

Энергетическая Стратегия

№1 (79) январь–февраль 2021

научно-практический журнал



«Могилев-330» – первая цифровая подстанция в Беларуси

читайте на стр. 13

ISSN 2310 - 6735



Стрессоустойчивая Белорусская АЭС
под прицелом политики Мнение независимого эксперта

стр. 11

Комментарии к новым отраслевым стандартам

стр. 48

К 90-летию Белорусской энергосистемы

Мини-ТЭЦ и местные виды топлива

вкладка

STORMPROF™

ЭЛЕКТРОКЛИНИНГ

БЕСКОНТАКТНАЯ ОЧИСТКА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИМИ СОСТАВАМИ БЕЗ ОТКЛЮЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

ПРОДЛИТЕ СРОК СЛУЖБЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ
ПРЕДПРИЯТИЯ С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОКЛИНИНГА



Подробнее
на стр.

28

- Без остановки производственного процесса
- Очистка без давления исключает возможность повреждения электроустановок
- Повышает энергоэффективность предприятия
- Снижает риск аварийных ситуаций
- Снижает риск возникновения пожара

ООО «РэинпрофБел»

247007, Республика Беларусь, Гомельский р-н, п. Березки, ул. 70 лет Великого Октября, 23
т/ф +375 232 916352, +37 529 6644948, rainprofbel@mail.ru

УНП 491520944



научно-практический журнал

Энергетическая Стратегия

ПОДПИСКА' 2021

Оформить подписку можно:



в любом почтовом
отделении

подписной индекс
009382



в редакции

по тел./факсу
+375 17 286-08-28
(многоканальный)



на сайте

energystrategy.by

*Поздравляем
с праздником весны,
дорогие женщины!*



Учредитель

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
 РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Реентович С.В.	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бондарь А.М.	главный инженер ГП «Белорусская АЭС»
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, заведующий лабораторией Института тепло- и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
Дрозд П.В.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Забелло Е.П.	д.т.н., профессор кафедры «Электрооборудование сельскохозяйственных предприятий» БГАТУ
Карницкий Н.Б.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» БНТУ
Кушнаренко А.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Русан В.И.	д.т.н., профессор кафедры практической подготовки студентов БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ (заместитель председателя)
Фурсанов М.И.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ
Якубович П.В.	директор РУП «БЕЛТЭИ»

НОВОСТИ

ТЭК Беларуси.....	4
Мировая энергетика.....	7

ПРИОРИТЕТЫ

Устойчивая энергетика и энергоэффективность: основные цели и задачи на пятилетку.....	10
--	----

<i>Жолт Харфаш</i> Стрессоустойчивая Белорусская АЭС под прицелом политики.....	11
--	----

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

<i>Шишов А.М.</i> «Могилев-330» – первая цифровая подстанция в Беларуси.....	13
---	----

<i>Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А., Мацукевич А.В.</i> Опыт внедрения и эксплуатации электрических водогрейных котлов на Гомельской ТЭЦ-2.....	16
---	----

<i>Дашковский А.А., Сазонов П.А.</i> Анализ допустимых токов нагрузки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена.....	22
--	----

<i>Шевалдин М.А.</i> Программный комплекс по расчету уставок РЗА – незаменимый помощник релейщика.....	25
--	----

<i>Денисовский Д.Н.</i> Инновационная технология очистки электрооборудования диэлектрическими составами.....	28
--	----

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОГАЗНАДЗОР

<i>Терлецкий Ю.М.</i> Аварийность при пользовании газом в быту и меры по ее предупреждению.....	30
---	----

<i>Семенов В.М.</i> Совместными усилиями – к электробезопасности!.....	33
---	----

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

<i>Байрашевский Б.А.</i> Нейтрализация небалансов в системе теплоснабжения.....	35
--	----

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

<i>Олексюк И.В.</i> Оценка состояния изоляции кабельных линий на напряжение 10 кВ.....	40
---	----

ОХРАНА ТРУДА

Поляков В.И.

Требования безопасности при эксплуатации баллонов с кислородом.....45

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Дмитриенко Л.В.

Установлен порядок расчета экономии ТЭР от внедрения энергосберегающих мероприятий48

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.09.300-20

Бабичев В.С.

Разработана типовая инструкция по эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций и котельных49

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.23.500-20

Кудряшов В.Ф., Дуль И.И.

Введен новый стандарт в области передачи электрической энергии по воздушным линиям50

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.04.110-20

Трипутень Ю.И.

Утверждено Руководство по эксплуатации каналов ВЧ связи по линиям электропередачи 35–750 кВ55

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.48.154-20

Национальный фонд ТНПА – энергетике56

ПРАВО

Каменков В.С.

Опыт России в сфере правового регулирования энергетической безопасности57

Новости законодательства (январь–февраль)61

ПАМЯТИ УШЕДШИХ

Ушел из жизни известный ученый64

К 90-летию БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Мини-ТЭЦ и местные виды топлива

В обзоре представлена динамика использования местных видов топлива (МВТ) в энергетике, анализируется их роль в формировании топливно-энергетического баланса на разных этапах развития Белорусской энергосистемы. Освещается реализация проектов модернизации и строительства в республике мини-ТЭЦ, использующих МВТ, и инновационных технических решений, которые внедрялись на этих объектах.

Читайте во вкладке

Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Газоснабжение и торфяная промышленность

Возобновляемая и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

Энергетический и газовый надзор

Редакция:

Главный редактор Федосеенко Н.В.

Зам. главного редактора Гончар О.В.

Выпускающий редактор Моисеева Е.Н.

Редактор Лемехова Д.Д.

Компьютерный дизайн и верстка Яценко О.А.

Реклама Тропашко С.А.

Уважаемые рекламодатели!

По вопросам размещения рекламы
обращайтесь по тел.: (+375 17) 286-08-28
(+375 29) 399-11-04
(+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:

220088, г. Минск, ул. Захарова, 59

Тел./факс: (+375 17) 286-08-28

Тел.: (+375 17) 293-46-82

e-mail: info@energystategy.by

2934682@mail.ru

www.energystategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография».

230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4.

ЛП № 02330/39 от 25.02.2009.

Печать офсетная. Бумага мелованная.

Подписано в печать 22.02.2021 г., формат 60x90%, тираж 1470 экз., заказ 649.

© Информационно-издательский центр
ОАО «Экономэнерго», 2021

ТЭК БЕЛАРУСИ

Одобрены мероприятия по реализации Стратегических направлений развития евразийской экономической интеграции до 2025 года

21 января состоялось заседание Консультативного комитета по электроэнергетике при коллегии ЕЭК, в ходе которого был одобрен проект плана мероприятий по реализации Стратегических направлений развития евразийской экономической интеграции до 2025 года в части, касающейся формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС (ОЭР).

Участники заседания нашли консенсус по ряду вопросов, требующих первоочередного урегулирования для подготовки правил функционирования ОЭР, обсудили идею создания оператора ОЭР, вопросы учета и регулирования межгосударственной передачи электроэнергии, не связанной с торговлей на общесоюзном рынке, рассмотрели возможность создания Совета руководителей уполномоченных органов государств-членов в сфере энергетики.

Установлен порядок приемки в эксплуатацию пусковых комплексов блоков БелАЭС

Согласно постановлению Совета Министров Республики Беларусь от 3 февраля 2021 года № 71, приемка в эксплуатацию законченного строительством пускового комплекса блока Белорусской АЭС должна осуществляться приемочной комиссией с оформлением соответствующего акта.

Приемочная комиссия будет проверять готовность пускового комплекса блока АЭС к безопасной эксплуатации, оценивать качество строительных, монтажных и пусконаладочных работ, их соответствие проектной и нормативной документации. Также комиссии предстоит оценка соответствия принимаемого блока требованиям ядерной, радиационной, промышленной, пожарной и экологической безопасности и др.

Датой приемки в эксплуатацию пускового комплекса блока АЭС будет считаться дата подписания соответствующего акта членами приемочной комиссии.

Утвержден Национальный план выполнения рекомендаций МАГАТЭ по развитию инфраструктуры ядерной энергетики

2 февраля Правительство утвердило Национальный план мероприятий по выполнению рекомендаций и предложений миссии Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) по комплексной оценке развития инфраструктуры ядерной энергетики Республики Беларусь (ИНИР 3).

План сформирован в соответствии с рекомендованной МАГАТЭ методологией с учетом предложений белорусских организаций, вовлеченных в реализацию ядерной энергетической программы.

Миссия МАГАТЭ прошла в Беларуси с 24 февраля по 4 марта 2020 года. По ее итогам группа экспертов агентства пред-

ставила отчет, содержащий рекомендации и предложения по дальнейшему развитию национальной инфраструктуры ядерной энергетики. Они направлены на укрепление законодательной базы в сфере ядерной энергетики, совершенствование интегрированной системы управления эксплуатирующей организации и регулирующего органа, разработку концепции обеспечения технического обслуживания Белорусской АЭС и др.

Работа над реализацией полученных рекомендаций началась в Беларуси до получения официального отчета МАГАТЭ по итогам миссии. Часть из них уже выполнена.

Эксперты ENSREG начали работу на площадке БелАЭС

9–10 февраля эксперты Европейской комиссии и Европейской группы регулирующих органов в области ядерной безопасности (ENSREG) посетили БелАЭС в рамках партнерского обзора Национального плана действий по итогам стресс-тестов станции.

В 2016–2018 годах Беларусь на добровольной основе провела стресс-тесты БелАЭС по методологии ЕС. Критерии стресс-тестов включали проверку надежности атомной станции на случай стихийных бедствий, в частности землетрясений и наводнений, а также различных техногенных аварий. Кроме того, анализировались риски, связанные с человеческим фактором. В результате проверки дефицитов безопасности на АЭС не выявлено.

Подготовленный по результатам стресс-тестов Национальный план действий обобщил рекомендации по результатам национальной экспертизы и экспертов европейской партнерской проверки. Документ содержит 23 пункта со сроками реализации в период с 2019 по 2025 год. Ряд рекомендаций уже выполнен, в том числе в части дополнительных систем и оборудования для обеспечения безопасности.



Эксперты Европейской комиссии и Европейской группы регулирующих органов в области ядерной безопасности (ENSREG) на БелАЭС

В мае–июне БелАЭС посетит еще одна группа европейских экспертов по ядерной безопасности. По завершении новой экспертной миссии будет подготовлен окончательный отчет ENSREG.

На БелАЭС создаются два фонда

Указом Президента Республики Беларусь от 26 января 2021 года № 32 «О фондах Белорусской атомной электростанции» предусмотрено создание фонда финансирования работ по выводу из эксплуатации АЭС и фонда финансирования работ по поддержанию и повышению безопасности АЭС. Создание указанных фондов является мировой практикой и рекомендовано МАГАТЭ.



В частности, средства фонда поддержания и повышения безопасности АЭС будут использоваться для целей научного сопровождения, выполнения работ по повышению ядерной и радиационной безопасности, финансирования расходов по обращению с отработавшим ядерным топливом и радиоактивными отходами, а также для модернизации систем и оборудования АЭС, внедрения нового оборудования для повышения безопасности станции.

Министр энергетики посетил ОАО «Торфопредприятие Глинка»

29 января состоялась рабочая встреча Министра энергетики В.М. Каранкевича с трудовым коллективом ОАО «Торфопредприятие Глинка». В мероприятии принял участие генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнаренок.

Предприятие выпускает сортированный и прессованный верховой торф, а также торфяные грунты – прессованные и упакованные в тару. Три четверти продукции направляется на внешние рынки – в Польшу, Чехию, Украину, Россию, Молдову, Турцию, Германию, Сербию. В 2020 году было экспортировано 37,7 тыс. т торфопродукции. За счет проведенной модернизации доля продукции с высокой добавленной стоимостью в общем объеме производства предприятия выросла с 10,5 % в 2017 году до 47,3 % в 2020 году.

В ходе встречи Министр отметил, что торфяная промышленность играет важную роль в обеспечении энергетической безопасности страны. В общей доле использования местных видов топлива торф занимает порядка 15 %. Среди приоритетных вопросов развития отрасли – расширение ассортимента выпускаемой продукции, увеличение объемов по-

ставок на внешние рынки. Перспективными направлениями являются также использование торфяной продукции на цементных заводах и перевод котельных ЖКХ с природного газа на фрезерный торф.

Минэнерго утвердило ряд пятилетних программ

Министерство энергетики Республики Беларусь утвердило ряд важнейших программ на ближайшую пятилетку.

Программа комплексной модернизации производств газовой сферы на 2021–2025 годы направлена на обеспечение надежности, безопасности и эффективности газоснабжения республики на основе комплексной модернизации и развития газораспределительной системы, применения современных инновационных технологий в управлении производственными процессами и повышения эффективности деятельности производств газовой сферы.

Реализация Программы увеличения электропотребления для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления на 2021–2025 годы позволит повысить доступность использования электрической энергии как в существующем жилищном фонде, так и при строительстве нового электрифицированного жилья.

Программа комплексной модернизации торфяных производств на 2021–2025 годы предусматривает внедрение передовых технологий разработки торфяных месторождений, а также добычи, переработки и использования торфа, снижение степени износа основных производственных фондов торфяной промышленности, обеспечение экономической эффективности работы организаций отрасли. За пятилетку планируется обеспечить добычу торфа в объеме около 11,3 млн т, производство порядка 4 млн т торфяных топливных брикетов, 0,9 млн т сушенки торфяной, 0,7 млн т продукции на основе торфа нетопливного назначения.

Введены новые стимулирующие тарифы на электроэнергию для энергоемких производств

С 1 января вступило в силу совместное постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 30 ноября 2020 года № 78/44, которым введены новые стимулирующие тарифы на электроэнергию для энергоемких производств.

Постановлением вводится категория «Энергоемкие потребители» и устанавливаются условия отнесения потребителей электроэнергии к этой категории по заявительному либо выявительному принципу. Определены 6 тарифных групп для установления стимулирующих одноставочных тарифов, дифференцированных по двум временным периодам, на дополнительно потребляемые объемы электроэнергии от энергоснабжающей организации, входящей в состав ГПО «Белэнерго».

Введение новых тарифов на электроэнергию для юридических лиц направлено на стимулирование использования электроэнергии в производственной и иной деятельности.

2021 год в Беларуси объявлен Годом безопасного труда в энергетике

В соответствии с Государственной программой «Рынок труда и содействие занятости» текущий год в стране объявлен Годом безопасного труда в энергетике. В целях реализации комплекса мероприятий по обеспечению здоровых и безопасных условий труда, пожарной безопасности, снижению производственного травматизма в отрасли Министром энергетики по согласованию с Министром труда и социальной защиты утвержден План мероприятий по проведению Года безопасного труда в энергетике в 2021 году.

С 22 февраля по 1 марта в Беларуси традиционно пройдет акция «Единый день безопасности», в которой примут участие отраслевые организации. Цель ее проведения – привлечение внимания населения к вопросам безопасности, а также снижение числа случаев гибели людей от внешних причин. Активизация усилий всех государственных органов будет направлена на пропаганду безопасных условий проживания, развитие в обществе культуры безопасности жизнедеятельности, образовательно-воспитательную работу с подрастающим поколением.

Завершилась газификация городских поселков республики

29 декабря 2020 года состоялась торжественная церемония пуска природного газа в г.п. Кривичи Мядельского района Минской области. В мероприятии приняли участие Министр энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич,

генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнаренко и губернатор Минской области А.Г. Турчин.

Руководитель отрасли назвал событие историческим. Пуском газа в Кривичах завершилась газификация 86 белорусских поселков городского, рабочего и курортного типа. Проект является примером успешного сотрудничества Министерства энергетики и Миноблисполкома.



Торжественная церемония пуска природного газа в г.п. Кривичи

Для газификации городского поселка было построено 29 км газовых сетей. Голубое топливо придет в 600 домов, на объекты социальной сферы, будут газифицированы природным газом близлежащие населенные пункты.

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

ИТОГИ РАБОТЫ отраслевых организаций в 2020 году

В целом обеспечено надежное и устойчивое снабжение потребителей электрической и тепловой энергией, природным и сжиженным углеводородным газом, торфяным топливом в востребованных объемах.

ГПО «Белэнерго»

Выработано электроэнергии – 38,5 млрд кВт·ч, в том числе энергоисточниками ГПО «Белэнерго» – 34 млрд кВт·ч. Экспортировано электроэнергии – 653,2 млн кВт·ч. Общее потребление электроэнергии – 38 млрд кВт·ч. Отпущено тепловой энергии – 32,0 млн Гкал.

- **Завершена реконструкция:** ПС 750 кВ «Белорусская» (ОРУ 750 кВ), ПС 110 кВ «Билево», ПС «Дубеи».
- **Построено и реконструировано:** 1,9 тыс. км ВЛ 0,4–330 кВ; 0,2 тыс. км тепловых сетей в однострубно́м исчислении.
- **Введены в эксплуатацию электродоты** суммарной мощностью 836 МВт на 19 энергообъектах ГПО «Белэнерго» (в рамках мероприятий по интеграции БелАЭС в энергосистему).

ГПО «Белтопгаз»

Торфяная промышленность

Произведено 771,3 тыс. т торфяных топливных брикетов и сушенки.
Добыто 1802,9 тыс. т торфа.

Газоснабжение

Потребителям республики поставлено 17,9 млрд м³ природного газа, 54,3 тыс. т СУГ; построено 1,4 тыс. км газопроводов различных категорий; газифицировано природным газом 24,4 тыс. квартир; на потребление природного газа со сжиженного переведено 7,6 тыс. квартир. Завершено строительство газопровода высокого давления от действующего кольцевого газопровода в микрорайоне Уручье г. Минска до действующего кольцевого газопровода в районе д. Королев Стан Минского р-на.

Продолжаются работы по строительству Белорусской АЭС, пиково-резервных энергоисточников, ПС 110 кВ «Брест-Западная», реконструкции Минской ТЭЦ-3 и ПС 330 кВ «Могилев».

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Запасы газа в хранилищах Европы сократились

По данным портала Gas Infrastructure Europe, уровень запасов газа в подземных хранилищах (ПХГ) Европы в начале февраля опустился ниже 50 % от их полной вместимости. На начало февраля европейские ПХГ были заполнены в среднем на 49,83 %, что на 2,77 процентного пункта ниже среднего показателя за последние пять лет. При этом в Германии, на главном рынке Европы, запасы газа упали до 42,44 %, во Франции – до 39,65 %.

Поступление газа с терминалов СПГ в газотранспортную сеть Европы в феврале 2021 года снизилось на 49 % по отношению к уровню годовой давности. Весь свободный объем сжиженного газа поступает на премиальный рынок Северо-Восточной Азии, европейским покупателям остаются только те объемы, которые гарантированы долгосрочными контрактами.

Старт использования МОКС-топлива – главное событие в мировой энергетике

Американский журнал Power, входящий в число наиболее влиятельных международных профессиональных изданий в сфере энергетики, назвал 12 главных событий в отрасли в 2020 году. Первым номером в списке стало начало использования в России промышленного МОКС-топлива – смешанного оксидного топлива для ядерных реакторов на быстрых нейтронах. Как признают эксперты, российские технологии строительства таких реакторов лидируют в мире.



Загрузка 18 промышленных тепловыделяющих сборок с уран-плутониевым МОКС-топливом в реактор на энергоблоке № 4 Белоярской АЭС завершилась в январе прошлого года. Power отмечает, что это первый российский энергоблок, работающий целиком на МОКС-топливе, для получения которого используются обедненные уран и плутоний, выделенные из отработавшего топлива реакторов АЭС. Создание «круговорота» ядерного топлива позволит многократно

нарастить топливную базу атомной энергетики и уменьшить объемы радиоактивных отходов.

США разрабатывают программу инвестирования в энергетику стран-партнеров

Согласно информации Агентства США по международному развитию (USAID), в Соединенных Штатах разрабатывается программа по повышению безопасности, надежности и эффективности региональных энергопоставок для некоторых стран-партнеров. Новый проект «Инвестиции в развитие энергетических активов» декларирует поддержку инвестиций во все отрасли энергетики Азербайджана, Косово, Албании, Боснии и Герцеговины, Северной Македонии, Армении, Грузии, Молдовы, Украины и Сербии. Подрядчики должны установить объем инвестиционных проектов в секторах энергетики этих стран, включая объекты по производству тепловой и электроэнергии, электрические сети и др.

Цель программы – помочь открыть рынки для американского бизнеса и технологий. Программа направлена на снижение зависимости партнеров Соединенных Штатов в ЕС и Евразии от поставок российской нефти и природного газа.

В ФРГ создан фонд в поддержку «Северного потока – 2»

В январе в Германии официально учрежден экологический фонд в поддержку «Северного потока – 2». Данный шаг предпринят для того, чтобы, насколько это возможно, обойти угрозу санкций США против компаний, участвующих в реализации проекта.

Как пишет немецкая региональная газета Sächsische Zeitung, фонд планирует закупить компоненты и оборудование, необходимые для завершения строительства газопровода. Служба по надзору за фондами в Министерстве юстиции признала правоспособность новой организации.

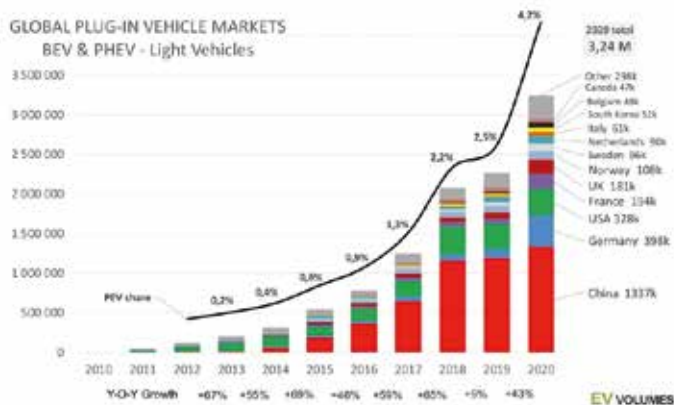
В начале февраля судно-трубоукладчик «Фортуна» успешно завершило морские испытания и начало укладку трубопровода в водах Дании.

Финляндия планирует достичь углеродной нейтральности к 2035 году

Оператор магистральных сетей Финляндии Fingrid опубликовал четыре сценария долгосрочного развития энергосистемы страны. К 2035 году страна планирует достичь углеродной нейтральности, для чего придется наращивать строительство ветровых и солнечных электростанций (ВЭС и СЭС). Предполагается, что через 15 лет мощность ВЭС в стране достигнет 10–22 ГВт, мощность СЭС – 3–6 ГВт. При этом все сценарии развития финской энергетики предусматривают прекращение импорта электроэнергии, а один – даже наращивание ее экспорта.

