Стандарт СТП 33240.09.300-17 «Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях» утвержден и введен в действие вместо стандарта СТП 09110.09.300-05 решением ГПО «Белэнерго» № 3324009300-17 от 7 августа 2017 года.

Пересмотр стандарта, введенного в действие в 2005 году, обусловлен тем, что за период с 2005 по 2016 год произошли существенные изменения в структуре основного оборудования ТЭС и котельных ГПО «Белэнерго». Так, на ряде котельных и ТЭС введены в действие новые технологии производства электро- и теплоэнергии с применением газотурбинных, парогазовых установок, газопоршневых агрегатов. На ряде котельных и мини-ТЭЦ котлы переводятся на сжигание местных видов топлива. В процессе интеграции БелАЭС в Белорусскую энергосистему на котельных и ТЭЦ устанавливаются электрические котлы. В тепло- и электроэнергетике внедряются новые технологии энергосбережения.

Стандарт предприятия СТП 33240.09.300-17 устанавливает порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях ГПО «Белэнерго».

В процессе разработки стандарта исполнителями был выполнен обзор центральных научно-практических изданий и электронных СМИ Республики Беларусь и Российской Федерации за 2005–2015 годы, что позволило выявить новые энергосберегающие технологии, применяемые на энергоисточ-

никах, и инновационные мероприятия, реализуемые в этой области. При подготовке стандарта также использовались информационный материал Российской Федерации «Типовые мероприятия по энергосбережению», в котором приведены рекомендуемые к внедрению на основных видах энергообъектов энергосберегающие мероприятия с малыми сроками окупаемости, и Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий, утвержденные 19 июля 2016 года Департаментом по энергоэффективности Госстандарта Республики Беларусь. Также были проанализированы результаты энергообследований, проведенных специалистами РУП «БЕЛТЭИ» на Минской ТЭЦ-3, Минской ТЭЦ-4, ТЭЦ-5, Новополоцкой ТЭЦ, Лидской ТЭЦ, районных котельных Бреста и Минска.

В результате аналитической работы определен перечень дополнительных по отношению к рассмотренным в СТП 09110.09.300-05 энергосберегающих мероприятий, уточнена часть расчетных выражений, приведенных в пересматриваемом стандарте, разработаны расчетные выражения для определения экономии топлива и электроэнергии по дополнительным по отношению к охваченным перерабатываемым стандартом энергосберегающим мероприятиям.

Для упорядочения применяемого понятийного материала в документ введен раздел «Основные термины и определения» с использованием действующих стандартов:

- СТБ 1770-2009 «Энергосбережение. Основные термины и определения»;
- ГОСТ 31188-2003 «Энергосбережение. Ресурсы энергетические вторичные. Методика определения пока-

зателей выхода и использования».

Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов и расчетных выражений для около 100 энергосберегающих мероприятий изложены в следующих разделах стандарта:

- паротурбинные установки;
 - котельные установки;
 - газотурбинные и парогазовые установки;
 - вспомогательное тепловое оборудование электростанций и котельных;
 - тепловые схемы электростанций, котельных;
 - электрооборудование электростанций, котельных;
 - тепловые сети;
 - электрические сети;
 - сооружения (здания);
 - перевод нагрузки котельной на ТЭЦ и подключение к ТЭЦ нагрузок вновь вводимых потребителей;
 - создание на базе котельных ТЭЦ путем внедрения когенерационных установок;
 - установка электроджетов с целью интеграции АЭС в Объединенную энергосистему Беларуси;
 - электрогенерирующие, солнечные, ветровые и малые гидроэлектростанции;
 - разработка и внедрение программного обеспечения по оптимизации нагрузок между электростанциями и отдельными энергоблоками.
- Порядок расчета, предложенный новым стандартом, предназначен для инженерно-технических работников энергетической отрасли. Требования документа применяются при составлении программ энергосбережения и обязательны для предприятий ГПО «Белэнерго».



ТКП 460-2017 (33240)

«Порядок расчета величины технологического расхода электрической энергии на ее передачу по электрическим сетям, учитываемой при финансовых расчетах за электроэнергию между энергоснабжающей организацией и потребителем (абонентом)»

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 22 июня 2017 г. № 19

Документ вступил в силу с 1 сентября 2017 года



ТКП 608-2017 (33240)

«Теплотехническое оборудование электростанций и тепловых сетей. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации»

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 14 июня 2017 г. № 17

Документ вступил в силу с 1 августа 2017 года



ТКП 609-2017 (33240)

«Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ»

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 22 июня 2017 г. № 20

Документ вступил в силу с 1 сентября 2017 года



ТКП 611-2017 (33240)

«Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки»

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 28 июля 2017 г. № 27

Документ вступил в силу с 2 октября 2017 года

С текстами документов можно ознакомиться
в ЭИС «Энергодokument»: www.energodoc.by

ЗАКАЗАТЬ документы можно:

по тел./факсу: +375-17 293-47-18, 286-08-28
e-mail: 2934682@mail.ru,
а также в ЭИС «Энергодokument»

21-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА **ТЕХИННОПРОМ**

ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Проводится под патронажем
Правительства Республики Беларусь



**29 МАЯ -
1 июня
2018 г.**

ФУТБОЛЬНЫЙ МАНЕЖ
ПР. ПОБЕДИТЕЛЕЙ, 20/2
Г. МИНСК, БЕЛАРУСЬ



- Промышленное оборудование, технологии и продукция
- Индустрия 4.0 – современная промышленная автоматизация, перспективные инновационные материалы и технологии
- Энергетика в промышленности, энергосбережение, экология

Унитарное предприятие "Экспофорум", УНП 100702781