В двух сценариях из четырех допускается, что Финляндия не будет нуждаться в энергомосте с Россией через Выборг. Для РФ это означает вероятную потерю крупнейшего иностранного покупателя электроэнергии. При этом в компании Fingrid пояснили, что стратегия развития рассматривает все четыре сценария как возможные пути развития финской энергетики, не выделяя приоритетного, поэтому о разрыве энергомоста с Россией говорить преждевременно.

В мире зафиксирован рекордный рост продаж электромобилей



Прошедший год, несмотря на пандемию, оказался чрезвычайно успешным для рынка электрического транспорта. Если в «предкризисном» 2019 году продажи электромобилей практически не росли, а на ключевых рынках – в КНР и США – даже сократились, то в 2020 году был зафиксирован впечатляющий рост продаж в этом секторе.

В Европе рост рынка электромобилей за год составил 137 %, в сумме было продано 1,4 млн машин на аккумуляторном питании (BEV) и «гибридов», сочетающих ДВС и электродвигатель (PHEV). И это в условиях, когда продажи на автомобильном рынке в целом упали на 20 %. Впервые с 2015 года в Европе продали больше NEV, чем в Китае. К категории NEV (англ. New Energy Vehicles) по китайской классификации относятся BEV, PHEV, а также FCEV (электромобили на водородных топливных элементах).

Доля машин на электротяге в общем объеме европейских продаж достигла 10,2 %, доля NEV, проданных в Китае, – 5,5 % (в 2019 году – 5,1 %). При этом в США продажи выросли незначительно – на 4 %. Примечательно, что Германия, где еще недавно электромобили покупали плохо, впервые обогнала по этому показателю Америку и вышла на второе место после Китая.

Швеция прогнозирует стремительный рост ветроэнергетики

Шведская ассоциация ветроэнергетики прогнозирует рост этого вида генерации в 4,5 раза к 2040 году – с сегодняшних 20 ТВт·ч до 90 ТВт·ч. Такой вариант развития вписывается в концепцию перехода страны к удовлетворению 100 % потребности в электроэнергии за счет ВИЭ.

Согласно прогнозу, на долю ветрогенерации придется свыше 50 % энергопотребления. При этом по мере роста установленной

мощности ВЭУ число работающих в ветроэнергетике может снижаться в связи с развитием технологий, обеспечивающих увеличение выработки каждой отдельно взятой установки.

Шведские эксперты предполагают, что в 2040 году на долю офшорных ветроэлектростанций будет приходиться около 30 ТВт·ч в год, а при благоприятных обстоятельствах – в несколько раз больше.

В настоящее время около 80 % электроэнергии в Швеции вырабатывают атомные и гидроэлектростанции. В стране действуют три АЭС (суммарно 8 ядерных реакторов). Около 12 % выработки дает энергия ветра, 9 % приходится на электростанции комбинированного производства тепловой и электрической энергии (ТЭЦ), основным сырьем для которых служит биотопливо.

Panasonic прекращает производство солнечных панелей

Корпорация Panasonic объявила о прекращении производства фотоэлектрической продукции на своих заводах в Малайзии и в японской префектуре Симанэ. Закрывать эти заводы предполагается до конца марта 2022 года. С остановкой производства будут сокращены объемы научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в области фотоэлектрических систем на заводе в Осаке. В то же время Panasonic продолжит продажу солнечных модулей под своей торговой маркой. Однако изготавливать их будут сторонние компании-партнеры.

В начале прошлого десятилетия японский производитель был одним из лидеров рынка. Корпорация выпускала высококачественные гетероструктурные (HJT) модули и устанавливала мировые рекорды эффективности. Несмотря на то что Япония является одним из крупнейших мировых рынков солнечной энергетики, где традиционно сильны позиции местных компаний по производству компонентов, Panasonic не выдержал ценовой конкуренции с китайскими производителями.

Предложена новая модель объединения солнечных установок и накопителей энергии

Согласно недавнему исследованию израильских и французских ученых, соединение крупномасштабных фотоэлектрических систем с накопителями энергии в виде резервуаров с расплавленной солью является эффективным решением для энергоснабжения.



В статье «Обеспечение крупномасштабного потребления электроэнергии с помощью фотовольтаики и хранилища расплавленной соли», опубликованной в научном журнале *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, исследователи представили модель интеграции производства солнечной энергии с высокотемпературными хранилищами в регионах с относительно низким уровнем прямого излучения и относительно высоким уровнем глобального излучения Солнца.

Предлагаемое решение PV-TS (фотовольтаика плюс теплоаккумулятор), по мнению ученых, готово к внедрению и представляет собой реальную альтернативу традиционной технологии CSP (Concentrated Solar Power) в регионах, где последняя не может применяться по естественно-природным причинам.

Ученые утверждают, что предложенное решение позволит строить энергосистемы, в которых доля электроэнергии, вырабатываемой фотоэлектрическими установками, будет превышать 80 %, а в некоторых случаях достигнет 95 %. При этом система накопления энергии должна иметь возможность выдавать энергию и мощность для покрытия среднего потребления по энергосистеме всего в течение 12 часов.

По расчетам авторов, стоимость электроэнергии, полученной от таких комбинированных установок, будет конкурентоспособной по сравнению с обычными электростанциями и намного ниже, чем при использовании литий-ионных батарей.

Нетрадиционное решение, предложенное в исследовании, также может быть интегрировано с кровельными солнечными электростанциями и (теоретически) с большими паровыми турбинами, работающими на выводимых из эксплуатации в разных странах тепловых и атомных электростанциях (в тех случаях, если они могут эффективно работать с перегретым паром). Решение не требует новых серьезных конструкторских разработок, поскольку все его компоненты уже представлены на рынке.

Альтернативная энергетика в Европе впервые обогнала традиционную

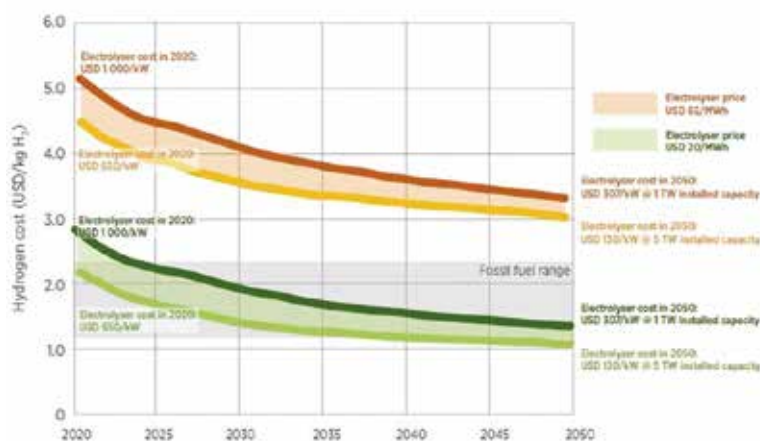
Согласно информации британского аналитического центра Ember и немецкого Agora Energiewende, по итогам 2020 года альтернативная энергетика Европы по генерации впервые обогнала традиционную энергетику, использующую ископаемое топливо. На гидроэлектростанции, ветро- и гелиостанции, установки, использующие биомассу, пришлось 38,2 % выработки электроэнергии, на угольные и газовые – 37 %. Угольные ТЭС за год потеряли 20 %, их доля в энергобалансе составила 13 %. Исторический максимум по снижению генерации (10 %) продемонстрировали атомные электростанции. Производство на газовых станциях сократилось только на 4 %.

С 2015 года генерация ветровых и солнечных электростанций удвоилась. Лидерами в этой области на данный момент являются Дания (61 % в общей выработке), Ирландия (35 %), Германия (33 %) и Испания (29 %). Предполагается, что быстрый рост зеленой генерации позволит отказаться от угля и газа и компенсировать выработку закрывающихся АЭС, но его темпов недостаточно для достижения целевых показателей к 2030 году.

По прогнозам МЭА, в 2021 году ввод в эксплуатацию солнечных и ветровых станций в Европе станет рекордным. В то же время Россия сокращает объем поддержки генерации на основе возобновляемых источников: на период 2025–2035 годов на нее выделяют 306 млрд руб. До этого в планах значились 400 млрд, а годом ранее – 600 млрд руб.

К 2030 году зеленый водород составит конкуренцию ископаемому

Согласно докладу Международного агентства возобновляемой энергетики (IRENA) «Вопросы снижения стоимости зеленого водорода», к 2030 году водород, производимый с помощью ВИЭ, сможет конкурировать по стоимости с водородом на основе ископаемого топлива (синим) за счет удешевления солнечной и ветровой энергии, а также улучшения характеристик и снижения стоимости электролизеров.



Эксперты агентства отмечают, что экологически чистый водород может сыграть решающую роль в реализации стратегий декарбонизации, особенно там, где добиться снижения выбросов сложно: в сталелитейной и химической промышленности, судоходстве, авиации и т.п. Однако существующие нормативные требования, рыночные правила и стоимость производства электроэнергии и электролизеров по-прежнему являются серьезным препятствием на пути использования зеленого водорода. Сегодня его производство в 2–3 раза дороже по сравнению с традиционным получением из ископаемого топлива в сочетании с улавливанием и хранением углерода (CCS).

В самых оптимистичных сценариях использование дешевой возобновляемой энергии по цене 20 \$/МВт·ч на крупных конкурентоспособных электролизных предприятиях позволяет производить экологичный водород по конкурентоспособной цене уже сегодня. Если в следующем десятилетии произойдет быстрое масштабирование мощности электролизеров и их внедрение, к 2030 году зеленый водород сможет конкурировать по стоимости с синим во многих странах.

Подготовлено по материалам международных энергетических агентств, информационных порталов

Устойчивая энергетика и энергоэффективность: основные цели и задачи на пятилетку

Ключевой целью деятельности Правительства на ближайшие пять лет определено создание условий, обеспечивающих устойчивое экономическое развитие, рост благосостояния и уровня жизни населения.

Документ состоит из 12 глав, в частности: «Создание условий для улучшения жизни населения», «Поддержание макроэкономической сбалансированности и финансовой стабильности», «Развитие инициативы, предпринимательства и конкуренции», «Преобразование госуправления и рост отдачи от госактивов», «Повышение эффективности осуществления инвестиций в экономику», «Повышение инновационности экономики», «Повышение эффективности производственной сферы», «Ускоренное развитие сферы услуг», «Развитие внешнеэкономической деятельности» и др.

Раздел «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» является составной частью главы «Повышение эффективности производственной сферы». К ожидаемым результатам выполнения задач в этой области отнесены обеспечение энергетической безопасности, снижение зависимости экономики от углеводородов и повышение энергоэффективности во всех ее секторах при снижении нагрузки на окружающую среду. Установлены индикаторы выполнения задач к 2025 году:

- снижение уровня энергоемкости ВВП не менее чем на 7 %;
- отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников к валовому потреблению ТЭР – 7–8 %;
- доля доминирующего энергоресурса (природного газа) в производстве тепловой и электрической энергии организациями системы Министерства энергетики – до 65 %.

Повышение энергетической самостоятельности и энергетической безопасности страны предусматривается обеспечить за счет ввода в эксплуатацию БелАЭС, снижения зависимости экономики от углеводородов и повышения отношения объема производства (добычи) первичной энергии (с учетом атомной) к объему валового потребления ТЭР до 30,8 %. Предполагается, что благодаря вводу БелАЭС выработка электроэнергии в 2025 году достигнет 18,5 млрд кВт·ч, а объем замещения природного газа составит 4,5 млрд м³ в год.

Предусмотрена также реализация долгосрочного прогноза топливно-энергетического баланса Беларуси на 2021–2025 годы и на период до 2030 года, показатели которого будут использоваться при разработке стратегических программных документов в отраслях реального сектора экономики.

Достигнуть поставленных целей планируется в том числе за счет использования местных ТЭР, включая возобновляемые источники энергии. В частности, предусмотрено

24 декабря 2020 года Совет Министров Республики Беларусь постановлением № 758 утвердил Программу деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года. В документе отражены основные направления деятельности по достижению целей и решению задач в рамках реализации положений Программы социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021–2025 годы, в том числе в энергетической сфере.

создание 85 таких энергоисточников суммарной тепловой мощностью более 485 МВт.

В целях формирования условий для повышения экономической доступности электроэнергии предусмотрены следующие меры:

- актуализация международных договоров, регулирующих вопросы торговли электроэнергией, в целях увеличения поставок ее на экспорт;
- поэтапное совершенствование организационной структуры электроэнергетической отрасли с сохранением государственного регулирования в естественно-монопольных видах деятельности и созданием условий для развития конкуренции;
- формирование внутреннего оптового рынка электроэнергии (мощности), интегрированного в общий электроэнергетический рынок ЕАЭС, а также правил определения и распределения пропускной способности на этом рынке, правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электроэнергии (мощности) и правил информационного обмена.

В целях повышения энергоэффективности национальной экономики предполагается за пятилетку обеспечить экономию ТЭР в размере 2,5–3 млн т у.т. Планируется также снизить издержки энергоснабжающих организаций Минэнерго и повысить эффективность использования ими материальных и финансовых ресурсов путем осуществления эксплуатационно-технических мероприятий и мер по энергосбережению, а также мер, направленных на снижение расходов из прибыли.

В качестве инструментов реализации указанных мер определены Государственная программа «Энергосбережение» на 2021–2025 годы, отраслевые и региональные программы энергосбережения, а также нормативные правовые акты.

По информации Национального правового Интернет-портала Республики Беларусь, сайта Совета Министров Республики Беларусь

Стрессоустойчивая Белорусская АЭС под прицелом политики

11 февраля на пленарном заседании Европарламента была принята резолюция по БелАЭС. В документе атомную станцию называют угрозой для безопасности, здоровья и защиты окружающей среды в странах Евросоюза и утверждают, что она не соответствует лучшим международным стандартам защиты окружающей среды и ядерной безопасности, включая рекомендации МАГАТЭ. Предлагаем комментарий к этому событию, сделанный независимым экспертом в области ядерной энергетики.

ЖОЛТ ХАРФАШ,
член венгерского общества
Elektrotechnika

к атомным электростанциям поколения 3+. Примечательно, что Европейская комиссия в ходе детального изучения проекта «Пакш-2» также пришла к выводу, что два новых энергоблока с реакторами типа ВВЭР-1200, строящиеся

Принятая 11 февраля 2021 года резолюция Европарламента, требующая приостановить ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС, свидетельствует о полном отсутствии профессиональной компетенции. Представители европейских политических партий, выступающих против ядерной энергетики, поддержали риторику Литвы, которая подвергает Белорусскую атомную электростанцию массовой атаке с самого начала строительства. Приурочив свою резолюцию ко времени визита на БелАЭС экспертов Европейской группы регулирующих органов ядерной безопасности (ENSREG), европарламентарии пытаются создать впечатление, что Белорусская АЭС не соответствует международным стандартам, хотя факты говорят совершенно об обратном! Резолюция Европарламента является еще одним досадным доказательством ошибочной европейской энергетической политики, которая дискриминирует атомную энергетику.

Из-за памяти о Чернобыле безопасность и общественная приемлемость атомной электростанции являются ключевыми вопросами для Беларуси, поэтому Минск тесно сотрудничает с международными профессиональными организациями с момента начала строительства Белорусской АЭС. Заявление о том, что станция не соответствует рекомендациям Международного агентства по атомной энергии, является клеветой со стороны Европейского парламента.

По приглашению Правительства Беларуси МАГАТЭ провело комплексную оценку площадки строительства АЭС с учетом внешних воздействий в 2017 году. В рамках так называемой SEED-миссии была оценена степень того, насколько новая электростанция может противостоять внешним опасностям и воздействиям. Эта миссия определила, что Беларусь делает все возможное, чтобы два новых строящихся блока были способны противостоять самым серьезным внешним воздействиям. Эксперты миссии отдельно подчеркнули высокое качество проводимого белорусской стороной систематического и всестороннего анализа характерных для площадки внешних угроз на основе хорошо задокументированных критериев, а также интеграцию в защитные системы 17 дополнительных мер, разработанных на основе опыта аварии на АЭС «Фукусима». Беларусь полностью выполнила рекомендации МАГАТЭ.

Энергоблоки Белорусской АЭС оснащены реакторами типа ВВЭР-1200 и признаны МАГАТЭ первыми в мире энергоблоками, которые отвечают требованиям, предъявляемым

в Венгрии, отвечают самым строгим стандартам в области ядерной безопасности и радиационной защиты.

Что касается миссии ENSREG в Беларуси, нет и речи о том, что эксперты когда-либо призывали к приостановке ввода первого энергоблока БелАЭС в эксплуатацию.

Инспекции европейских атомных электростанций, называемые стресс-тестами, были инициированы ENSREG после аварии на японской АЭС «Фукусима», произошедшей вследствие сильного землетрясения и цунами. Эти тесты проводились прежде всего на действующих станциях, в том числе на АЭС «Пакш», и на основании результатов формулировались рекомендации. Такая комплексная проверка была необязательной для Беларуси, поскольку ее станция находилась на стадии сооружения, но страна в добровольном порядке решила провести стресс-тесты своей первой АЭС в 2016–2018 годах.

Стресс-тесты состояли из трех этапов.

В 2016 году Белорусской АЭС проведена самооценка, по результатам которой подготовлен Отчет о самооценке.

В 2017 году национальным регулятором – Госатомнадзором проведена национальная оценка, по ее результатам подготовлен Национальный доклад Республики Беларусь.

В 2017–2018 годах экспертами ENSREG была проведена партнерская проверка, по итогам которой был подготовлен Отчет о партнерской проверке.

По результатам стресс-тестов Госатомнадзором был подготовлен Национальный план действий, который обобщил как рекомендации по результатам национальной экспертизы, так и рекомендации экспертов европейской партнерской проверки. Документ содержит 23 мероприятия с установленными сроками их реализации в период с 2019 по 2025 годы.

Эксперты подтвердили, что Национальный план действий был подготовлен в соответствии с требованиями стресс-тестов по методике Евросоюза.

На основе европейской методики была рассмотрена устойчивость АЭС к стихийным бедствиям – наводнениям, землетрясениям и экстремальным погодным явлениям, а также к сочетаниям неблагоприятных природных воздействий, что было одной из главных причин событий, происшедших на АЭС «Фукусима».

Вторым рассматриваемым аспектом была безопасность атомной электростанции в условиях полного отключения электроэнергии или потери энергоснабжения, а также в условиях потери теплоносителя, поскольку речь идет о водо-водяных реакторах.

Третьим анализируемым аспектом было управление гипотетическими тяжелыми запроектными авариями. На основании анализа были сформулированы предлагаемые меры по увеличению резерва безопасности и ее усилению.

Эксперты ENSREG в ходе партнерского обзора Национального плана действий по итогам стресс-тестов станции подчеркнули, что белорусская сторона представила подробные ответы на все возникшие вопросы. Новая электростанция отвечает требованиям Европейского союза и ENSREG, ее техническая безопасность обеспечена на высоком уровне, устойчивость к землетрясениям также является выдающейся.

Группа, выполнявшая проверку, в качестве положительного момента отметила пассивные системы безопасности БелАЭС, которые будут применяться и на энергоблоках АЭС «Пакш-2» (ловушка расплава, двойная герметичная защитная оболочка здания), а также пригодный для имитации постулированных крупных аварий полномасштабный тренажер, расположенный в учебно-тренировочном центре.

Как пример передовой практики были отмечены значительные усилия белорусской стороны по установлению тесных отношений с различными международными организациями, государственными органами и научно-исследовательскими институтами в интересах обеспечения безопасной эксплуатации новых энергоблоков.

В то же время ENSREG дала определенные рекомендации для дальнейшего повышения безопасности. Целью стресс-тестов является не выявление пробелов в области безопасности, а формулирование рекомендаций по повышению безопасности, поскольку с развитием технологий и изменениями в нормативных стандартах безопасность в ядерной энергетике продолжает совершенствоваться.

Технические и инженерные решения, используемые на Белорусской АЭС, а также применяемая концепция безопасности направлены на исключение аварий. Вероятность серьезной аварии крайне мала, однако после катастрофы в Японии нужно быть подготовленными к такой ситуации. На Белорусской АЭС действует система линий команд, предотвращающая развитие аварийной ситуации. Придерживаясь аналогии с «Фукусимой» – электроснабжение АЭС обеспечивается во всех ситуациях, пассивный отвод тепла обеспечивается и при потере теплоносителя, а на случай полностью гипотетической тяжелой аварийной ситуации под реактором имеется ловушка расплава активной зоны.

После визита экспертов ENSREG на БелАЭС в резолюции, которую намереваются опубликовать, говорится, что 6 из 7 рекомендаций по безопасности, выделенных в результате стресс-теста, уже были должным образом выполнены, в том числе в отношении систем безопасности станции и системы линий команд, служащей для управления авариями.

Рекомендация № 7 связана с сейсмостойкостью. Сопротивление максимальному горизонтальному ускорению (PGA) 0,12g, используемое для оценки сейсмостойкости, превышает 0,1059g, являющееся нормативным значением для данной области, так что и здесь все в порядке. Однако, поскольку безопасности никогда не бывает много, Национальный план повышения безопасности предусматривает разработку и модернизацию системы мониторинга сейсмической активности. Беларусь является одним из самых спокойных регионов с точки зрения сейсмоактивности, но в целях повышения безопасности регистрация сейсмических явлений, наблюдаемых в 300-километровом радиусе АЭС, постоянно обновляется.

В свете вышесказанного ясно, что резолюция Европарламента, ставящая под сомнение соответствие Белорусской АЭС международным стандартам, является совершенно необоснованным политическим шагом.

В Беларуси в настоящее время производство электроэнергии почти на 100 % осуществляется за счет ископаемого топлива – на газовых электростанциях. Белорусская АЭС будет вырабатывать около 18 млрд кВт·ч электроэнергии в год после ввода в эксплуатацию обоих блоков, что позволит обеспечивать около 40 % потребности страны в электроэнергии и замещать 4,5 млрд м³ природного газа в год. Тем самым будет внесен значительный вклад в защиту климата и достижение целей, изложенных в Парижском соглашении.

Резолюция Европейского парламента по АЭС с учетом того, что ради климатических целей Евросоюз отдает предпочтение возобновляемой энергетике в ущерб атомной, является еще одним свидетельством применения двойных стандартов. Между тем сбой в европейской энергетической системе 8 января 2021 года, создавший угрозу массовых отключений электроэнергии, подчеркнул ошибочность политики, направленной на форсированное развитие возобновляемых источников энергии и вывод из эксплуатации атомных электростанций. Это угрожает как надежности энергоснабжения Европы, так и достижению климатических целей.

<https://www.origo.hu/nagyvilag/20210212-harfas-zsolt-a-politika-celkeresztjeben-a-stresszallo-belorusz-atomeromu.html>





А.М. ШИШОВ,
главный инженер РУП «Могилевэнерго»

«Могилев-330» – первая цифровая подстанция в Беларуси

От появления в городе Могилеве электрической энергии до ввода первого пускового комплекса цифровой подстанции «Могилев-330» прошло более ста лет. За это время энергетика сделала огромный шаг вперед. Сменилось не только несколько поколений энергетиков, обслуживающих оборудование энергосистемы, – изменились сами подходы к строительству подстанций и станций с учетом новых технологий.

Начатая в 2019 году реконструкция подстанции «Могилев-330» (первый пусковой комплекс) близится к завершению. С декабря 2020 года, после успешного проведения поэтапного и комплексного опробования основного оборудования и защит, а также проверки под нагрузкой, включены в работу ОРУ 330 кВ, АТ-1 в режиме 330/110/10 кВ, 1-я и 3-я секции ОРУ 110 кВ, 1-я секция ЗРУ 10 кВ, щит собственных нужд 0,4 кВ и два щита постоянного тока. В настоящий момент все оборудование функционирует в полном соответствии с проектными решениями. Параллельно ведутся работы на втором пусковом комплексе, вводом которого завершится полная реконструкция подстанции в 2021 году.

За последнее десятилетие термин «аналоговый» успел стать синонимом слова «устаревший». С одной стороны, это кажется несправедливым тем, кто работал с прежним оборудованием – надежной, испытанной годами техникой. Однако если речь заходит о повышении точности средств измерения и интеграции их в единую сеть мониторинга и контроля технологических процессов, то надо признать, что потенциала аналоговой аппаратуры для реализации этих задач явно недостаточно.

Одним из важнейших технических решений, внедренных при реконструкции

ПС 330 кВ «Могилев», стало применение оптических трансформаторов тока FOCS-FS 110 кВ и 330 кВ производства АВВ, действие которых основано на магнитооптическом эффекте Фарадея. Это решение позволило повысить чувствительность устройств РЗА и обеспечить высокую точность измерений (0,2S) во всем диапазоне. Отсутствие масла и элегаза в конструктиве новых трансформаторов обеспечивает не только их взрывопожаробезопасность, но и экологичность.

Оптические трансформаторы предназначены для формирования данных об измеренном токе по протоколу IEC 61850-9-2 (Sampled Values), который предусматривает передачу оцифрованных мгновенных значений в микропроцессорные устройства релейной защиты и многофункциональные счетчики электроэнергии ARIS EM-45 производства компании «Прософт-системы».

Устройства релейной защиты, управления и проти-

воаварийной автоматики, а также АСУ ТП подстанции MicroSCADA (ABB) работают в соответствии с международным стандартом IEC 61850. При этом используются современные способы сбора и передачи информации посредством устройств полевого нижнего и верхнего уровня, соединенных волоконно-оптическими линиями связи (ВОЛС).

Использование протокола IEC 61850-9-2 (Sampled Values) неразрывно связано с термином «шина процесса» (англ. process bus). Согласно IEC 61850



Автотрансформатор АТ-1



Оптический трансформатор тока 330 кВ FOCS-FS



Оптический трансформатор тока 110 кВ FOCS-FS

«шины процесса» называется коммуникационная шина данных, к которой подключены устройства полевого уровня. На данной подстанции таковыми являются устройства серии ABB SAM600 (IO, CT, VT, TS), которые преобразуют сигналы от коммутационных аппаратов, измерительных трансформаторов тока и напряжения в цифровой поток данных. Под определением «шина процесса» следует понимать совокупность устройств для передачи данных между узлами подстанции. То есть к «шине процесса», образованной по схеме «дублированная звезда», подключены не только измерительные преобразователи для передачи выборок измерений Sampled Values, но также выключатели, разъединители, заземляющие ножи для передачи GOOSE-сообщений через устройства сопряжения. Но наибольшую нагрузку на информационную сеть «шины процесса» дает именно передача мгновенных значений от измерительных трансформаторов.

Для передачи MMS и GOOSE предназначена резервируемая шина подстанции. К ней подключены все устройства релейной защиты и измерения, поддерживающие протокол резервирования PRP, что исключает единую точку отказа, а также все серверы и шлюзы, обеспечивающие передачу информации на автоматизированные рабочие места (АРМ) оперативного персонала, инженера РЗА и инженера АСУ ТП. Указанная шина состоит из двух независимых локальных сетей (LAN A и LAN B), каждая из которых, в свою очередь, состоит из колец RSTP (кольца для устройств 330 кВ и 110 кВ и кольцо приборов учета электроэнергии).

Дополнительно применена вспомогательная шина подстанции, которая предназначена для сбора данных с устройств, не поддерживающих протоколы резервирования (ЩПТ-1, ЩПТ-2, ЩСН, мониторинг АТ, устройства приема-передачи команд релейной защиты и противоаварийной автоматики ЕТЛ производства АBB).

Функции контроля, управления и сбора данных на подстанции реализуются на основном и резервном серверах АСУ ТП под управлением MicroSCADA SYS600.

Противоаварийная автоматика АСБС выполнена на терминалах устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАКК), обменивающихся командами с помощью GOOSE-сообщений по Ethernet-шине подстанции (LAN A и LAN B).

Для мониторинга «шины процесса» используется сервер, на котором установлено следующее служебное ПО:

- SDM600 – для автоматизированного сбора осциллограмм и событий из терминалов РЗА;
- Winbres – для просмотра и анализа цифровых осциллограмм, записанных терминалами РЗА, а также для определения с их помощью расстояния до места повреждения по классическому методу расчета сопротивлений с выдачей результата расчета на АРМ диспетчера;
- ПО семейства AFS – для диагностики и настройки сетевых коммутаторов.

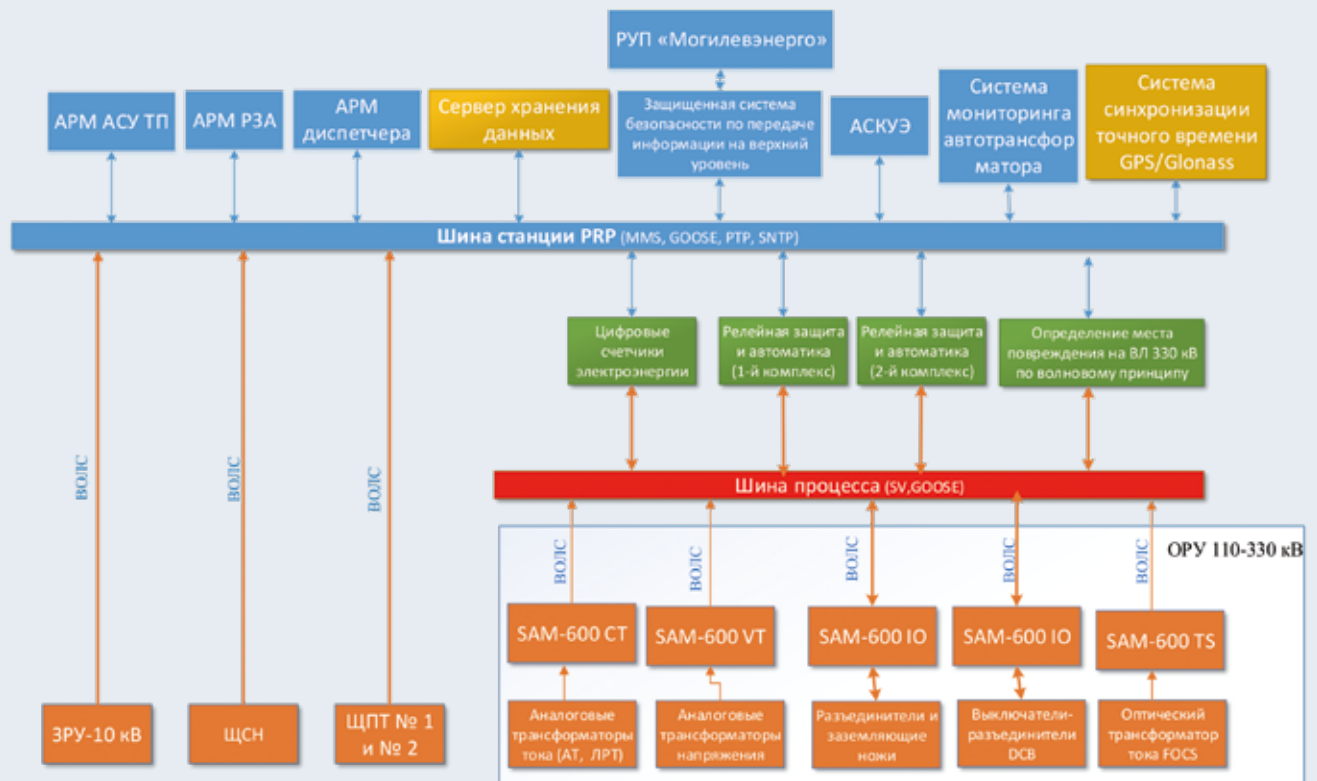
Для резервирования данных на АРМ и серверах с копированием на общестанционный сетевой накопитель используется ПО производства Acronis.

Важную роль в работе всего комплекса оборудования ПС «Могилев-330» играет синхронизация времени. Источниками точного времени на подстанции являются четыре сервера М3000 производства Meinberg: два из них обеспечивают синхронизацию микропроцессорных устройств на стороне 330 кВ, два других – на стороне 110 кВ и 10 кВ. Для синхронизации времени применяются протоколы SNTP, PTP, 1PPS, IRIG-B.

Автотрансформатор АТ-1 оборудован современной системой мониторинга, которая включает в себя устройства контроля:



Выключатели-разъединители DCB



Структурная схема цифровой подстанции «Могилев-330»

- температуры масла;
- содержания газов в масле (HYDROCAL 1005);
- частичных разрядов на высоковольтных вводах (Omicron MONTRANO);
- температуры обмоток с помощью волоконно-оптических датчиков (Nortech EasyGrid).

Мониторинг работы автотрансформатора осуществляется с выводом данных на АРМ диспетчера подстанции и последующим архивированием информации.

При реконструкции ПС «Могилев-330» впервые в Белорусской энергосистеме применены выключатели-разъединители DCB 110–330 кВ производства ABB, сочетающие в себе функции выключателя и разъединителя. Благодаря этому техническому решению процесс вывода оборудования подстанции в ремонт упростился и стал более безопасным, так как отсутствует необходимость выполнения переключений разъединителями под напряжением. Кроме того, значительно сократилась площадь подстанции (ОРУ 330 кВ – в 2,5 раза, ОРУ 110 кВ – в 2 раза).

В реализации проекта были задействованы как отечественные, так и зарубежные компании. Генеральным подрядчиком строительства

подстанции является компания «Рико», проектировщиком – РУП «Белэнергосетьпроект» при инжиниринговой поддержке ABB AG (Швейцария). Основные строительные-монтажные и пусконаладочные работы осуществлялись специалистами ОАО «Белэлектромонтажналадка».

Расчет уставок сети 330 кВ выполняли специалисты ГПО «Белэнерго», сети 110 кВ и ниже – РУП «Могилевэнерго». Оборудование АСКУЭ и системы безопасности устанавливали работники ОАО «Агат – системы управления». Приемка оборудования осуществлялась специалистами СРЗА РУП «Могилевэнерго».

В настоящее время на подстанции ведутся работы по монтажу и наладке оборудования второго пускового комплекса, включающие установку автотрансформатора АТ-2, ввод в работу двух ВЛ 330 кВ, монтаж 2-й и 4-й секций ОРУ 110 кВ с отходящими ВЛ 110 кВ и 2-й секции ЗРУ 10 кВ, а также работы на смежных подстанциях 110–330 кВ.

Полная реконструкция ПС «Могилев-330» завершится реализацией второго пускового комплекса в 2021 году.

Уникальные решения, применяемые на подстанции, демонстрируют безу-

словные преимущества цифровых технологий по сравнению с аналоговыми и позволяют:

- повысить экономичность работы за счет установки энергоэффективного оборудования;
- увеличить надежность подстанции за счет установки двух независимых комплектов защиты и автоматики;
- проводить самодиагностику и прогнозирование работоспособности оборудования;
- обеспечить безопасность управления и обслуживания;
- минимизировать влияние человеческого фактора на управление оборудованием;
- уменьшить площадь подстанции;
- передавать на верхний уровень все данные систем управления, средств измерения и учета;
- снизить затраты на ремонт оборудования.

Опыт строительства, наладки и эксплуатации подстанции «Могилев-330», несомненно, станет толчком к успешной реализации подобных технических решений не только в Республике Беларусь, но и в других странах.



Ю.А. ЗЕНОВИЧ-ЛЕШКЕВИЧ-ОЛЬПИНСКИЙ,
директор филиала «Гомельская ТЭЦ-2»
РУП «Гомельэнерго»



А.В. МАЦУКЕВИЧ,
заместитель главного инженера
филиала «Гомельская ТЭЦ-2»
РУП «Гомельэнерго»

Опыт внедрения и эксплуатации электрических водогрейных котлов на Гомельской ТЭЦ-2

В настоящее время продолжается реализация мероприятий по интеграции Белорусской атомной электростанции в энергосистему Республики Беларусь. В их числе – установка электрических водогрейных котлов на электростанциях и котельных ГПО «Белэнерго». Планируется, что к моменту ввода в эксплуатацию БелАЭС их суммарная мощность составит порядка 916 МВт. Еще 200 МВт будет введено на котельных других организаций.

С выходом Белорусской АЭС на проектную мощность (2380 МВт) участие конденсационных электростанций в генерировании электроэнергии в зимние рабочие дни будет сведено к минимуму, а покрытие базовой и полупиковой нагрузки придется распределять в основном между АЭС и теплоэлектроцентралями, работающими с полной загрузкой при максимальной выработке электроэнергии по теплофикационному циклу.

Если в этот период мощность АЭС использовать в базовом режиме для внутреннего электроснабжения республики, то на долю ТЭЦ будет приходиться около 2500 МВт базовой круглосуточной нагрузки и вся полупиковая нагрузка в размере 2177 МВт. Несмотря на то что суммарной электрической мощности ТЭЦ будет достаточно для покрытия данной нагрузки, значительной части электрогенерирующего оборудования придется работать в маневренном режиме с разгрузкой в ночные часы [1].

Частично эта проблема решается за счет установки электрических водогрейных котлов на электростанциях и котельных ГПО «Белэнерго» и других организаций. Такой подход был предусмотрен Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период

до 2016 года, а также Комплексным планом развития электроэнергетической сферы с учетом ввода Белорусской атомной электростанции.

Реализация пилотного проекта по установке двух электрических водогрейных котлов по 40 МВт на Гомельской ТЭЦ-2 началась 1 декабря 2015 года и завершилась в июле 2016 года. Архитектурный проект разрабатывало РУП «Белнипиэнергопром», генеральным подрядчиком выступило ОАО «Белэнергоремналадка», субподрядными организациями – РУП «Белэнергострой» (филиал СМУ «Гомельэнергострой»), ОАО «Белэлектромонтажналадка» и ОАО «Белэнергозащита». Пусконаладочные работы выполняли ОАО «Белэлектромонтажналадка» и ОАО «Белэнергоремналадка».

Оборудование электрокотлов и их использование в составе ТЭЦ

Электрокотлы, установленные на Гомельской ТЭЦ-2, относятся к электродным. В котлах этого типа тепловая энергия образуется при прохождении электрического тока между электродами непосредственно через среду теплоносителя, обладающего удельным сопротивлением (рис. 1).

В состав электрокотельной установки входят электрический водогрейный котел типа ZVP-2840 (Zander & Ingstrom AB, Швеция; рис. 2), теплообменник типа NT250M B-25 (GEA PHE Systems, Германия; рис. 3), установка подпитки и поддержания давления, дозирующая станция химических реагентов, циркуляционные насосы, запорная и регулирующая арматура, расширительная и дренажная системы с дренажными насосами, трубопроводы замкнутого контура и сетевой воды, шкафы систем электроснабжения вспомогательного оборудования и АСУ.

Электроснабжение электрокотлов осуществляется через РУ 10 кВ (рис. 4) от силового трансформатора с расщепленной вторичной обмоткой мощностью 80 МВА, присоединенного к ЗРУ 110 кВ.

Водогрейный котел ZVP-2840 изготовлен под трехфазное подключение и имеет по шесть фазных и нулевых электродов. Каждая фаза подключена к двум электродам. Поскольку мощность котла зависит от размера поверхности проводника, то, изменяя активную площадь электродов с помощью регулируемых заслонок, можно регулировать нагрузку котла от минимальной (10 %) до максимальной (100 %). Максимально возможный отпуск тепла потребителям от электрокотлов составляет 69 Гкал/ч.

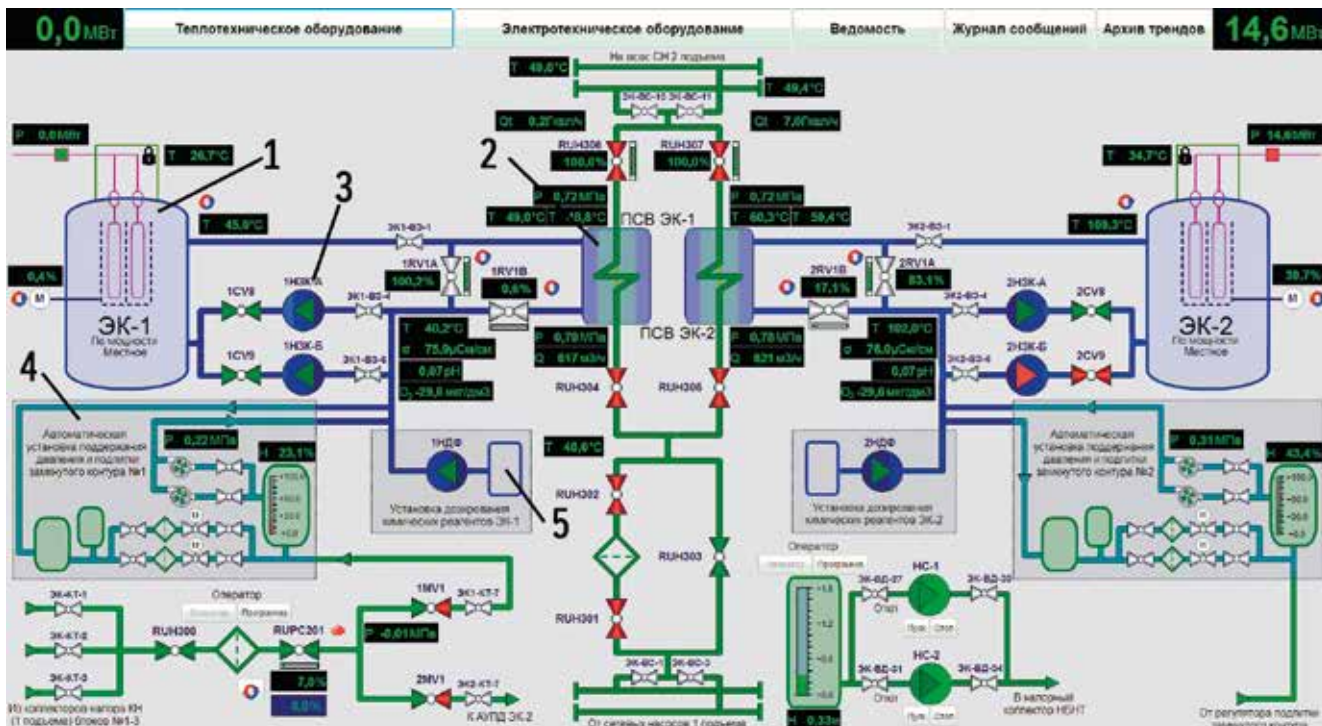


Рис. 1. Принципиальная схема электродогревательной установки:

1 – электродогреватель; 2 – подогреватель сетевой воды; 3 – насосы замкнутого контура; 4 – автоматическая установка поддержания давления и подпитки замкнутого контура; 5 – установка дозирования химреагентов

Применение электродогревателей позволяет в ночное время снижать электрическую мощность ТЭЦ нетто примерно на 30 % от номинальной в течение примерно 80 % отопительного периода.

Водогрейный котел ZVP-2840 предъявляет жесткие требования к качеству нагреваемой в нем воды. Поэтому организуется замкнутый контур, в котором циркулирует вода, соответствующая этим требованиям (таблица 1).

Котел заполняют основным конденсатом турбин. После заполнения первичного контура включаются насос замкнутого контура и насос-дозатор химреагентов. Когда электро-

проводность котловой воды достигает 80 мкСм/см, дозирование реагента прекращается.

Для каждого котла организован свой замкнутый контур в составе:

- подогревателя сетевой воды;
- двух насосов замкнутого контура;
- автоматической установки поддержания давления и подпитки замкнутого контура;
- установки дозирования химреагентов.

Насос замкнутого контура обеспечивает циркуляцию воды между котлом и подогревателем сетевой воды.

Установка поддержания давления и подпитки автоматически регулирует объем воды и давление в замкнутом контуре, установка дозирования химреагентов – необходимое качество воды.

Обратная сетевая вода с помощью сетевых насосов 1-го подъема поступает в два коллектора Ду 1200 мм, откуда трубопроводом Ду 600 мм подается в главный корпус на два подогревателя. После нагрева она поступает в два коллектора



Рис. 2. Электрические водогрейные котлы типа ZVP-2840 в здании машинного зала главного корпуса Гомельской ТЭЦ-2



Рис. 3. Теплообменник NT250M B-25



Рис. 4. РУ 10 кВ электродкотлов

Таблица 1. Нормы качества воды в замкнутом контуре

Параметр	Значение
Электропроводность	80±5 мкСм/см
pH	8,3–10,3
Жесткость	не более 35 мкг-экв/кг
Кислород	не более 20 мкг/кг
Железо	не более 50 мкг/кг



Рис. 5. Оборудование ячейки № 23 ЗРУ 110 кВ

Диаметр 1200 мм, откуда подается на всас насосов сетевой воды 2-го подъема.

Подключение электродкотлов осуществляется через РУ 10 кВ (6 шкафов КРУ), состоящее из двух секций, которые соединены с выводами электродкотлов посредством трехфазного комплектного токопровода. Секции подключаются к существующему трансформатору электродкотлов 1TK, а тот, в свою очередь, посредством гибкого токопровода – к ячейке № 23 ЗРУ 110 кВ.

При реализации проекта ячейка была модернизирована. В частности, масляный выключатель заменен на элегазовый со шкафом обогрева привода выключателя и шкафом зажимов выключателя; вместо разъединителей с ручным приводом установлены разъединители с автоматическим управлением; маслonaполненные трансформаторы тока заменены на элегазовые. Кроме того, обновлены высоковольтные воздушные вводы, шинные опоры и ошиновка (рис. 5).

Управление электродкотлами полностью автоматизировано и может осуществляться как с БЩУ-1, так и с БЩУ-2. Для контроля и управления технологическими процессами всего вновь установленного оборудования используются современные средства вычислительной техники на базе созданной в ходе реализации проекта локальной САУ ТП электродкотлов.

Диспетчерское управление электродкотлами

Корректировка режимов эксплуатации электродкотлов выполняется на основании диспетчерской заявки, разрешенной диспетчерской службой (ДС) ГПО «Белэнерго». В частности, по заявке должно осуществляться:

- изменение оперативного состояния электродкотлов, отличного от состояний «Работа» или «Резерв»;
- изменение отличных от нормативных минимальной и (или) максимальной мощности электродкотлов, скорости изменения их нагрузки и времени включения в работу;
- вывод из работы, в том числе устройств телесигнализации и телеизмерений.

Время включения электродкотлов в работу из состояния «Резерв» от момента отдачи распоряжения на включение

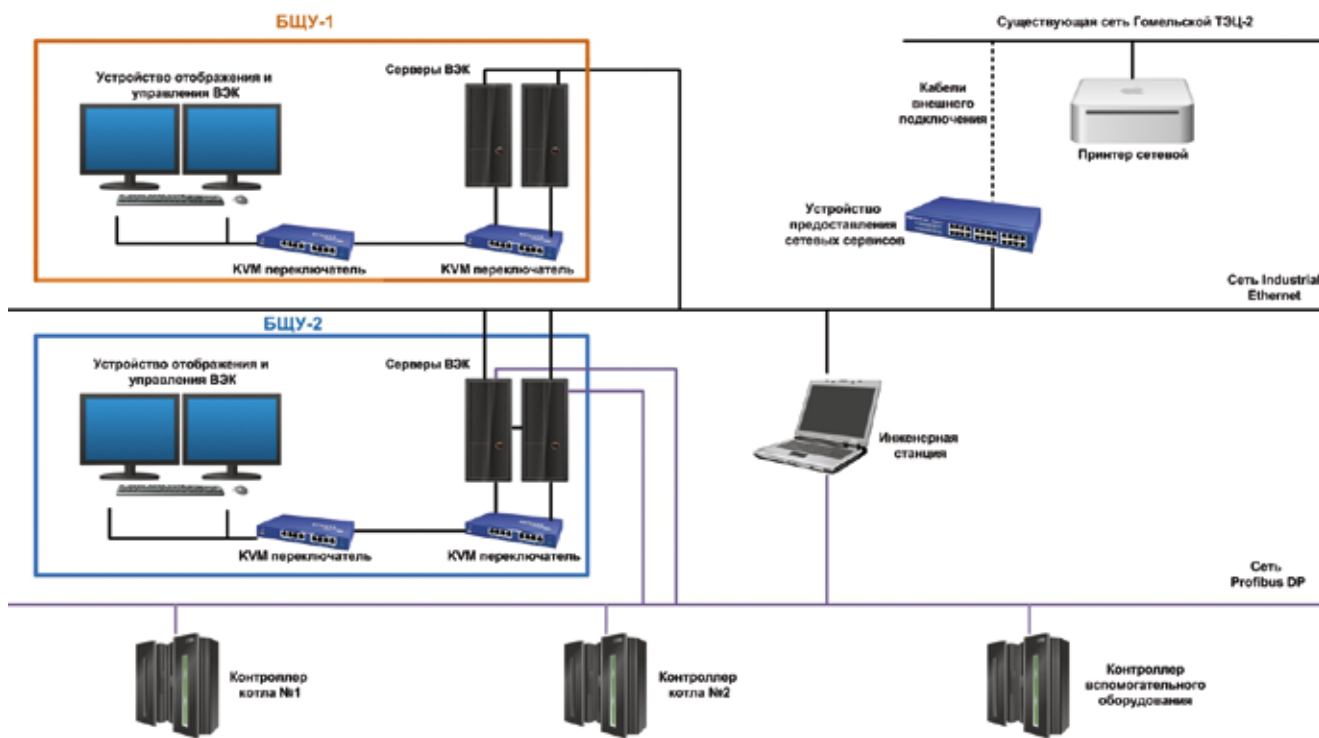


Рис. 6. Структурная схема программно-технического комплекса системы автоматизированного управления водогрейными электродкотлами ZVP-2840

до набора номинальной мощности (40 МВт) при неплановом включении составляет 45 мин, при запланированном – 30 мин; скорость изменения мощности при наборе нагрузки – 2 МВт/мин, при снижении нагрузки – 3 МВт/мин.

Плановое включение электродкотлов осуществляется на основании графика с разрешения дежурного диспетчера ДС ГПО «Белэнерго». С ним также согласуется величина активной мощности, потребляемой электродкотлами. Неплановое включение выполняется по распоряжению дежурного диспетчера, при этом в распоряжении указываются величина активной мощности, которую необходимо набрать, и ориентировочное время (график) работы электродкотлов.

Неплановая работа электродкотлов может быть обусловлена внезапным возникновением таких режимов работы энергосистемы, при которых включение электродкотлов будет единственно возможным решением, позволяющим избежать вынужденного краткосрочного отключения генерирующего оборудования на электростанциях ОЭС.

Вопросы применения электрических водогрейных котлов Гомельской ТЭЦ-2 регламентируются следующими документами:

- Порядок разгрузки генерирующего оборудования Белорусской энергосистемы и применения иных регулировочных мероприятий по обеспечению баланса электрических мощностей в часы минимальных нагрузок отопительного периода 2020/2021 годов;
- Регламент взаимодействия ДС ГПО «Белэнерго» и РУП «Гомельэнерго»

по планированию и фактическому вводу в работу электродогрейных котлов ст. № 1, 2 Гомельской ТЭЦ-2.

Приведем два примера решения проблемы регулирования нагрузок как Гомельской ТЭЦ-2, так и Белорусской энергосистемы с использованием электродкотлов.

Так, 2 октября 2016 года на станции работал только энергоблок ст. № 2 с тепловой нагрузкой 90 Гкал/ч. В результате срабатывания защиты он отключился. В кратчайшее время (30 мин) были включены оба электродкотла, что позволило обеспечить выдачу тепловой энергии на горячее водоснабжение г. Гомеля.

С 7 по 9 января 2017 года электродкотлы Гомельской ТЭЦ-2 обеспечивали прохождение ночных минимумов электриче-



Рис. 7. АРМ управления электродкотлами ZVP-2840 на БЩУ-2

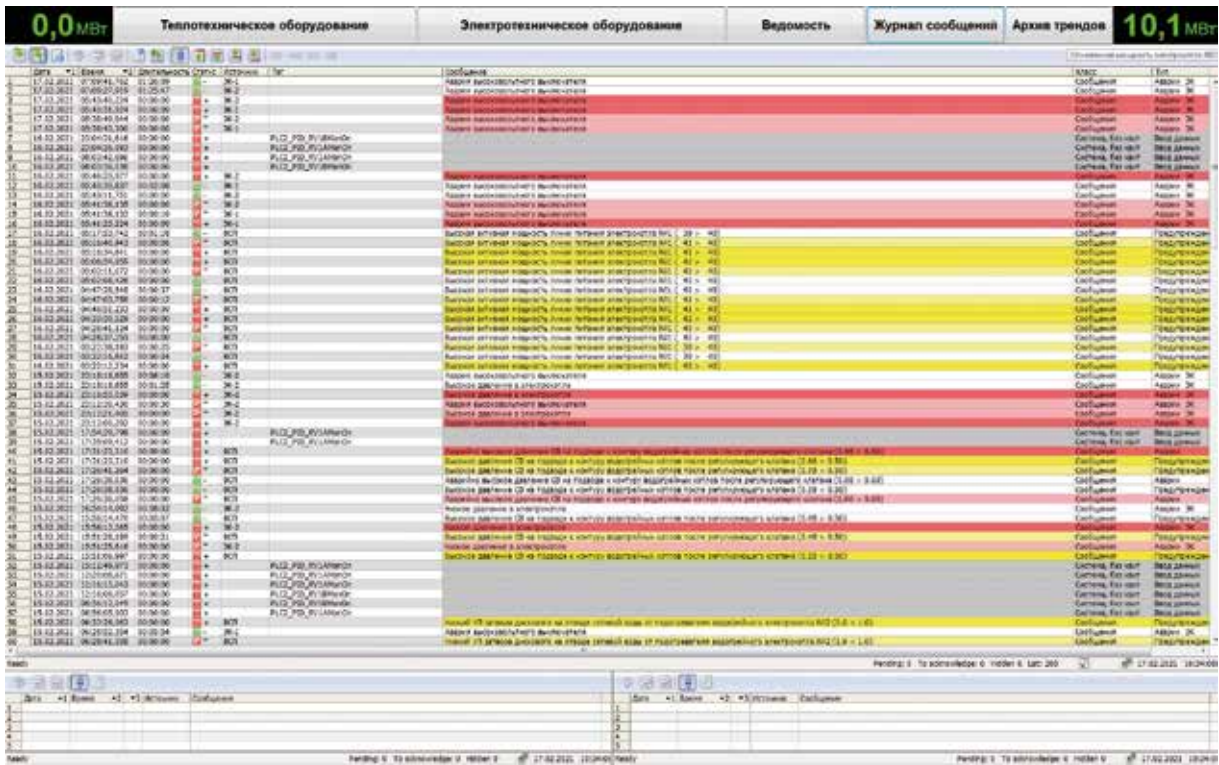


Рис. 8. Ведомость отображения информации о контролируемых параметрах

ских нагрузок в период низких температур наружного воздуха и, как следствие, больших тепловых нагрузок ТЭЦ Белорусской энергосистемы на фоне низкого электропотребления.

Система автоматизированного управления электрическими водогрейными котлами

Система автоматизированного управления (CAV) является основным логическим управляющим элементом электрокотельной установки. Программно-технический комплекс системы автоматизированного управления технологическими

процессами (ПТК САУ ТП) на электродкотлах представляет собой трехуровневую структуру (рис. 6).

Нижний уровень образуют датчики измеряемых параметров, запорная и регулирующая арматура совместно с электроприводами, механизмами собственных нужд.

Средний уровень – это уровень технологических подсистем управления, центральной частью которого являются программируемые логические контроллеры (ПЛК), выполняющие сбор и обработку информации для базы данных системы и реализующие основные управляющие функции (технологические защиты и блокировки, автоматическое регулирование).

Таблица 2. Технические характеристики электродкотлов

Наименование параметра	Величина параметра
Электродкотел	
Количество	2 шт.
Номинальная мощность	40 МВт
Диапазон регулирования мощности	10–100 % (4–40 МВт)
КПД при номинальной нагрузке	99,0 %
Пластинчатый теплообменник	
Количество	2 шт.
Температура входа (сетевая вода)	45–70 °С
Температура выхода (сетевая вода)	70–115 °С
Расход (сетевая вода)	100–150 М³/ч
Температура входа (замкнутый контур)	120 °С
Температура выхода (замкнутый контур)	90 °С
Расход (замкнутый контур)	1150 М³/ч

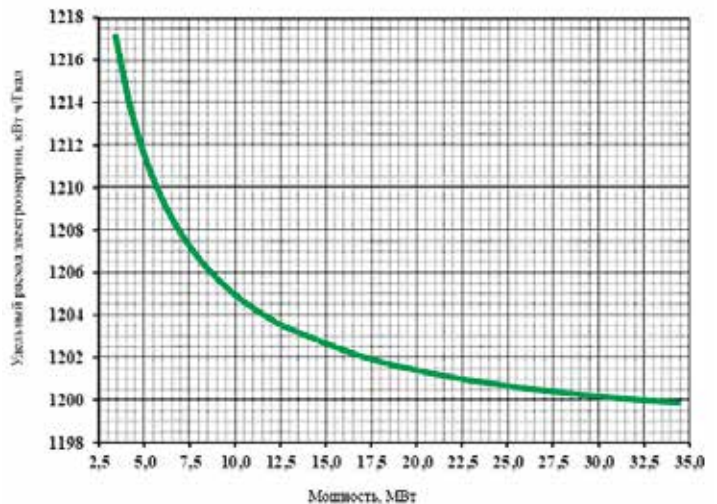


Рис. 9. График зависимости удельного расхода электроэнергии на выработку тепла электрическими водогрейными котлами от их электрической мощности

Таблица 3. Результаты испытаний на подтверждение гарантийных показателей электродкотлов

Наименование параметра электродкотла	Значение параметра производителя	Значение параметра по результатам испытаний	
		ЭК № 1	ЭК № 2
Номинальная мощность	40 МВт	40 МВт	40 МВт
Диапазон регулирования мощности	10–100 % (4–40 МВт)	10–100 % (4–40 МВт)	10–100 % (4–40 МВт)
КПД при номинальной нагрузке	99,0 %	99,29 %	99,28 %

Верхний уровень – оперативный контур управления, обеспечивающий дистанционное управление исполнительными механизмами, изменение задания режимов работы подсистем управления, представление информации на мониторах, срабатывание звуковой и визуальной технологической сигнализации, ведение долгосрочного и краткосрочного архива данных и т.д.

САУ электродкотла ZVP-2840 позволяет:

- осуществлять автоматизированное управление технологическим объектом во всех режимах его работы;
- предоставлять оперативному персоналу достаточную и достоверную информацию о технологическом объекте управления и состоянии программно-технических средств САУ ТП;
- управлять всем технологическим оборудованием, входящим в состав САУ ТП, с одного автоматизированного рабочего места (рис. 7);
- обеспечивать оперативный и эксплуатационный персонал ретроспективной технологической информацией о текущих и аварийных событиях, контролируемых параметрах и т.д. (рис. 8).

САУ ТП состоит из подсистем, каждая из которых представляет собой совокупность технических и программных компонентов и отвечает за выполнение определенной функции системы.

По функциональному признаку выделяются следующие подсистемы:

- сбора и первичной обработки информации от аналоговых и дискретных источников;
- отображения информации;
- предупредительной и аварийной технологической сигнализации;
- дистанционного управления;
- технологических блокировок;
- технологических защит;
- автоматического регулирования;
- регистрации (архивирования) и документирования информации;
- аварийного дистанционного останова;
- диагностики.

Основные технико-экономические показатели электродкотлов и результаты их испытаний

Технические характеристики электродкотлов Гомельской ТЭЦ-2 представлены в таблице 2.

В процессе комплексных и режимных испытаний, а также испытаний на подтверждение гарантийных показателей оборудования электродкотлов установлено следующее:

- на нагрузках 4, 10, 20, 30 и 40 МВт электродкотлы и вспомогательное оборудование работали надежно и устойчиво.

Факторов, ограничивающих время работы электродкотлов на этих нагрузках, не выявлено;

- электродкотлы в автоматическом режиме поддерживают заданную электрическую нагрузку и температуру воды в замкнутом контуре перед циркуляционными насосами 90 °С;
- нарушений и ограничений в работе технологического, электротехнического оборудования и системы автоматического регулирования электродкотельных установок не выявлено.

Результаты испытаний на подтверждение гарантийных показателей электродкотлов представлены в таблице 3.

Таким образом, технические характеристики подогревателей сетевой воды соответствуют паспортным данным завода-изготовителя.

Зависимость удельного расхода электроэнергии на выработку тепла электрическими водогрейными котлами от электрической мощности представлена на рисунке 9. За период с 2016 года по настоящее время отпуск тепла составил 11 687 Гкал, суммарное потребление электроэнергии – 13 535 тыс. кВт·ч; суммарная наработка ЭК № 1 – 257 ч, ЭК № 2 – 249 ч.

Проведенные РУП «Белнипиэнергопром» расчеты показали, что получение маневренной полупиковой мощности на ТЭЦ с применением электродкотлов экономически более эффективно, чем путем систематической разгрузки энергоблоков АЭС в ночные часы зимнего периода. Срок окупаемости капиталовложений в установку электродкотлов находится в пределах от 0,5 до 1,5 года в зависимости от мощности турбоагрегатов, единичной теплопроизводительности электродкотлов и цены потребляемого на ТЭЦ природного газа [1].

Выводы

Установка на Гомельской ТЭЦ-2 электродкотлов суммарной электрической мощностью 80 МВт позволит обеспечить маневренность станции в период ночного снижения электропотребления при вводе в эксплуатацию Белорусской АЭС и увеличить выработку электроэнергии на АЭС за счет снижения отпуска электроэнергии от Гомельской ТЭЦ-2 в периоды ночного минимума нагрузки энергосистемы при значительно меньшей разгрузке непосредственно теплофикационного турбоагрегата.

Список литературы

1. Трутаев, В.И. Применение электродкотлов на ТЭЦ как эффективный способ получения маневренной электрической мощности в энергосистеме Беларуси с вводом АЭС / В.И. Трутаев, В.М. Сыропушинский // Энергетическая стратегия. – 2010. – № 4(16). – С. 19–24.



А.А. ДАШКОВСКИЙ,
м.т.н., инженер-программист
ООО «Мобильные ТелеСистемы»



П.А. САЗОНОВ,
м.т.н., инженер по наладке и испытаниям
ОАО «Белэлектромонтажналадка»

Анализ допустимых токов нагрузки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

Режимы потребления электрической энергии изменяются в течение суток, недель и месяцев года. Соответственно, непрерывно меняется и нагрузка всех звеньев, задействованных при передаче и распределении электроэнергии. В условиях роста электропотребления возможность установки трансформаторов большей мощности, новых высоковольтных ячеек на подстанциях для подключения новых потребителей зависит от загруженности кабельных линий. В связи с этим одной из важнейших характеристик кабельной сети являются допустимые токи нагрузки линий. В статье предлагается модель расчета данного показателя для распределительных сетей 6–10 кВ.

На данный момент в кабельных сетях Белорусской энергосистемы широко распространено использование кабеля с бумажно-масляной изоляцией (БМИ). Его весомое преимущество – низкая стоимость, в то же время такой кабель имеет ряд недостатков:

- высокая гигроскопичность БМИ приводит к ее увлажнению, что способствует повышению аварийности кабельной линии;
- пропиточный состав изоляции имеет свойство перемещаться вдоль кабеля, что приводит к необходимости контроля параметра «допустимая разность уровней прокладки кабеля с БМИ» (для предотвращения стекания пропиточного состава в нижнюю часть кабеля и, как следствие, осушения изоляции в его верхней части, что увеличивает повреждаемость);
- повышенный ущерб, причиняемый окружающей среде [1].

Кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) лишен перечисленных недостатков. В развитых странах данный тип кабеля получил широкое применение. К примеру, в Швеции еще в 2006 году был введен норматив по расчету номинальной токовой нагрузки и потерь в электрическом кабеле (IEC 60287-1-1), на основании которого впоследствии разработан ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009 [2]. В настоящее время в Беларуси применение СПЭ-кабеля становится стандартом для вновь прокладываемых кабельных линий электропередачи.

Целью исследования, представленного в статье, является выявление и анализ предельно допустимых токов нагрузки

($I_{\text{доп}}$) для кабеля с традиционной изоляцией и с изоляцией из сшитого полиэтилена, применяемого в распределительных сетях 6–10 кВ. Ниже приведена упрощенная для удобства читателя математическая модель, согласно которой и был произведен расчет этого показателя.

Величина $I_{\text{доп}}$ может быть рассчитана исходя из допустимого превышения температуры токопроводящей жилы над температурой окружающей среды по формуле

$$I_{\text{доп}} = \left[\frac{\Delta\Theta - W_{\alpha} [0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0.5}, \quad (1)$$

где $\Delta\Theta = \Theta_{\text{доп}} - \Theta_0$ – допустимое превышение температуры жилы ($\Theta_{\text{доп}}$) над температурой окружающей среды (Θ_0); для кабелей с изоляцией из СПЭ $\Theta_{\text{доп}} = 90$ °С; Θ_0 для весенне-летнего периода принимается равным 15 °С при прокладке в земле и 25 °С при прокладке в воздухе, для осенне-зимнего периода – 5 °С, следовательно, средние значения Θ_0 за год – 10 °С при прокладке в земле и 15 °С – в воздухе [2];

R – сопротивление токопроводящей жилы переменному току при максимальной рабочей температуре (90 °С), Ом/м [7];

W_{α} – диэлектрические потери в изоляции жилы на единицу длины, Вт/м, определяются для трехжильных или одножильных экранированных кабелей, если фазное напряжение более 63,5 кВ;

T_1, T_2, T_3, T_4 – тепловое сопротивление на единицу длины соответственно изоляции между жилой и экраном, подушки

(внутренней оболочки) между экраном и броней, наружного защитного покрова, между поверхностью кабеля и окружающей средой, °С·м/Вт;

n – число жил в кабеле;

λ_1, λ_2 – доля потерь соответственно в экране и в броне по отношению к общим потерям во всех жилах кабеля

Обозначим, что доля потерь мощности в медном экране одножильных кабелей λ_1 складывается из потерь, обусловленных циркулирующими токами (λ'_1) и вихревыми токами (λ''_1).

Тепловые сопротивления T_1-T_4 , °С·м/Вт, установлены расчетным путем (все размеры кабеля даны в миллиметрах).

Тепловое сопротивление изоляции между жилой и экраном T_1 :

$$T_1 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left(1 + \frac{2\Delta_{из}}{d_ж} \right), \quad (2)$$

где $\rho_T = 3,5$ °С·м/Вт – удельное тепловое сопротивление сшитого полиэтилена [3]; $\Delta_{из}$ – толщина изоляции; $d_ж$ – диаметр жилы кабеля.

Тепловое сопротивление между экраном и броней T_2 :

$$T_2 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left(1 + \frac{2\Delta_{под}}{D_s} \right), \quad (3)$$

где $\rho_T = 6$ °С·м/Вт – удельное тепловое сопротивление поливинилхлорида [3]; $\Delta_{под}$ – толщина подушки; $D_s = d_ж + 2(\Delta_{эж} + \Delta_{из} + \Delta_{эи} + \Delta_{разд} + d_{экр})$ – наружный диаметр экрана, где $\Delta_{эж}$ – толщина экрана по изоляции; $\Delta_{эи}$ – толщина полупроводящего экрана по изоляции; $\Delta_{разд}$ – толщина разделительного слоя; $d_{экр}$ – диаметр проволок медного экрана [4].

Тепловое сопротивление наружного защитного покрытия T_3 :

$$T_3 = \frac{\rho_T}{2\pi} \ln \left(1 + \frac{2\Delta_{обол}}{D'_a} \right), \quad (4)$$

где $\Delta_{обол}$ – толщина наружного защитного покрытия; $D'_a = D_{вн} - \Delta_{обол}$ – наружный диаметр брони, $D_{вн}$ – наружный диаметр кабеля [4].

Тепловое сопротивление окружающей среды T_4 для групп кабелей, проложенных в земле и одинаково нагруженных

$$\left(\frac{2L}{D_{вн}} > 5 \right):$$

$$T_4 = \frac{\rho_T}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{4L}{D_{вн}} \right) - 0,142 \right), \quad (5)$$

где ρ_T – удельное тепловое сопротивление земли, в зависимости от характера грунта может достигать значения 1,8 °С·м/Вт [6]; $L = 1$ м – глубина заложения в грунт кабеля напряжением 6–10 кВ [6].

Приведенная модель расчета позволяет оценить погрешность уже произведенных расчетов $I_{доп}$ в условиях эксплуатации электрической кабельной сети. Результаты исследования допустимых значений токовой нагрузки – как исходные, так и расчетные данные для кабеля с традиционной изоля-

Таблица 1. Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе (трехжильный кабель) [8]

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А			
	Наружный диаметр, мм	6 кВ	Наружный диаметр, мм	10 кВ
35	38,4	110	47,2	105
50	40,3	145	49,1	135
70	43,1	175	52,0	165
95	46,2	215	55,2	200
120	48,8	250	57,8	240
150	53,6	290	63,0	270
185	56,9	325	66,3	305
240	63,0	375	75,2	350

Таблица 2. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, прокладываемых в воздухе (трехжильный кабель)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А			
	Наружный диаметр, мм	6 кВ	Наружный диаметр, мм	10 кВ
35	43,07	318,2371	49,94	300,304
50	46,26	381,8656	52,52	361,672
70	49,49	481,9533	56,58	456,32
95	53,14	593,7543	60,63	557,559
120	57,14	685,6637	63,21	645,719
150	60,79	787,8232	66,65	740,276
185	64,02	902,0642	70,91	831,348
240	70,42	1044,354	75,85	985,241

цией и с изоляцией из сшитого полиэтилена – представлены в таблицах 1–5.

При анализе данных из таблиц 1 и 2 видно, что при прокладке в воздухе допустимая токовая нагрузка для кабеля с изоляцией из СПЭ выше, чем для кабеля с традиционной изоляцией. Необходимо принять во внимание, что данные таблицы 1 приведены в соответствии с действующими ПУЭ [8], а данные таблицы 2 представляют собой результат расчета, выполненного согласно ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009.

В таблицах 3–5 указаны данные для кабелей, прокладываемых в следующих видах грунта: песок влажностью 4–7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8–12 %.

Сравнение данных из таблиц 3 и 4 не позволяет сделать однозначный вывод в пользу того или иного кабеля, так как согласно [8] одна и та же марка кабеля с БМИ при подземной прокладке обладает более высоким значением допустимого длительного тока, чем при прокладке в воздухе. Иными словами, кабель, проложенный в земле, охлаждается интенсивнее, чем проложенный открытым способом, что является неоднозначным утверждением, требующим дополнительной проработки.

Данные в таблице 5 также являются результатом стандартизированного расчета. $I_{доп}$ указан для трех одножильных СПЭ-кабелей ввиду отсутствия на рынке кабеля с традици-

Таблица 3. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле (трехжильный кабель) [8]

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А			
	Наружный диаметр, мм	6 кВ	Наружный диаметр, мм	10 кВ
35	38,4	139,20	47,2	130,50
50	40,3	174,00	49,1	156,60
70	43,1	213,15	52	187,05
95	46,2	256,65	55,2	230,55
120	48,8	295,80	57,8	269,70
150	53,6	339,30	63	308,85
185	56,9	382,80	66,3	348,00
240	63,0	443,70	75,2	400,20

Таблица 4. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, прокладываемых в земле (трехжильный кабель)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А			
	Наружный диаметр, мм	6 кВ	Наружный диаметр, мм	10 кВ
35	43,07	106,260	49,94	107,435
50	46,26	124,795	52,52	125,985
70	49,49	151,309	56,58	153,010
95	53,14	179,722	60,63	181,700
120	57,14	203,308	63,21	204,875
150	60,79	227,151	66,65	228,706
185	64,02	241,110	70,91	254,957
240	70,42	289,834	75,85	291,956

Таблица 5. Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена, прокладываемых в земле (одножильный кабель)

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Допустимый длительный ток, А			
	Наружный диаметр, мм	6 кВ	Наружный диаметр, мм	10 кВ
35	22,21	242,522	23,91	239,213
50	23,41	286,450	25,21	275,751
70	25,11	350,736	26,91	346,391
95	26,81	419,355	28,41	414,077
120	28,01	475,225	29,71	469,702
150	29,61	532,710	31,41	526,956
185	31,31	598,153	32,91	591,616
240	33,81	688,637	35,31	682,089

онной изоляцией в одножильном исполнении. Между тем такое исполнение по сравнению с трехжильным обеспечивает улучшенное охлаждение (за счет увеличения площади контакта с окружающей средой) и, как следствие, более высокое значение допустимых длительных токов для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена. При анализе данных из таблиц 3 и 5 можно отметить, что применение одножильного СПЭ-кабеля дает преимущество в части допустимых длительных токов – они в 1,5–2 раза выше, чем при традиционном решении.

Выводы

Результаты проведенного исследования указывают на необходимость перехода к единому стандарту расчета допустимого длительного тока нагрузки для кабеля, например, к ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009.

Сравнительный анализ показал, что одножильный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена по сравнению с традиционным обеспечивает более высокую (в полтора-два раза) пропускную способность по нагреву проводников, благодаря чему для этого типа кабеля значительно возрастают значения предельно допустимых токов нагрузки. Подчеркнем, что выбор СПЭ-кабеля способствует также уменьшению вреда для окружающей среды. Поэтому его применение в городских распределительных сетях является достойной альтернативой использованию кабеля с бумажно-масляной изоляцией.

Однако пока решающим фактором при выборе того или иного технического средства будет стоимость [5], вопрос о перспективах повсеместного внедрения кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в Беларуси останется открытым.

Список литературы

1. Короткевич, М.А. Оценка воздействия кабельных линий электропередачи на окружающую среду / М.А. Короткевич, С.Н. Азаров // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2019. – Т. 62. – № 5. – С. 422–432.
2. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100%-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения: ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009. – М.: Стандартинформ, 2009. – 25 с.
3. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 2-1. Тепловое сопротивление. Расчет теплового сопротивления: ГОСТ Р МЭК 60287-2-1-2009. – М.: Стандартинформ, 2009. – 31 с.
4. Кабели и провода: каталог продукции. – Витебск: Производственное объединение «Энергокомплект», 2019. – 136 с.
5. Короткевич, М.А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 1 / М.А. Короткевич, С.И. Подгайский, А.В. Голомуздов // Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. Энергетика. – 2017. – № 5. – С. 417–432.
6. Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки: ТКП 611-2017. – Минск: Минэнерго, 2017. – 103 с.
7. Жилы токопроводящие медные и алюминиевые для кабелей, проводов и шнуров. Основные параметры и технические требования: ГОСТ 22483-2012. – Минск: Госстандарт, 2015. – 20 с.
8. Правила устройства электроустановок (ПУЭ-6). Действующие главы. – Минск: Энергопресс, 2014. – 342 с.



М.А. ШЕВАЛДИН,
м.т.н., начальник управления релейной
защиты и автоматики ГПО «Белэнерго»

Программный комплекс по расчету уставок РЗА – незаменимый помощник релейщика

Расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики – сложнотехнические инженерные задачи, выполнение которых занимает достаточно продолжительное время даже при условии применения компьютеров. Недостаточная степень автоматизации данного процесса ведет к нерациональному использованию труда высококвалифицированных специалистов. Для эффективного решения этой проблемы необходимо не только внедрение специализированного программного обеспечения, но и постоянная его модернизация с учетом современных тенденций.

Одними из основных задач подразделений, курирующих вопросы эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), являются расчет и выбор параметров их срабатывания. Указанные операции регламентируются большим количеством нормативной документации, требованиями производителей защищаемого электрооборудования и аппаратуры РЗА, а также определяются опытом эксплуатации оборудования, особенностями работы энергосистемы и другими факторами [1–7]. Кроме того, в условиях текущего развития и непрерывной модернизации Белорусской энергосистемы при расчетах параметров РЗА необходимо учитывать большое количество различных режимов [8–10].

Таким образом, обеспечение полноты и правильности выбора параметров срабатывания для каждого элемента электроэнергетической системы требует выполнения нескольких сотен, а иногда и тысяч сложных комплексных вычислительных процедур, что сопряжено с большими трудозатратами для эксплуатирующих и проектных организаций. В целях оптимизации этого процесса используются специализированные программные

продукты, позволяющие существенно упростить выполнение расчетов. В Белорусской энергосистеме с середины 2000-х годов в основном применяется программный комплекс «Автоматизированное рабочее место служб расчетов уставок релейной защиты ОДУ и энергосистем» (АРМ СРЗА).

Возможности комплекса АРМ СРЗА

Программный продукт АРМ СРЗА производства ПК «БРИЗ» пришел на смену аналогичному продукту ТКЗ-3000, разработанному в 1989 году и к настоящему времени морально устаревшему. Используемое сегодня ПО обладает расширенными возможностями – оно включает в себя различные функциональные продукты, в том числе графический редактор схем замещения электрической сети, а также программы:

- расчета электрических величин при повреждениях в сети;
- подготовки файла коррекции;
- расчета токов КЗ по месту повреждения;
- расчета эквивалентов сети;

- расчета параметров производной схемы замещения повреждений любой сложности;

- создания новой сети на базе эквивалента;

- определения мест повреждений.

С помощью графического редактора создается математическая модель электроэнергетической сети (ЭС) – основа для выполнения последующих вычислений. В Беларуси данная модель в части отдельных мощных генерирующих источников и оборудования напряжением 220 кВ и выше разрабатывается специалистами сектора релейной защиты и автоматики управления РЗА ГПО «Белэнерго» (УРЗА). Затем соответствующие подразделения областных энергосистем дополняют и дорабатывают ее, главным образом в части основного генерирующего оборудования и электрооборудования с номинальным напряжением 110 кВ. При изменении топологии сети или параметров установленного оборудования (что происходит постоянно) персонал этих подразделений своевременно вносит коррективы. Математическая модель также передается в подведомственную проектную организацию, выполняющую проектирование

новых и реконструкцию существующих электроэнергетических объектов напряжением 110 кВ и выше.

Моделируемая сеть представлена сопротивлениями прямой, обратной и нулевой последовательности различных элементов, а также другими параметрами. Все они записываются в табличном виде. Для визуализации, удобства работы с данными и их анализа информация переводится из таблиц в специальное графическое изображение.

Программа АРМ СРЗА позволяет проводить вычисления неограниченного объема электрических параметров и характеристик ЭС, в том числе с учетом:

- вида и характера повреждений сети;
- групп взаимоиנדукций;
- активных составляющих сопротивлений;
- отличия значений сопротивлений обратной и прямой последовательности;
- фактических групп соединений обмоток трансформаторов в трехфазных симметричных сетях любого напряжения.

Программа дает возможность выполнять расчет уставок микропроцессорных защит (ЭКРА, SIEMENS), токовых и дистанционных защит на электромеханической (ЭПЗ-1636, ДЗ-503, ПЗ-5) и микроэлектронной (ПДЭ-2001, ШДЭ-2801, БРЭ-2801) элементной базе. Таким образом, повышается степень автоматизации расчетов и сокращается время их выполнения.

Кроме того, программа позволяет:

- строить наглядные годографы характеристик реле сопротивлений, в том числе для анализа их согласованности между собой и отстроенности от нагрузочных сопротивлений;
- проводить анализ согласования и резервирования ступеней токовых защит нулевой последовательности (ТЗНП) и максимальных токовых защит разнообразных элементов ЭС;
- строить годографы и графики электрических параметров и характеристик срабатывания ступеней для различных функциональных групп РЗА с целью анализа срабатывания защит, в том числе при перемещении точки КЗ по схеме, и сравнения величин токов, напряжений и сопротивлений с реальными их значениями, зафиксированными при повреждениях в электросетях Белорусской энергосистемы;

- выполнять расчеты по определению места повреждения (ОМП) в сети с оформлением специальных расчетных таблиц для нахождения конкретного места повреждения, а также расчет ОМП на основе показаний приборов (конкретных замеров электрических величин);

- формировать новую сеть или подсеть на базе ее эквивалента, рассчитывать параметры производной схемы замещения (шунтов) для КЗ любой сложности с учетом взаимоиנדукции ветвей нулевой последовательности.

В программе АРМ СРЗА для расчета уставок имеется множество различных шаблонов. В Белорусской энергосистеме наиболее активно используются следующие:

- для выполнения отстройки (ОТ);
- для согласования характеристик защит (SG);
- для проверки чувствительности защиты (СН).

Расчет ТЗНП для ЛЭП 110 кВ и выше

Самыми распространенными повреждениями на ЛЭП напряжением 110 кВ и выше, работающих в режиме глухозаземленной нейтрали, являются однофазные КЗ. Для их устранения применяют специальную токовую защиту, реагирующую на токи нулевой последовательности, которые возникают в сети при несимметричных повреждениях. На ЛЭП указанного класса напряжения традиционно реализуются четыре полноценные ступени токовой защиты нулевой последовательности [3–7].

Перед выполнением расчета ТЗНП с применением АРМ СРЗА необходимо предварительно составить схему замещения защищаемого объекта и прилегающей сети. Для этого используются данные, содержащиеся в программе, а также в соответствующих заданиях по наладке уже функционирующих устройств РЗА. В схеме учитываются сама ЛЭП и все элементы, примыкающие к каждому ее концу, с указанием средних точек и шин среднего напряжения автотрансформаторов (АТ). Определяется также самая короткая ЛЭП со стороны среднего напряжения АТ, что в дальнейшем используется для организации отстройки и согласования различных ступеней защиты.

Для ТЗНП ЛЭП 110 кВ и выше рассматриваются два типа повреждений: однофазное и двухфазное КЗ на землю. Для каждой из четырех ступеней защиты с обеих сторон ЛЭП производится расчет, имеющий свои нюансы и особенности. Так, для расчета первой ступени необходимо:

- выполнить ее отстройку от КЗ на шинах противоположной подстанции при различных режимах работы энергосистемы;
- с использованием шаблона ОТ выбрать максимальное из всех полученных значений токов повреждений на ЛЭП – оно и будет уставкой срабатывания первой ступени;
- установить направленность ступени с проверкой выполнения отстройки от обратного тока;
- определить время срабатывания (для первой ступени, как правило, равно нулю, так как она функционирует без специальной выдержки времени).

Аналогично с использованием шаблонов SG и ОТ выполняются расчеты других ступеней защиты с дополнительным согласованием величин токов и времени срабатывания для организации комплексного резервирования. Для выбранных параметров дополнительно проверяются: отстройка полученных уставок от значений КЗ за АТ в сети среднего напряжения; коэффициент чувствительности защиты (с использованием шаблона СН).

В процессе выбора уставок последующих ступеней ТЗНП могут быть получены результаты, не соответствующие нормативным требованиям, в частности, с недостаточным коэффициентом чувствительности (для основной ступени, чаще всего третьей, должен быть не менее 1,5; для резервных – не менее 1,2) или большим временем срабатывания резервных ступеней [3, 5].

В таких случаях следует проводить дополнительный перерасчет с выбором новых параметров срабатывания вплоть до первой ступени ТЗНП. Иногда указанные расчеты выполняют по несколько раз, в том числе в связи с необходимостью перерасчета параметров других, уже функционирующих элементов ЭС, для которых также может потребоваться изменение характеристик РЗА.

Модернизация программ расчета и обеспечение их совместимости

Ввиду разветвленности, неоднородности и постоянного развития системообразующей сети 110 кВ и выше в Беларуси, для выбора уставок срабатывания дистанционной защиты, ТЗНП и других защитных функций производится несколько десятков расчетов с проверкой нескольких сотен режимов. Даже с помощью современных вычислительных средств эта работа выполняется с определенными задержками по времени. Учитывая, что АРМ СРЗА жестко устанавливается на конкретный компьютер с привязкой лицензии к конкретной его конфигурации, которая в силу этого не может быть модернизирована или заменена, для выполнения каждого отдельного расчета может потребоваться до нескольких десятков минут (!), что является неприемлемым при сегодняшнем уровне развития информационных технологий в стране.

Соответственно, для повышения степени автоматизации и качества работы подразделений, курирующих вопросы проектирования и эксплуатации РЗА, следует постоянно совершенствовать и обновлять применяемые ими программные продукты, в том числе комплексное ПО для расчета параметров устройств РЗА.

Поскольку данные программы разрабатываются различными организациями, не всегда обеспечивается их совместимость (в том числе обратная) с другими аналогичными комплексами, особенно в части графической схемы сети. Несмотря на громкие заявления многих производителей об универсальности тех или иных решений, на практике пользователи на длительное время становятся заложниками конкретного программного продукта со всеми его особенностями.

Согласно информации разработчика, комплекс АРМ СРЗА используется в качестве основного программного средства в Единой энергетической системе России (центральное, все объединенные и региональные диспетчерские управления ОАО «СО ЕЭС», магистральные электросети ПАО «ФСК ЕЭС»), а также в энергосистемах Беларуси, Казахстана, Латвии, Литвы и Монголии. Несмотря на распространенность данного

ПО, существуют альтернативы его применению. В частности, среди схожих программных продуктов, известных специалистам УРЗА ГПО «Белэнерго», можно выделить следующие:

- программа расчета параметров аварийных режимов «ТКЗ++» производства ООО «Релематика» – может использоваться для выбора параметров срабатывания и проверки чувствительности устройств РЗА, при выборе и проверке первичного электрооборудования по условиям динамической и термической устойчивости, а также для анализа реальных нарушений в работе энергосистемы;
- автоматизированная система расчетов и согласования РЗА (АСРПС РЗА) – входит в программный комплекс для автоматизации технологических задач служб РЗА Advanced Protection Suite производства АО «РТСофт»;
- программно-вычислительный комплекс для автоматизированного расчета уставок РЗА (ПВК «АРУ РЗА») производства АО «НТЦ ЕЭС».

Учитывая, что УРЗА ГПО «Белэнерго» курирует разработку и внесение изменений в модель всей сети Белорусской энергосистемы, специалисты управления заинтересованы в устранении проблем совместимости в обе стороны (особенно в части графической схемы модели сети) перечисленных продуктов с программой АРМ СРЗА, которая в настоящий момент активно используется в Беларуси для расчета уставок защит. К сожалению, ни одна из компаний – разработчиков этих программных продуктов не подтвердила готовность к полной реализации данного направления.

Заключение

Расчет уставок релейной защиты и автоматики является сложной технической задачей, выполнение которой предполагает значительные временные и трудовые затраты, требует от персонала конкретных знаний, опыта и большой концентрации внимания. Для оптимизации этого процесса и качественного решения задач, стоящих перед специалистами подразделений РЗА, необходимо активно использовать современные программно-технические

комплексы, которые способны значительно ускорять расчеты и повышать их качество. При этом важно своевременно выполнять модернизацию этих комплексов с учетом появления новых устройств и совершенствования функционала.

Список литературы

1. Дистанционная защита линий 35–330 кВ: руководящие указания по релейной защите. – М.: Энергия, 1966.
2. Дистанционная защита линий 35–330 кВ (дополнение): руководящие указания по релейной защите. – М.: Энергия, 1968.
3. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110–500 кВ. Расчеты: руководящие указания по релейной защите. – М.: Энергия, 1980.
4. Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем: учеб. пособие для техникумов / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
5. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., доп. с исправл. – Гомель: Полеспечать, 2005. – 640 с.
6. Инструкция по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем: СТП 09110.35.250-12. – Введ. впервые. – Минск : ОАО «Экономэнерго», 2012. – 41 с.
7. Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования: СТП 33243.01.216-16. – Введ. 15.02.2016. – Минск: РУП «Белэнергопроект», 2016. – 193 с.
8. Романюк, Ф.А. Состояние и перспективы развития релейной защиты и автоматики белорусской энергосистемы / Ф.А. Романюк, М.С. Ломан, М.А. Шевалдин // Энергетическая безопасность Содружества государств: сборник материалов секции, 6–11 октября 2014 года / Белорусский национальный технический университет, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ». – Минск: БНТУ, 2014. – С. 15–19.
9. Шевалдин, М.А. Переход релейной защиты и автоматики на технологию «цифровая подстанция» назрел / М.А. Шевалдин // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 1 (55). – С. 20–22.
10. Шевалдин, М.А. Анализ работы и перспективы развития средств определения мест повреждений на энергообъектах / М.А. Шевалдин // Энергетическая стратегия. – 2019. – № 6 (72). – С. 27–31.

Инновационная технология очистки электрооборудования диэлектрическими составами

При эксплуатации электрических машин, трансформаторов, коммутационного оборудования из-за загрязнений в электрических соединениях растут переходные сопротивления, что приводит к значительным потерям электроэнергии. Кроме того, загрязнения – частые виновники аварий и пожаров на предприятиях. Чрезвычайные ситуации останавливают производство и приводят к большим финансовым потерям из-за простоя и затрат на ремонт.

Пыль, масло, грязь во взаимосвязи с природным конденсатом, сульфидные и оксидные пленки, плесень, коррозия – все это губительно сказывается на электрическом оборудовании, так как загрязнения:

- ухудшают теплообмен электроустановок, могут воспламениться от искры (риск пожара);
- задерживают влагу, создавая условия для прохождения тока, возникновения пробоя (риск короткого замыкания);
- снижают коэффициент теплоотдачи, повышают износ изоляции (риск поломки);
- увеличивают потери электроэнергии в контактных соединениях (риск переплаты энергоснабжающим организациям).

Слабые контактные соединения – одна из основных причин технологических потерь при передаче электроэнергии. Окисление и загрязнение соединений вызывают рост переходного сопротивления, что приводит к дополнительным потерям, перегреву контакта, особенно при протекании больших токов, аварийному выходу из строя оборудования, а в худшем случае – к пожару.

В ряде энергосистем даже при нормальном эксплуатационном режиме из-за загрязнений фиксируется большое количество перекрытий (поверхностных разрядов) изоляции в открытых распределительных устройствах. В некоторых случаях это явление сопровождается повреждением оборудования и длительными перерывами в электроснабжении.

Очевидно, что для снижения энергопотерь и поддержания долговечности электрооборудования должна производиться качественная очистка и обработка контактных поверхностей. К этому процессу сегодня предъявляются следующие требования: повышение качества очистки; сокращение времени на обслуживание; проведение очистки без снятия напряжения для обеспечения непрерывности технологических процессов и надежности работы оборудования; безопасность и экологичность.

Уровень развития промышленной химии в начале XXI века позволил решить все эти задачи. Специалистами российской компании STORMPROF совместно с европейскими партнерами был разработан инновационный метод **электроклиннинга** – бесконтактной очистки, которая происходит без остановки производственного процесса и без давления на поверхность установки, что исключает ее повреждение.

Возможности метода электроклиннинга

Метод позволяет производить глубокую влажную очистку энергетического, электротехнического и промышленного оборудования, в том числе восстановительную очистку после пожара или аварии. Для этого применяются диэлектрические водорастворимые моющие составы на основе синтетических изопарафинов. Их основными характеристиками являются многокомпонентность, высокая очищающая спо-

собность, диэлектрическая прочность и антистатические свойства. Формулы моющих средств разрабатываются в собственной лаборатории производителя под конкретные загрязнения.

Технология бесконтактной очистки может быть востребована на различных объектах электроэнергетического комплекса и инфраструктуры, в электрохозяйстве любого предприятия, в сельском хозяйстве, а также на подвижном железнодорожном составе при техническом обслуживании и ремонте под напряжением до и свыше 1000 В.

Линейка продукции STORMPROF включает 7 чистящих средств, каждое из которых может применяться как самостоятельно, так и в составе индивидуально подобранного сочетания: для очистки оборудования под напряжением (TEC, SEC, OR) и после пожара (TEC, WBC, CC); для защиты оборудования от влаги (MP, CO); для универсальной промышленной очистки (CC, WBC).

Очищаемое оборудование:

- электрощитовое (высокая и низкая части, силовое и слаботочное);
- трансформаторное всех видов и типов;
- микроэлектронное (схемы, платы, блоки);
- электродвигательное всех типов и любой мощности;
- электронагревательное, осветительное;
- распределительные устройства, коммутационные электрические аппараты, устройства управления и защиты;
- системы кондиционирования, промышленные теплообменники и др.

Широкая линейка средств позволяет удалять большинство известных загрязнений и отложений как с внутренних поверхностей технических помещений, так и с фасадов зданий.

Устраняемые загрязнения: маслянистые и углеродистые отложения, оксидно-сульфидные пленки, коррозия, металлическая пыль, соединения тяжелых металлов, цемент, клеи, краски, смола, деготь, плесень и биологические загрязнения, копоть, гарь, сажа и др.

Процесс очистки

Технология электроклининга не является абразивной и позволяет очищать любое оборудование, даже в труднодоступных местах, без агрессивного воздействия на обрабатываемую поверхность. Состав наносится на монтажную и элементную базу способом **безвоздушного распыления** – создания мелкодисперсного облака путем подачи под давлением до 300 Бар через крошечное отверстие в наконечнике пистолета. Это экономит время и позволяет получить оптимальное покрытие очищаемой поверхности.

Очистители STORMPROF размягчают и растворяют даже десятилетние загрязнения (качество очистки до 98 %), не повреждая при этом изоляцию и контакты. Средство превращает грязь в частицы нанометровых размеров и испаряется с поверхности оборудования. Излишки жидкости стекают на специальный диэлектрический материал, который по окончании обработки удаляется вместе с остатками загрязнений. Специальные компоненты с антистатическими свойствами препятствуют скоплению пыли и грязи после очистки.

Чистящие средства многократно протестированы и не оказывают раз-

рушающего воздействия на металлы, пластики, резину, стекло, керамику, лакокрасочные покрытия и т.д. Таким образом, гарантируется сохранение физических, механических, диэлектрических свойств конструкционных материалов и оборудования. Системное применение технологии позволяет вдвое сократить периодичность очистки и отказаться от технологических «окон» для производства работ.

Безопасность

Испытания по определению значения тока утечки по струе чистящего средства, выпускаемой на объект, находящийся под напряжением до и выше 1000 В, показали, что при распылении составов SEC, TEC, OR, CC (с минимального расстояния 50 мм) ток утечки составляет менее 1,0 мкА и не представляет угрозы для оператора.

Испытания по определению влияния электрической искры (дуги) на элементах электроустановки на составы SEC в момент очистки показали, что искра в зоне распыления средства не вызывает его воспламенения. Таким образом, метод является безопасным в соответствии с техрегламентом «О требованиях к средствам обеспечения пожарной безопасности и пожаротушения» (ТР ЕАЭС 043/2017).

Технология STORMPROF при целевом использовании безопасна для человека и оборудования, не вредит окружающей среде. Составы являются биоразлагаемыми и соответствуют всем нормам СанПиН. Они относятся к 4-му классу опасности, то есть являются продукцией, малоопасной по степени воздействия на организм, согласно ГОСТ Р 53692-2009.

Эффект от применения технологии

Очистка диэлектрическими составами обладает следующими преимуществами:

- не требует отключения электрооборудования, разборки механизмов;
- позволяет восстановить работоспособность оборудования после ЧС и повысить интенсивность его использования;
- улучшает показатели сопротивления изоляции (в том числе во влажной среде);
- снижает энергопотери (устраняет токи утечки, снижает поверхностное и переходное сопротивление);
- повышает энергоэффективность оборудования минимум на 5–10 % и продлевает срок его службы на 20–30 %.

Применение комплекса мер по очистке и защите STORMPROF позволяет оптимизировать финансовые и трудовые затраты предприятия. Уменьшаются простои из-за перебоев в электроснабжении вследствие прерывания основного технологического процесса, минимизируются ремонтно-эксплуатационные расходы. За счет повышения надежности электроснабжения уменьшаются затраты на штрафы и иски.

Стоимость очистки электрооборудования зависит от нескольких факторов, прежде всего типа электроустановки и площади обрабатываемой поверхности. В любом случае она будет кратно ниже затрат на демонтаж и утилизацию оборудования в случае его выхода из строя, покупки и монтажа нового.

Переход к бесконтактным и экологичным методам очистки отвечает целям создания на предприятиях современной культуры обслуживания электрооборудования, разумной экономии средств, минимизации рисков и обеспечения сохранности оборудования.

Компания STORMPROF – это сервисно-производственное предприятие, специализирующееся на выпуске очистителей, а также оказывающее комплекс услуг по очистке электрооборудования от загрязнений любого характера и сложности. Технология электроклининга является запатентованной разработкой предприятия и получила высокую оценку профильных институтов (ВНИИЖТ и НТЦ ФСК). Предприятие имеет необходимые лицензии и допуски по электробезопасности, собственную лабораторию, укомплектованную новейшим оборудованием. Отдел контроля качества проводит анализ всех партий выпускаемой продукции.

Внедрением инновационной бесконтактной очистки в Республике Беларусь занимается ООО «РэинпрофБел», которое является единственной компанией, имеющей право на использование технологии STORMPROF на территории нашей страны.

STORMPROF™
ЭЛЕКТРОКЛИНИНГ

ООО «РэинпрофБел»

247007, Республика Беларусь,
Гомельский р-н, п. Березки,
ул. 70 лет Великого Октября, 23

тел./факс +375 232 916352
+37 529 6644948
rainprofbel@mail.ru



Ю.М. ТЕРЛЕЦКИЙ,
заместитель начальника областной энергогазинспекции
филиала Госэнергогазнадзора по Витебской области

Аварийность при пользовании газом в быту и меры по ее предупреждению

Аварии и несчастные случаи последних лет, произошедшие при пользовании газом в быту в Республике Беларусь и за ее пределами, заставляют по-новому взглянуть на проблему безопасности при эксплуатации газового оборудования в жилищном фонде. Эта проблема актуальна как для многоквартирных жилых домов и сектора индивидуальной частной застройки в крупных городах, где используется природный газ, так и для сельской местности и малых городов, где широко применяются индивидуальные баллонные установки.

Аварии, возникающие при пользовании газом в быту, часто приводят к травматизму и жертвам среди населения, а также к разрушению жилых домов. Знание причин опасных ситуаций и реализация мероприятий по их предупреждению – важнейшие факторы обеспечения необходимой степени безопасности.

Все аварии и несчастные случаи, которые происходят при пользовании газом, можно разделить на две основные категории:

- связанные с утечками природного или сжиженного газа в соединениях газопроводов и в газоиспользующем оборудовании;
- связанные с выходом продуктов сгорания газа в помещения жилых домов.

В первом случае утечки могут привести к взрывам и пожарам, во втором – к отравлению граждан окисью углерода (угарным газом).

Причины утечки бытового газа

Анализ произошедших аварий и несчастных случаев показывает, что утечки газа возникают, как правило, в результате:

- самовольного вмешательства граждан в работу газового оборудования;

- износа газопроводов и газового оборудования в процессе их длительной эксплуатации.

Самовольное вмешательство в работу оборудования выражается в попытках его самостоятельного ремонта, отключения и подключения к системе газоснабжения, монтажа и перемонтажа без привлечения квалифицированного персонала газоснабжающих организаций и сервисных центров. Для предупреждения подобных действий и их последствий должна проводиться ширококомасштабная разъяснительная работа среди населения.

Касательно износа газопроводов и газового оборудования отметим, что в процессе длительной эксплуатации их конструктивные элементы и уплотнительные материалы теряют свои первоначальные свойства. Основными мерами, позволяющими предупредить аварийность в таких случаях, являются:

- периодический контроль за техническим состоянием газового оборудования;
- своевременная замена изношенных элементов и материалов на протяжении всего срока эксплуатации оборудования в рамках его технического обслуживания.

Причины выхода продуктов сгорания газа в помещения

Возникновение утечек продуктов сгорания газа в помещения жилых домов имеет более сложные причины, основными из которых являются:

- нарушение требований к техническому состоянию помещений, в которых установлено отопительное и водогрейное газоиспользующее оборудование;
- нерабочее состояние систем автоматики в газоиспользующем оборудовании;
- неисправность дымовых и вентиляционных каналов, а также несоблюдение нормативных требований к их конструкции и монтажу.

Так, в Витебской области эксплуатируется более 200 многоквартирных жилых домов с газовыми проточными водонагревателями в каждой квартире. Они были установлены в 1960–1990-х годах согласно действовавшим на то время строительным нормам и в большинстве своем имеют открытую камеру сгорания. Для исправной работы такого оборудования необходим достаточный воздухообмен в помещении, где оно эксплуатируется. За счет притока воздуха обеспечивается горение газа и отвод продуктов сгорания в дымовой канал, а также полноценная работа вентиляции.

Между тем сейчас население широко практикует установку в жилых помещениях энергосберегающих окон (стеклопакетов). Такие окна значительно снижают потери тепла, но в закрытом положении препятствуют воздухообмену – и в этом их главный недостаток. Несмотря на активную пропаганду безопасного пользования газом в быту, не каждый потребитель помнит о необходимости установки окна на проветривание при включении газового оборудования.

Ситуация усугубляется использованием в помещениях с проточными водонагревателями электрических вытяжных устройств над газовыми плитами. Принцип работы вытяжки заключается в перекачке воздуха из помещения в вентиляционный канал, что может приводить к разрежению воздуха в помещениях с недостаточным его притоком и создавать обратную тягу в дымовых каналах.

Подтверждением этому служат результаты исследования влияния установки оконных герметичных стеклопакетов и кухонных вытяжек на работу газоиспользующего оборудования в многоквартирных жилых домах. Исследование проводилось ГП «НИИ Белгипрогаз» в 2019–2020 годах. Согласно полученным данным, в 22 из 24 обследованных квартир качество воздухообмена не соответствовало установленным нормам.

Решению данной проблемы в первую очередь способствует принятие мер по пропаганде правил безопасной эксплуатации отопительного и водогрейного газоиспользующего оборудования. Необходимо также рассматривать возможность замены водонагревателей с открытой камерой сгорания в многоквартирных жилых домах на соответствующее оборудование с закрытой камерой сгорания или на электрические водонагреватели.

Другим фактором, провоцирующим выход продуктов сгорания в помещения жилых домов, является некорректная работа самого газоиспользующего оборудования. В настоящее время все его типы, предусматривающие организованный отвод продуктов сгорания, в соответствии с установленными нормами оснащаются автоматикой безопасности, которая контролирует тягу в дымовом канале и при ее отсутствии прекращает подачу газа в оборудование. Однако следует помнить, что если автоматика неисправна, то исчезновение или осла-

бление тяги приведет к выбросу продуктов сгорания в помещение.

В практике контроля за техническим состоянием газоиспользующего оборудования нередки случаи, когда граждане при недостаточной тяге в дымовом канале самовольно блокируют автоматику в данном оборудовании – в силу недостаточной осведомленности о возможных последствиях таких действий. Предупреждать такие случаи можно, своевременно проводя техническое обслуживание и ремонт оборудования и информируя население о правилах его эксплуатации.

Что касается состояния дымовых и вентиляционных каналов, то наиболее часто к их неисправности приводит засорение, разрушение кирпичной кладки оголовков и нарушение герметичности стенок.



Кроме того, встречаются случаи несоблюдения требований технических нормативных правовых актов к конструкции дымовых и вентиляционных каналов (их размерам, количеству поворотов, величине уклона, высоте над уровнем крыши), а также к материалам, из которых они изготавливаются. Подобные нарушения могут привести к отсутствию или «опрокидыванию» тяги.

Деятельность газового надзора по предупреждению аварийности

Опыт работы государственного газового надзора показывает, что знание причин аварий и несчастных случаев не исключает нарушения нормативных

требований как потребителями газа, так и организациями, эксплуатирующими жилищный фонд (далее – эксплуатирующие организации). Зачастую допускаемые нарушения обусловлены неосознанными действиями человека, которые являются следствием недостаточной осведомленности о порядке безопасной эксплуатации газового оборудования.

Так, по результатам надзорной деятельности в Витебской области в 2020 году выявлено 347 нарушений со стороны эксплуатирующих организаций и 517 – со стороны потребителей газа. Среди типовых нарушений:

- несоблюдение установленной периодичности проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов;
- неисправность дымовых и вентиляционных каналов, а также низкое

качество контроля за состоянием оголовков дымовых каналов в многоквартирных жилых домах, в том числе в части выполнения эксплуатирующими организациями ежемесячного осмотра оголовков в зимний период;

- нарушение требований ТНПА к конструкции дымовых и вентиляционных каналов;
- перекрытие отверстий вентиляционных каналов воздухоотводами от электрических вытяжек;
- нарушение установленной периодичности технического обслуживания газового оборудования;
- эксплуатация газоиспользующего оборудования с истекшим нормативным сроком службы без подтверждения возможности его дальнейшей эксплу-

атации (по результатам диагностики технического состояния);

- отсутствие уплотнения вводов подземных коммуникаций в подвалы многоквартирных жилых домов;

- коррозионное повреждение лакокрасочного покрытия вводов и внутренних газопроводов и др.

В целях обеспечения безопасного пользования газом в быту в филиале Госэнергогазнадзора по Витебской области организована работа по следующим основным направлениям:

- надзор за соблюдением законодательства в области газоснабжения эксплуатируемыми организациями, в том числе с обследованием состояния вводов и внутренних газопроводов, дымовых и вентиляционных каналов в многоквартирных жилых домах;

- контроль за соблюдением законодательства в области газоснабжения потребителями и пользователями газа в рамках проведения адресных проверок технического состояния и условий эксплуатации газоиспользующего оборудования;

- участие в работе комиссий по проверке готовности к осенне-зимнему периоду организаций, эксплуатирующих газифицированный жилищный фонд;

- проведение информационной работы по предупреждению аварий и профилактике травматизма при эксплуатации газового оборудования, вводов и внутренних газопроводов, дымовых и вентиляционных каналов (пропаганда безопасного пользования газом в быту);

- проверка соответствия принимаемых в эксплуатацию внутренних систем газоснабжения, дымовых и вентиляционных каналов проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности;

- участие в работе комиссий по расследованию причин аварий и несчастных случаев в порядке, установленном Правилами пользования газом в быту;

- учет и анализ аварий и несчастных случаев, произошедших при пользовании газом в быту.

В 2020 году специалистами филиала Госэнергогазнадзора по Витебской области была проверена своевременность:

- технического обслуживания вводов и внутренних газопроводов в 6180 многоквартирных жилых домах области;

- проверки технического состояния дымовых и вентиляционных каналов в 613 многоквартирных и блокированных

жилых домах с отопительным и водогрейным газоиспользующим оборудованием.

В течение прошлого года инспекторы Госэнергогазнадзора приняли участие в работе комиссий по проверке готовности к осенне-зимнему периоду 403 эксплуатирующих организаций, в том числе 67 организаций, эксплуатирующих жилые дома с поквартирной установкой отопительного и водогрейного газоиспользующего оборудования.

Несмотря на эпидемиологическую ситуацию в республике, осложнившую работу инспекций, была проведена проверка соблюдения порядка эксплуатации с обследованием технического состояния вводов и внутренних газопроводов, газового оборудования, дымовых и вентиляционных каналов в 1189 квартирах граждан в 402 многоквартирных жилых домах.

По итогам года в печатных изданиях опубликовано 46 статей по вопросам пользования газом в быту, 24 из них посвящены обеспечению безопасности при эксплуатации газовых отопительных котлов и проточных водонагревателей, установке в помещениях с таким оборудованием сигнализаторов обнаружения угарного газа. Пропаганда мер безопасности велась также с использованием интернет-ресурсов, телевидения. Кроме того, для размещения профилактических материалов был задействован общественный транспорт.

При осуществлении газового надзора населению выдано более 7500 памяток по безопасному использованию бытового газового оборудования. В учреждениях образования и трудовых коллективах проведено 15 лекций по данному вопросу. Активное участие специалисты Госэнергогазнадзора принимали в профилактических акциях «Единый день безопасности».

Профилактическая деятельность организаций, эксплуатирующих жилищный фонд

Немаловажную роль в обеспечении безопасного пользования газом в быту играют и эксплуатирующие организации. К основным мерам, которые должны предприниматься с их стороны для предупреждения аварийности и несчастных случаев, следует отнести:

- обеспечение своевременного и качественного технического обслужи-

вания и ремонта вводов и внутренних газопроводов общего пользования организациями, уполномоченными на выполнение данного вида работ;

- периодическую проверку технического состояния дымовых и вентиляционных каналов с привлечением специализированных организаций;

- оценку технического состояния вводов и внутренних газопроводов, дымовых и вентиляционных каналов в ходе осенне-зимнего и весенне-летнего осмотра инженерных систем жилых домов;

- регулярный осмотр оголовков дымовых и вентиляционных каналов в зимний период на предмет их обмерзания и целостности;

- контроль за соблюдением законодательства в области газоснабжения собственниками и нанимателями жилых помещений, в том числе в части обеспечения доступа для проведения планового технического обслуживания газового оборудования и проверки состояния дымовых и вентиляционных каналов;

- пропаганду безопасности жизнедеятельности, включая безопасное пользование газом в быту;

- рассмотрение возможности замены в многоквартирных домах проточных газовых водонагревателей с открытой камерой сгорания на аналогичное оборудование с закрытой камерой сгорания или на электрические водонагреватели.

Заключение

Анализ аварийности, связанной с бытовым использованием газа, свидетельствует о том, что снижение риска аварий и несчастных случаев напрямую зависит от соблюдения эксплуатируемыми организациями, а также собственниками и нанимателями жилых помещений требований законодательства и ТНПА, действующих в области газоснабжения.

Обеспечить снижение аварийности при пользовании газом в быту позволит комплексный подход к решению вопросов эксплуатации внутридомовых систем газоснабжения и контроля за соблюдением установленного порядка их эксплуатации как организациями, эксплуатирующими жилищный фонд, так и органом государственного энергетического и газового надзора.



В.М. СЕМЕНОВ,
заместитель главного инженера – начальник областной
энергогазинспекции филиала Госэнергонадзора
по Могилевской области

Совместными усилиями – к электробезопасности!

Проведение областных конкурсов по профилактике электротравматизма среди учащихся учреждений образования стало хорошей традицией в пропагандистской работе филиала Госэнергонадзора по Могилевской области. Этот метод работы с детьми и подростками неоднократно доказывал свою эффективность, предоставляя участникам конкурса по-новому взглянуть на вопросы электробезопасности и расширить свои познания в этой сфере.

В ноябре 2020 года областной конкурс по профилактике электротравматизма среди учащихся учреждений образования Могилевской области состоялся в пятый раз. Его организаторами выступили филиал Госэнергонадзора по Могилевской области, РУП «Могилевэнерго», главное управление по образованию Могилевского облисполкома, а также отделы и управления по образованию горрайисполкомов. Ценные призы и красочные дипломы для победителей были приобретены РУП «Могилевэнерго».

Коллеги-энергетики с особым энтузиазмом объединили свои усилия для обеспечения успеха мероприятия. Ведь и Госэнергонадзор, как надзорный орган в сфере электробезопасности, и РУП «Могилевэнерго», как энергоснабжающая организация, имеющая на своем балансе тысячи объектов, заинтересованы в том, чтобы дети осознавали опасность поражения электрическим током, правильно пользовались электроприборами и избегали ситуаций, которые могут привести к электротравматизму.

Как и прежде, конкурс проводился в два этапа в трех возрастных группах: 7–10 лет (младшая); 11–14 лет (средняя) и 15–18 лет (старшая). В мероприятии приняли участие более 1200 учащихся.



Победители районного этапа конкурса в г. Кличеве

На первом (районном) этапе дети представляли свои рисунки и плакаты на тему электробезопасности в повседневной школьной жизни и во время каникул, а также письменные работы. В зависимости от возрастной группы они различались по объему и сложности отображаемых вопросов: «Правила поведения с электричеством в быту» (младшая группа); «Что такое электричество и почему оно опасно?», «Электричество на улице. Что нужно помнить и выполнять?», «Предупреждающие знаки и плакаты по электробезопасности» (средняя группа); «Действие электрического тока на человека», «Правила поведения вблизи энергообъектов», «Причины поражения электрическим током», «Помощь пострадавшему от электрического тока», «Шаговое напряжение» (старшая группа).

Победителей первого этапа конкурса определяло жюри, в состав которого входили специалисты районных энергогазинспекций, филиалов «Электрические сети» РУП «Могилевэнерго» и отделов образования. По итогам этапа 225 учащихся, занявших первое,

второе и третье место, награждены ценными призами и дипломами. Также в рамках мероприятия были проведены занятия по электробезопасности для учащихся учреждений образования.

второе и третье места, были награждены грамотами и ценными призами. Работы, получившие высшую оценку в каждой возрастной группе, были отобраны для участия во втором (областном) этапе конкурса.

Перед жюри областного этапа стояла непростая задача – определить лучшие работы из лучших. Представители областной энергогазинспекции Госэнергогазнадзора по Могилевской области, РУП «Могилевэнерго» и главного управления по образованию Могилевского облисполкома оценивали не только художественное мастерство, но и глубину раскрытия темы. Все представленные рисунки были выполнены творчески, с любовью и отличались индивидуальностью. Прийти к единому мнению жюри удалось только путем голосования.



Татьяна Дубиковская. Смертельное селфи



Илья Вилкс. Соблюдай правила безопасности под высоковольтной линией электропередачи



Награждение Карины Салогуб, занявшей на конкурсе третье место



Награждение победителя районного этапа Анастасии Шевцовой

Филиал Госэнергогазнадзора по Могилевской области выражает признательность руководству РУП «Могилевэнерго», лично генеральному директору предприятия К.И. Путило, заместителю начальника отдела воспитательной работы и охраны детства главного управления по образованию Могилевского облисполкома Е.В. Клименковой, заместителю директора по воспитательной работе ГУДО «Областной центр творчества» С.В. Рыськовой.

Победителями в своих возрастных группах стали:

1-е место: Татьяна Дубиковская, 9 лет, Городецкий учебно-педагогический комплекс детский сад – средняя школа Шкловского района; Илья Вилкс, 14 лет, Телушский учебно-педагогический комплекс детский сад – средняя школа Бобруйского района; Ирина Мишеина, 15 лет, средняя школа № 1 г. Кировска;

2-е место: Дарья Брилева, 9 лет, средняя школа № 45 г. Могилева; Дмитрий Голубцов, 11 лет, Могилевская городская гимназия № 1; Дарья Агеевкова, 16 лет, средняя школа № 1 г. Белыничи имени Н.И. Пашковского;

3-е место: Радаева Виктория, 10 лет, Павловичская средняя школа имени Г.А. Худолеева Кировского района;

Салогуб Карина, 11 лет, средняя школа № 2 г.п. Хотимска; Романчук Елизавета, 15 лет, гимназия № 3 г. Могилева.

В этот раз в связи со сложной эпидемиологической обстановкой не удалось собрать для награждения всех победителей вместе, а также провести традиционную экскурсию по энергетическим объектам. Тем не менее все ценные призы и дипломы были вручены их обладателям в торжественной обстановке по месту учебы.

Рисунки участников конкурса не затеряются, не будут пылиться на полках, а станут экспонатами различных вы-

ставок в учреждениях образования области и будут служить основной цели подобных мероприятий – обучению безопасным методам пользования электрической энергией и предотвращению электротравматизма.



Карина Салогуб. Жизнь пополам



Б.А. БАЙРАШЕВСКИЙ,
Д.Т.Н.

Нейтрализация небалансов в системе теплоснабжения

Различия в показаниях приборов учета Теплоисточника и Потребителя, используемых при взаимных расчетах, неизбежно порождают небаланс в системе теплоснабжения. Наличие теплопотерь усложняет задачи коммерческого учета. Поскольку в настоящее время нет нормативных документов, регламентирующих сведение этих небалансов, на рабочих местах эту проблему решают разными методами. Между тем широкое внедрение приборов учета требует кардинального подхода. В статье рассматривается один из вариантов нейтрализации небалансов методом индукции при условии разумного компромисса относительно отклонения расчетных теплопотерь в сетях от фактических.

По данным В.Г. Семенова [1], в европейских странах проблема расчета теплопотерь в сетях решается так: «Потери ($Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}}$) равняются разнице суммарных показаний приборов учета у производителей ($Q_{\text{тс}}^{\text{пр}}$) и потребителей ($\Sigma Q_i^{\text{пр}}$) тепла», то есть

$$Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}} = Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} - \Sigma Q_i^{\text{пр}}. \quad (1)$$

В этом постулате, выраженном в виде формулы (1), умалчивается о погрешностях ее слагаемых и о том, как нейтрализовать влияние этих погрешностей. Поэтому с учетом реальных условий формулу (1) следует записать так:

$$Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}} \leq \neq \geq Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} - \Sigma Q_i^{\text{пр}} \quad (2)$$

или, акцентируя внимание на величине небалансов (ΔQ), в виде выражения

$$\Delta Q \leq \neq \geq Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} - \Sigma Q_i^{\text{пр}} - Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}}. \quad (3)$$

Небалансы ($\Delta Q \neq 0$) – это прежде всего последствия погрешностей показаний приборов учета $\Sigma Q_i^{\text{пр}}$ и отклонений расчетных теплопотерь в сетях $Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}}$ от фактических. Согласно уравнению (3) нейтрализация небалансов ($\Delta Q = 0$ при $Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} = \text{const}$) сводится к выявлению обоснованных значений двух других слагаемых при том же условии: $\Sigma Q_i^{\text{пр}} + Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}} = \text{const}$. Это значит, что в процессе поиска истины уменьшение одного из слагаемых этой константы сопровождается адекватным увеличением другого и наоборот.

Влияние погрешностей ощутимо сказывается в тех случаях, когда небалансы возникают при сравнении результатов

цифровых расчетов, основанных на показаниях разных групп приборов учета. В настоящее время с этими небалансами «управляются» разными методами, но... без огласки [2]. Больше всего при этом страдают безучетные потребители.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь от 7 июля 1994 года № 505 и от 9 июля 1997 года № 855 предусматривают в том числе установку приборов учета тепловой энергии в домах жилищного фонда [3, 4]. В условиях коммерческого учета теплоэнергии эти решения повысили интерес к небалансам и дают основание для адекватной корректировки многих положений и инструкций в области теплоснабжения [5, 6], в частности ТКП 411-2012. Внесение соответствующих изменений в инструкции целесообразно выполнять силами их разработчиков. Для этого достаточно применить общий принцип нейтрализации погрешностей приборов, изложенный ниже, с тем чтобы путем последующей экстраполяции использовать его в условиях производства.

Баланс ($\Delta Q = 0$) согласно уравнению (3) при $Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} = \text{const}$ в большинстве случаев принято устанавливать за счет корректировки первичных показателей $Q_i^{\text{пр}}$, а следовательно, и их суммы $\Sigma Q_i^{\text{пр}}$ путем введения коэффициентов корреляции $\xi_i^{\text{отч}}$ [5, 6]. Последние позволяют вычислять значения откорректированных показателей $Q_i^{\text{отч}} = \xi_i^{\text{отч}} Q_i^{\text{пр}}$, подлежащих отчетности. В процессе корректировки показаний $Q_i^{\text{пр}}$ до отчетных значений $Q_i^{\text{отч}} = \xi_i^{\text{отч}} Q_i^{\text{пр}}$ (при условии $Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} = \text{const}$) необходимо адекватно изменять также слагаемое $Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}}$, то есть

$$\Sigma Q_i^{\text{пр}} + (Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}})_1 = \Sigma Q_i^{\text{отч}} + (Q_{\text{пр}}^{\text{и+у}})_2 = Q_{\text{тс}}^{\text{пр}} = \text{const}. \quad (4)$$

Очевидно, что степень достоверности расчетных значений $Q_i^{\text{отч}}$ во многом определяется достоверностью показателя

теплопотерь $Q_{пр}^{И+У}$. Из этого следует, что при нейтрализации небалансов согласно формуле (3) при $Q_{тс}^{пр} = const$ желательно, чтобы показатель $Q_{пр}^{И+У}$ соответствовал опытным данным.

Коэффициенты корреляции $\xi_i^{отч}$, с помощью которых определяются балансы по уравнениям (3), (4), могут вычисляться разными способами, включая введение поправок, основанных на теории погрешностей [5]. Эта теория позволяет дать оценку любому опыту и, в частности, небалансам при сопоставлении показаний приборов учета. Поэтому формально такой метод решения проблемы заслуживает внимания. Однако в этом случае потребуется дополнительная информация о характеристиках парка приборов учета, который часто меняется как качественно, так и количественно. Смущают также масштабы использования дополнительных механизмов для «научной» обработки этих погрешностей и внесения адекватных поправок к показателям приборов учета, даже если этот процесс унифицировать. К тому же нельзя упускать из виду еще один весомый постулат: приборы – это технические устройства. Они всегда грешили, грешат и будут грешить даже после тщательной корректировки их показаний. А это значит, что без компромиссов между Теплоисточником и Потребителями не обойтись, тем более в условиях рыночных отношений.

Величина погрешностей, как правило, определяется при выполнении научно-исследовательских работ разового характера. К примеру, для блоков 300 МВт и выше при номинальных значениях удельного расхода топлива порядка 320 г/кВт·ч абсолютная погрешность составляет ± 7 г/кВт·ч [7]. По оценкам главного метролога УП «Минсккоммунтепосеть» Ю.С. Милейковского, аналогичные отклонения для котлов с номинальными значениями удельного расхода топлива порядка 155 кг/Гкал составляют ± 11 кг/Гкал, а погрешности показаний приборов учета – $\pm 7\%$.

Тем не менее в установленных системах отчетности 6-ТП, 3-тех и других об этих погрешностях умалчивается. Для заполнения отчетных форм достаточно знать осредненные (статистические) показатели.

На основании изложенного можно сделать вывод, что не менее утешительный результат ожидается также в случае оценок погрешностей показателей в системе теплоснабжения. Следовательно, выполнение многочисленных прецизионных операций по корректировке показателей $Q_i^{пр}$ в условиях коммерческих взаимоотношений между Тепло-

Таблица 1. г.Астрахань. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{тс}^{пр} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} = 7200 - 4780 - 860 = 1640$ (Источник [6]: 1530 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения: $\Delta Q = 0,000$												Сохр.	Восст.	$1 + k_i^{пр}$	$\geq Q_{тс} \geq$														
Условия соб-людения тепл. баланса $\Delta Q = 0: Q_{тс} = \Sigma Q_i^2 + Q_{пр}^2 = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У}$						$[(1 \pm k_i^{пр})^2 - 1] \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У}$						$\Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$																	
$\Delta Q = Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} - Q_{пр}^{И+У} = 0$						ДА $Q_{тс} = Q_{тс}^{пр} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} = 143$				ОПТ													
$Q_{тс} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} \geq \Sigma Q_i^2 \geq \Sigma Q_i^{отч}$						$\Pi_i = 0$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 Q_{тс}^{пр} / Q_{тс} = 2,0$				$1 + k_i^{пр}$	$1 - k_i^{пр}$												
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{пр}) (Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч}) / [Q_{тс} \Sigma (1 \pm k_i^{пр})]$						0						$\Sigma Q_i^{отч} = Q_{тс}^{пр}$				$Q_{пр}^{И+У} = \Sigma Q_i^{отч}$				$Q_i^2 = \xi_i Q_i^{отч}$									
Обозн.	Велич.	$k_i^{пр}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.											
$Q_i^{пр}$	4780	0,030	$1+k_i^{пр}$	1,030	ξ_i	1,506	$Q_i^{отч}$	7057	$Q_i^{отч}$	143,4	Q_i^2	7200																	
$\Sigma Q_i^{отч}$	4780	$\Sigma(1 \pm k_i^{пр})$	1,030	$\xi_i^{пр}$	1,506	$\Sigma Q_i^{отч}$	7057	$\Sigma Q_i^{отч}$	143,4	ΣQ_i^2	7200																		
$(1 \pm k_i^{пр})^{пр} = \Sigma(k_i^{пр} Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$						1,030						$\xi_i^{пр} = \xi_{тс} = \Sigma(\xi_i Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$				1,506				$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^2 = \xi_i^{пр} \Sigma Q_i^{отч} = 7200$									
Рез. д.д. Е.Б.Бравертский						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} = 143,40$						Ед. Мощ.						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 1,99$						%					
Для не учетн.						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$\delta_{тс}^{отч} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 0$					
Потребителей						$Q_{тс}^{пр} = 0,0$						$Q_{тс}^{пр} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{пр} / \Sigma Q_i^2 = 0$											

Таблица 2. г.Астрахань. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{тс}^{пр} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} = 7200 - 4780 - 860 = 1640$ (Источник [6]: 1530 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения: $\Delta Q = 0,000$												Сохр.	Восст.	$1 - k_i^{пр}$	$\geq Q_{тс} \geq$														
Условия соб-людения тепл. баланса $\Delta Q = 0: Q_{тс} = \Sigma Q_i^2 + Q_{пр}^2 = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У}$						$[(1 \pm k_i^{пр})^2 - 1] \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У}$						$\Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$																	
$\Delta Q = Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} - Q_{пр}^{И+У} = 0$						ДА $Q_{тс} = Q_{тс}^{пр} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} = 143,4$				ОПТ													
$Q_{тс} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} \geq \Sigma Q_i^2 \geq \Sigma Q_i^{отч}$						$\Pi_i = 0$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 Q_{тс}^{пр} / Q_{тс} = 2,0$				$1 + k_i^{пр}$	$1 - k_i^{пр}$												
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{пр}) (Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч}) / [Q_{тс} \Sigma (1 \pm k_i^{пр})]$						0						$\Sigma Q_i^{отч} = Q_{тс}^{пр}$				$Q_{пр}^{И+У} = \Sigma Q_i^{отч}$				$Q_i^2 = \xi_i Q_i^{отч}$									
Обозн.	Велич.	$k_i^{пр}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.											
$Q_i^{пр}$	4780	0,030	$1+k_i^{пр}$	0,970	ξ_i	1,506	$Q_i^{отч}$	7057	$Q_i^{отч}$	143,4	Q_i^2	7200																	
$\Sigma Q_i^{отч}$	4780	$\Sigma(1 \pm k_i^{пр})$	0,970	$\xi_i^{пр}$	1,506	$\Sigma Q_i^{отч}$	7057	$\Sigma Q_i^{отч}$	143,4	ΣQ_i^2	7200																		
$(1 \pm k_i^{пр})^{пр} = \Sigma(k_i^{пр} Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$						0,970						$\xi_i^{пр} = \xi_{тс} = \Sigma(\xi_i Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$				1,506				$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^2 = \xi_i^{пр} \Sigma Q_i^{отч} = 7200$									
Рез. д.д. Е.Б.Бравертский						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} = 143,40$						Ед. Мощ.						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 1,99$						%					
Для не учетн.						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$\delta_{тс}^{отч} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 0$					
Потребителей						$Q_{тс}^{пр} = 0,0$						$Q_{тс}^{пр} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 0,0$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{пр} / \Sigma Q_i^2 = 0$											

Таблица 3. г.Астрахань. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{тс}^{пр} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} = 7200 - 4780 - 860 = 1640$ (Источник [6]: 1530 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения: $\Delta Q = 0,000$												Сохр.	Восст.	$1 + k_i^{пр}$	$\geq Q_{тс} \geq$														
Условия соб-людения тепл. баланса $\Delta Q = 0: Q_{тс} = \Sigma Q_i^2 + Q_{пр}^2 = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У}$						$[(1 \pm k_i^{пр})^2 - 1] \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У}$						$\Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$																	
$\Delta Q = Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} - Q_{пр}^{И+У} = 0$						ДА $Q_{тс} = Q_{тс}^{пр} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} = 209,7$				ОПТ													
$Q_{тс} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} \geq \Sigma Q_i^2 \geq \Sigma Q_i^{отч}$						$\Pi_i = 0,316$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 Q_{тс}^{пр} / Q_{тс} = 2,91$				$1 + k_i^{пр}$	$1 - k_i^{пр}$												
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{пр}) (Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч}) / [Q_{тс} \Sigma (1 \pm k_i^{пр})]$						1						$\Sigma Q_i^{отч} = Q_{тс}^{пр}$				$Q_{пр}^{И+У} = \Sigma Q_i^{отч}$				$Q_i^2 = \xi_i Q_i^{отч}$									
Обозн.	Велич.	$k_i^{пр}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.											
$Q_i^{пр}$	4780	0,030	$1+k_i^{пр}$	1,030	ξ_i	1,030	$Q_i^{отч}$	4780	$Q_i^{отч}$	143,4	Q_i^2	4923																	
$\Sigma Q_i^{отч}$	4780	$\Sigma(1 \pm k_i^{пр})$	1,030	$\xi_i^{пр}$	1,030	$\Sigma Q_i^{отч}$	4780	$\Sigma Q_i^{отч}$	143,4	ΣQ_i^2	4923																		
$(1 \pm k_i^{пр})^{пр} = \Sigma(k_i^{пр} Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$						1,030						$\xi_i^{пр} = \xi_{тс} = \Sigma(\xi_i Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$				1,030				$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^2 = \xi_i^{пр} \Sigma Q_i^{отч} = 4923$									
Рез. д.д. Е.Б.Бравертский						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} = 143,40$						Ед. Мощ.						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 2,91$						%					
Для не учетн.						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 2218$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 2218$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 2277$						$\delta_{тс}^{отч} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 2,91$					
Потребителей						$Q_{тс}^{пр} = 2210$						$Q_{тс}^{пр} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 86,3$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{пр} / \Sigma Q_i^2 = 2,91$											

Таблица 4. г.Астрахань. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{тс}^{пр} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} = 7200 - 4780 - 860 = 1640$ (Источник [6]: 1530 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения: $\Delta Q = -1,676$												Сохр.	Восст.	$1 - k_i^{пр}$	$\geq Q_{тс} \geq$														
Условия соб-людения тепл. баланса $\Delta Q = 0: Q_{тс} = \Sigma Q_i^2 + Q_{пр}^2 = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У}$						$[(1 \pm k_i^{пр})^2 - 1] \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У}$						$\Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} = 7202$																	
$\Delta Q = Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч} - Q_{пр}^{И+У} - Q_{пр}^{И+У} = 0$						НЕТ $Q_{тс} = Q_{тс}^{пр} + Q_{пр}^{И+У} = 7200$						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} = 219,6$				ОПТ													
$Q_{тс} = \Sigma Q_i^{отч} + Q_{пр}^{И+У} + Q_{пр}^{И+У} \geq \Sigma Q_i^2 \geq \Sigma Q_i^{отч}$						$\Pi_i = 0,356$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 Q_{тс}^{пр} / Q_{тс} = 3,09$				$1 + k_i^{пр}$	$1 - k_i^{пр}$												
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{пр}) (Q_{тс} - \Sigma Q_i^{отч}) / [Q_{тс} \Sigma (1 \pm k_i^{пр})]$						1						$\Sigma Q_i^{отч} = Q_{тс}^{пр}$				$Q_{пр}^{И+У} = \Sigma Q_i^{отч}$				$Q_i^2 = \xi_i Q_i^{отч}$									
Обозн.	Велич.	$k_i^{пр}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.											
$Q_i^{пр}$	4780	0,030	$1+k_i^{пр}$	0,970	ξ_i	0,970	$Q_i^{отч}$	4495	$Q_i^{отч}$	140,4	Q_i^2	4637																	
$\Sigma Q_i^{отч}$	4780	$\Sigma(1 \pm k_i^{пр})$	0,970	$\xi_i^{пр}$	0,970	$\Sigma Q_i^{отч}$	4495	$\Sigma Q_i^{отч}$	143,4	ΣQ_i^2	4637																		
$(1 \pm k_i^{пр})^{пр} = \Sigma(k_i^{пр} Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$						0,970						$\xi_i^{пр} = \xi_{тс} = \Sigma(\xi_i Q_i^{отч}) / \Sigma Q_i^{отч}$				0,970				$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^2 = \xi_i^{пр} \Sigma Q_i^{отч} = 4637$									
Рез. д.д. Е.Б.Бравертский						$Q_{тс}^{пр} = \Sigma Q_i^{отч} = 140,37$						Ед. Мощ.						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 3,03$						%					
Для не учетн.						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 2486$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 2563$						$Q_{тс}^{отч} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 2563$						$\delta_{тс}^{отч} = 100 \Sigma Q_i^{отч} / \Sigma Q_i^2 = 3,03$					
Потребителей						$Q_{тс}^{пр} = 2486$						$Q_{тс}^{пр} = Q_{тс}^2 - Q_{пр}^{И+У} = 77,6$						$\delta_{тс}^{пр} = 100 \Sigma Q_i^{пр} / \Sigma Q_i^2 = 3,03$											

источником и Потребителями оказывается излишне затратным. Соответственно, определение поправочных коэффициентов $\xi_i^{отч}$ на основании учета погрешностей каждого из приборов не решит полностью проблему нейтрализации небалансов. Необходим метод, гарантирующий их исключение согласно уравнениям (3), (4) при работе любых приборов учета.

Разработка такого метода возможна при условии соблюдения «принципа вертикали» [8]. Суть его заключается в том, что приборы учета, установленные на Теплоисточнике, следует (условно) считать головными и образцовыми. Это значительно упрощает дальнейшее решение задачи по введению упомянутых коэффициентов корреляции $\xi_i^{отч}$. Как уже отмечалось, исключение небаланса ($\Delta Q = 0$ при $Q_{тс}^{пр} = const$)

в уравнениях (3), (4) достигается корректированием показателей Q_{np}^{i+y} и $\sum Q_i^{отч}$ даже в случае неточности вычисления теплотер Q_{np}^{i+y} . При этом следует иметь в виду, что в современных теплосетях небалансы $\Delta Q \neq 0$ соизмеримы с теплотерями Q_{np}^{i+y} [5, 8].

Таким образом, в целях обеспечения надежности расчетов в условиях коммерческого учета достаточно использовать метод, основанный только на одной технической характеристике прибора – классе точности $\pm k_i^{np}$. При этом соблюдение «принципа вертикали» [8] никоим образом не исключает целесообразности введения корректировочных поправок, основанных на теории погрешностей, к «головному» показателю $Q_{tc}^{np} = const$, принимаемому в качестве «непогрешимого». В таком случае задача выявления фактических значений теплотер в сетях отходит на второй план.

Рассмотрим, каким образом погрешности приборов учета влияют на состояние балансов в уравнениях (1)–(4). Известно, что класс точности прибора $\pm k_i^{np}$ характеризует допустимые пределы его погрешностей. Следовательно, отклонение i -го показателя прибора ΔQ_i^{np} от истины пропорционально комплексу $(1 \pm k_i^{np})$. По аналогии можно считать, что такое же свойство проявляется и при оценке среднеинтегральных отклонений показателей $(\Delta Q_i^{np})_{cp}$ в группе приборов того же назначения для потребителей в количестве n . Тогда с некоторым приближением определяем зависимость

$$\frac{\Delta Q_i^{np}}{1 \pm k_i^{np}} = \frac{(\Delta Q_i^{np})_{cp}}{(1 \pm k_i^{np})_{cp}}. \quad (5)$$

В левой части уравнения (5) принимаем $\Delta Q_i^{np} = Q_i^{np}(1 - \xi_i)$, где $\xi_i = Q_i^{\Sigma}/Q_i^{np}$; $Q_i^{\Sigma} = Q_i^{отч} + Q_i^{i+y}$ – суммарная теплота, включающая в себя тепловую энергию $Q_i^{отч}$, использованную отопительными приборами, и теплотер Q_i^{i+y} на участках тепловых сетей длиной L_i от Теплоисточника до Потребителя.

В правой части уравнения (5)

$$(\Delta Q_i^{np})_{cp} = \left(Q_{tc}^{np} - \sum_{i=1}^n Q_i^{np} \right) n^{-1}, \quad (6)$$

$$(1 \pm k_i^{np})_{cp} = \left(\sum_{i=1}^n (1 \pm k_i^{np}) \right) n^{-1}. \quad (7)$$

На основании (5)–(7) определяем общее выражение для расчета коэффициентов корреляции ξ_i , позволяющих нейтрализовать негативные последствия небалансов, связанных с погрешностями приборов учета:

$$\xi_i = 1 + (1 \pm k_i^{np}) \left(Q_{tc}^{np} - \sum_{i=1}^n Q_i^{np} \right) \left(Q_i^{np} \sum_{i=1}^n (1 \pm k_i^{np}) \right)^{-1}. \quad (8)$$

Здесь не следует отождествлять значения коэффициентов $\xi_i = Q_i^{\Sigma}/Q_i^{np}$ и $\xi_i^{отч} = Q_i^{отч}/Q_i^{np}$. Коэффициент $\xi_i^{отч}$ позволяет скорректировать показание i -го прибора Q_i^{np} до уровня, рекомендуемого к отчету – $Q_i^{отч}$, а коэффициент ξ_i дает возможность скорректировать суммарную величину затрат Теплоисточника Q_i^{Σ} на i -го Потребителя. С учетом предыдущих обозначений определяем: $\xi_i^{отч} = \xi_i - Q_i^{i+y}/Q_i^{np}$.

Имея в виду, что $\sum Q_i^{\Sigma} = Q_{tc}^{np}$, и экстраполируя зависимость i -го прибора $Q_i^{\Sigma} = \xi_i Q_i^{np}$ на множество всех остальных, можем записать:

$$Q_{tc}^{np} = \sum Q_i^{\Sigma} = \sum \xi_i Q_i^{np} = \xi_{cp} \sum Q_i^{np} = \sum Q_i^{отч} + \sum Q_i^{i+y}, \quad (9)$$

где ξ_{cp} – среднеинтегральное значение коэффициента корреляции на исследуемом участке теплоснабжения:

$$\xi_{cp} = \left(\sum_{i=1}^n \xi_i Q_i^{np} \right) \left(\sum_{i=1}^n Q_i^{np} \right)^{-1}. \quad (10)$$

Система теплоснабжения, как правило, имеет два сектора – с учетными (индекс «пр») и с безучетными (индекс «Н») потребителями. Суммарный отпуск теплоты в сеть Q_{tc} для секторов с учетными (Q_{tc}^{np}) и безучетными (Q_{tc}^H) потребителями выразим как сумму:

$$Q_{tc} = Q_{tc}^{np} + Q_{tc}^H. \quad (11)$$

Соответствующее значение теплотер в сети через изоляцию и с утечками Q_{tc}^{i+y} определим аналогичным образом:

$$Q_{tc}^{i+y} = Q_{np}^{i+y} + Q_H^{i+y}. \quad (12)$$

Ввиду отсутствия данных, потребление теплоты в секторе с безучетными потребителями принимаем как суммарное значение одного показателя – $Q_H^{np} = Q_H^{отч}$. Соответственно по аналогии для сектора с учетными потребителями при $\xi_H = \xi_{cp}$ принимаем:

$$Q_{tc}^H = \xi_H Q_H^{np} = Q_H^{np} + Q_H^{i+y}. \quad (13)$$

Значение теплотер по аналогии с (1), (2) запишем так:

$$Q_H^{i+y} = Q_{tc}^H - Q_H^{отч}. \quad (14)$$

Соблюдая соотношение $\sum Q_i^{i+y}/Q_{tc}^{np} = Q_H^{i+y}/Q_{tc}^H$, на основании (13) и (14) определяем расчетные формулы по определению теплотер Q_H^{i+y} и потребления теплоты $Q_H^{отч}$ в секторе с безучетными потребителями:

$$Q_H^{i+y} = Q_{tc}^H \left(\sum Q_i^{i+y}/Q_{tc}^{np} \right), \quad (15)$$

$$Q_H^{np} = Q_H^{отч} = Q_{tc}^H - Q_H^{i+y}. \quad (16)$$

Применительно к обоим секторам теплосети определяем взаимосвязи:

$$\left. \begin{aligned} Q_H^{i+y} &= Q_H^{np} (\xi_H - 1) = Q_{tc}^H (1 - \xi_H^{-1}), \\ Q_{tc}^H &= Q_{tc} - Q_{tc}^{np}, \\ Q_H^{np} &= Q_{tc}^H \xi_H^{-1}. \end{aligned} \right\} \quad (17)$$

Расчетные значения теплотер при наибольших отклонениях от некоторой истины $(1 \pm k_i^{np})$ в зависимости от знаков (+) или (–) назовем «оптимальными» и выразим так:

$$(Q_H^{i+y})^{opt} = Q_{tc}^{np} - \sum Q_i^{отч} = \left[(1 \pm k_i^{np})_{cp} \right] \sum Q_i^{np},$$

Таблица 6. г.Ростов-на-Дону. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 13780 - 10070 - 1740 = 1970$ (Ист. [6]: 1990 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения:		$\Delta Q = 0,000$	Сохран.	Восст.	$1 + k_i^{\text{от}} \geq Q_{\text{от}} \geq$							
Условия соб-	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$[(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} - 1](\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}})$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	13780								
людения тепл.	баланса $\Delta Q = 0: Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	10372									
$\Delta Q = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 0:$	ДА	$Q_{\text{от}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{от}} =$	13780	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$302,1$ ОПТ							
$Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$\Pi_{\text{н}} = 0$	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 Q_{\text{от}}^{\text{от}} / Q_{\text{от}} =$	$2,2$	$1 + k_i^{\text{от}}$	$1 - k_i^{\text{от}}$							
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{\text{от}}) (Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}}) / (Q_{\text{от}} \Sigma (1 \pm k_i^{\text{от}}))^{\text{от}}$	0	$\Sigma Q_i^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \xi_i Q_i^{\text{от}}$								
Обозн.	Велич.	$k_i^{\text{от}}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.		
$Q_i^{\text{от}}$	10070	0,030	$1+k_i^{\text{от}}$	1,030	ξ_i	1,368	$Q_i^{\text{от}}$	13478	$Q_i^{\text{от}}$	302,1	$Q_i^{\text{от}}$	13780
$\Sigma Q_i^{\text{от}}$	10070	$\Sigma(1 \pm k_i^{\text{от}}) =$	1,030	$\xi_i^{\text{от}} =$	1,368	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	13478	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	302,1	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	13780	
$(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} = \Sigma(k_i^{\text{от}} Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$			1,030	$\xi_i^{\text{от}} = \xi_{\text{н}} = \Sigma(\xi_i Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$	1,3684	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} = \xi_i^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}}$					13780	
Разр. д.т.л. Б.Байрашевский		$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	302,1	Ед. Мощ.	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	2,19	%					
Для не учет.	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	0						
Потребителей	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	0						

Таблица 6. г.Ростов-на-Дону. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 13780 - 10070 - 1740 = 1970$ (Ист. [6]: 1990 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения:		$\Delta Q = 0,000$	Сохран.	Восст.	$1 - k_i^{\text{от}} \geq Q_{\text{от}} \geq$							
Условия соб-	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$[(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} - 1](\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}})$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	13780								
людения тепл.	баланса $\Delta Q = 0: Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	10372									
$\Delta Q = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 0:$	ДА	$Q_{\text{от}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{от}} =$	13780	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$302,1$ ОПТ							
$Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$\Pi_{\text{н}} = 0$	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 Q_{\text{от}}^{\text{от}} / Q_{\text{от}} =$	$2,19$	$1 + k_i^{\text{от}}$	$1 - k_i^{\text{от}}$							
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{\text{от}}) (Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}}) / (Q_{\text{от}} \Sigma (1 \pm k_i^{\text{от}}))^{\text{от}}$	0	$\Sigma Q_i^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \xi_i Q_i^{\text{от}}$								
Обозн.	Велич.	$k_i^{\text{от}}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.		
$Q_i^{\text{от}}$	10070	0,030	$1+k_i^{\text{от}}$	0,970	ξ_i	1,368	$Q_i^{\text{от}}$	13478	$Q_i^{\text{от}}$	302,1	$Q_i^{\text{от}}$	13780
$\Sigma Q_i^{\text{от}}$	10070	$\Sigma(1 \pm k_i^{\text{от}}) =$	0,970	$\xi_i^{\text{от}} =$	1,368	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	13478	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	302,1	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	13780	
$(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} = \Sigma(k_i^{\text{от}} Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$			0,970	$\xi_i^{\text{от}} = \xi_{\text{н}} = \Sigma(\xi_i Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$	1,368	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} = \xi_i^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}}$					13780	
Разр. д.т.л. Б.Байрашевский		$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	302,1	Ед. Мощ.	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	2,19	%					
Для не учет.	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	0						
Потребителей	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	0,0	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	0						

Таблица 7. г.Ростов-на-Дону. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 13780 - 10070 - 1740 = 1970$ (Ист. [6]: 1990 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения:		$\Delta Q = 0,000$	Сохран.	Восст.	$1 + k_i^{\text{от}} \geq Q_{\text{от}} \geq$						
Условия соб-	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$[(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} - 1](\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}})$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	13780							
людения тепл.	баланса $\Delta Q = 0: Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	13780								
$\Delta Q = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 0:$	ДА	$Q_{\text{от}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{от}} =$	13780	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$401,4$ ОПТ						
$Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$\Pi_{\text{н}} = 0,247$	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 Q_{\text{от}}^{\text{от}} / Q_{\text{от}} =$	$2,91$	$1 + k_i^{\text{от}}$	$1 - k_i^{\text{от}}$						
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{\text{от}}) (Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}}) / (Q_{\text{от}} \Sigma (1 \pm k_i^{\text{от}}))^{\text{от}}$	1	$\Sigma Q_i^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \xi_i Q_i^{\text{от}}$							
Обозн.	Велич.	$k_i^{\text{от}}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	
$Q_i^{\text{от}}$	10070	0,030	$1+k_i^{\text{от}}$	1,030	$Q_i^{\text{от}}$	10070	$Q_i^{\text{от}}$	302,1	$Q_i^{\text{от}}$	10372	
$\Sigma Q_i^{\text{от}}$	10070	$\Sigma(1 \pm k_i^{\text{от}}) =$	1,030	$\xi_i^{\text{от}} =$	1,030	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	10070	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	302,1	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	10372
$(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} = \Sigma(k_i^{\text{от}} Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$			1,030	$\xi_i^{\text{от}} = \xi_{\text{н}} = \Sigma(\xi_i Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$	1,030	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} = \xi_i^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}}$					10372
Разр. д.т.л. Б.Байрашевский		$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	302,1	Ед. Мощ.	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	2,91	%				
Для не учет.	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	3309	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	3408	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$						
Потребителей	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	3309	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	99,3	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	2,91					

Таблица 8. г.Ростов-на-Дону. Данные испытаний. 1.Небаланс: $\Delta Q = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 13780 - 10070 - 1740 = 1970$ (Ист. [6]: 1990 ?).

Нейтрализ. небалансов в системе теплоснабжения:		$\Delta Q = -2,149$	Сохран.	Восст.	$1 - k_i^{\text{от}} \geq Q_{\text{от}} \geq$							
Условия соб-	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$[(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} - 1](\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}})$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	13782								
людения тепл.	баланса $\Delta Q = 0: Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	14381									
$\Delta Q = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = 0:$	НЕТ	$Q_{\text{от}} = Q_{\text{от}} + Q_{\text{от}} =$	13780	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	$421,0$ ОПТ							
$Q_{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}} \geq \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$\Pi_{\text{н}} = 0,291$	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 Q_{\text{от}}^{\text{от}} / Q_{\text{от}} =$	$3,1$	$1 + k_i^{\text{от}}$	$1 - k_i^{\text{от}}$							
$\xi_i = 1 \pm (1 \pm k_i^{\text{от}}) (Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}}) / (Q_{\text{от}} \Sigma (1 \pm k_i^{\text{от}}))^{\text{от}}$	1	$\Sigma Q_i^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}}$	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \xi_i Q_i^{\text{от}}$								
Обозн.	Велич.	$k_i^{\text{от}}$	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.	Обозн.	Велич.		
$Q_i^{\text{от}}$	10070	0,030	$1+k_i^{\text{от}}$	0,970	ξ_i	0,970	$Q_i^{\text{от}}$	9471	$Q_i^{\text{от}}$	296,9	$Q_i^{\text{от}}$	9768
$\Sigma Q_i^{\text{от}}$	10070	$\Sigma(1 \pm k_i^{\text{от}}) =$	0,970	$\xi_i^{\text{от}} =$	0,970	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	9471	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	296,9	$\Sigma Q_i^{\text{от}} =$	9768	
$(1 \pm k_i^{\text{от}})^{\text{от}} = \Sigma(k_i^{\text{от}} Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$			0,970	$\xi_i^{\text{от}} = \xi_{\text{н}} = \Sigma(\xi_i Q_i^{\text{от}}) / \Sigma Q_i^{\text{от}}$	0,970	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} = \xi_i^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}}$					9768	
Разр. д.т.л. Б.Байрашевский		$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	296,9	Ед. Мощ.	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}} = 100 \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	3,04	%					
Для не учет.	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	3890	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	121,9	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	3,04						
Потребителей	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	3890	$Q_{\text{от}}^{\text{от}} = Q_{\text{от}}^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} =$	121,9	$\delta_{\text{от}}^{\text{от}}, \% = 100^{\text{от}} \Sigma Q_i^{\text{от}} / \Sigma Q_i^{\text{от}} =$	3,04						

$$(Q_{\text{от}}^{\text{от}})^{\text{от}} = Q_{\text{от}} - \Sigma Q_i^{\text{от}} - Q_{\text{от}}^{\text{от}} = [(1 \pm k_i^{\text{от}})_{\text{от}} - 1] (\Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}}).$$

На основании выполненных исследований разработан программный файл «МинЭн». Он представляет собой модель теплосети, состоящей из трех основных компонентов:

- Теплоисточника с отпуском теплоты $Q_{\text{от}}$;
- Потребителей теплоты (учетных $\Sigma Q_i^{\text{от}}$ и безучетных $Q_{\text{от}}^{\text{от}}$);
- суммарных значений теплопотерь $Q_{\text{от}}^{\text{от}}$.

Удаленность каждого Потребителя от Теплоисточника оценивается расстоянием L_i , на участке которого теряется теплота $Q_i^{\text{от}}$ и $Q_{\text{от}}^{\text{от}}$ в процессе ее транспорта к отопительным приборам. Суммарные значения теплопотерь в сети $Q_{\text{от}}^{\text{от}} = \Sigma Q_i^{\text{от}} + Q_{\text{от}}^{\text{от}}$, вводимые в программу расчетов, устанавливаются на основании опытных данных, либо на основании коммерческого соглашения.

Одновременно в программном файле «МинЭн» предусмотрена возможность вычисления оптимальных показателей $(Q_{\text{от}}^{\text{от}})^{\text{от}}$ исходя из двух предельных отклонений $(1 \pm k_i^{\text{от}})$ от зафиксированных показаний приборов учета $Q_i^{\text{от}}$.

В таблицах 1–8 приведены результаты анализа опытных данных, опубликованных в одной из работ [6]. Расчеты выполнены для всех вариантов $(1 \pm k_i^{\text{от}})$, предусмотренных программным файлом «МинЭн», и, выражаясь языком автора статьи [6], с учетом полной ($\Pi_{\text{н}} = 0$) и частичной ($\Pi_{\text{н}} > 0$) «приборности» системы теплоснабжения. В качестве исходных данных из материалов статьи [6] использованы только два показателя – $Q_i^{\text{от}}$ и $Q_{\text{от}}^{\text{от}}$. Их численные значения указаны в заголовках таблиц 1–8. В таблицах 1, 2 и 5, 6 приведены результаты расчетов в предположении, что сектор с безучетными потребителями в системе теплоснабжения отсутствует, то есть показатели $\Pi_{\text{н}} = 0$, в таблицах 3, 4 и 7, 8 – в предположении, что такой сектор в теплосети есть, то есть показатели $\Pi_{\text{н}} > 0$.

Данные, приведенные в таблицах, дают достаточное представление о возможностях предлагаемого метода нейтрализации небалансов и целесообразности адаптации его в условиях производства. Как уже отмечалось,

в реальности количество Потребителей может исчисляться сотнями и более. В таком случае целесообразно разработать систему их интеграции по тем или иным признакам. С возрастанием числа Потребителей влияние классов точности приборов учета на значения коэффициентов корреляции ξ_i снижается.

Программный файл «МинЭн» рекомендуется к использованию в той части ТКП 411-2012 (02230) [9], в которой адекватно принципу вертикали указываются три основные показателя учета теплоты: на приборах Теплоисточника

и Потребителей и значения теплотерь. Тепло- и массо-перенос $Q_i^{\Sigma} = Q_i^{\text{отч}} + Q_i^{\text{и+у}}$ на участке длиной L_i абстрагируем так: каждый i -й Потребитель связан с Теплоисточником независимыми (виртуальными) теплопроводами прямой и обратной сетевой воды. Показания каждого i -го Потребителя фиксируется прибором учета в количестве $Q_i^{\text{п}}$. В результате корректировки зафиксированных показаний $Q_i^{\text{п}}$ тепловой и массовый балансы в сети сводятся к граничным условиям: $Q_{\text{тс}}^{\text{п}} = \sum Q_i^{\text{отч}} + Q_{\text{тс}}^{\text{и+у}}$; $Q_{\text{тс}}^{\text{п}} = Q_{\text{н}}^{\text{отч}} + Q_{\text{н}}^{\text{и+у}}$. В случае необходимости аналогичные балансы устанавливаются по тому же принципу вертикали для участков сети с ЦТП или с секторами от магистралей.

Распределения теплотерь $Q_{\text{тс}}^{\text{и+у}}$ по балансовым принадлежностям на участке L_i устанавливаются в административном порядке. Их можно вычислять разными способами: пропорционально поверхностям теплопроводов либо потребляемым потокам теплоты, с учетом расхода теплоносителей и т.д. Самый простой способ – по значениям $Q_i^{\text{отч}}$, таким образом: $Q_{\text{тс}}^{\text{и+у}} = Q_{\text{н}}^{\text{и+у}} Q_i^{\text{отч}} Q_{\text{тс}}^{-1}$.

Как видно, принцип нейтрализации небалансов, предусмотренный в программном файле «МинЭн», не требует обязательной корректировки штатных показателей теплосети. Теория погрешностей в данном случае представляет интерес только для решения сугубо познавательных задач оценки качества отдельных этапов производства и его продукции в целом.

Выводы

1. На основании обобщения показаний и классов точности приборов учета системы теплоснабжения разработан общий принцип нейтрализации небалансов между Теплоисточником и Потребителями.

2. Предлагаемый метод нейтрализации небалансов предусматривает соблюдение «принципа вертикали» [8] и в полной мере отвечает положениям ТКП 411-2012.

3. Путем экстраполяции результатов обобщения показаний и классов точности приборов учета разработан общий принцип разделения суммарной нагрузки сети на два сектора – с учетными и безучетными Потребителями.

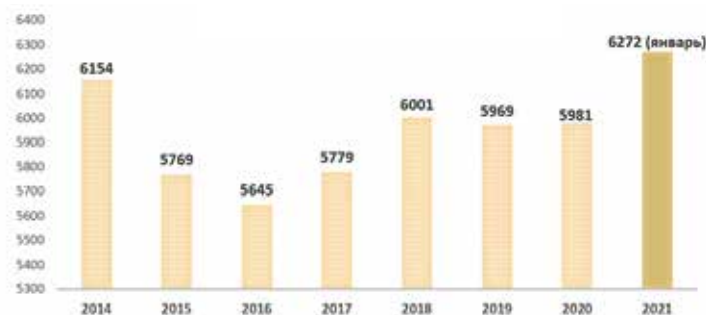
4. По результатам выполненных исследований разработан программный файл, который можно использовать в качестве модели для внедрения в условиях производства.

Список литературы

1. Семенов, В.Г. Определение фактических тепловых потерь через теплоизоляцию в сетях централизованного теплоснабжения / В.Г. Семенов // *Новости теплоснабжения*. – 2003. – № 4. – С. 30–33.
2. Лупей, А.Г. О проблеме водных небалансов на источниках теплоты и способе ее решения / А.Г. Лупей // *Новости теплоснабжения*. – 2016. – № 9.
3. О введении приборного учета расхода газа, воды и тепловой энергии в домах жилищного фонда республики: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 7 июля 1994 г., № 505.
4. О дальнейшем внедрении приборного учета расхода газа, воды и тепловой энергии: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 9 июля 1997 г., № 855.
5. Лупей, А.Г. О погрешности измерений разности масс теплоносителя в системах теплоснабжения / А.Г. Лупей // *Новости теплоснабжения*. – 2016. – № 10.
6. Пешков, С.И. Небаланс по тепловой энергии и теплоносителю / С.И. Пешков // *Новости теплоснабжения*. – 2016. – № 7.
7. Методические указания по оценке точности определения удельного расхода условного топлива на отпущенную электроэнергию энергоблоков мощностью 300 МВт и выше: РД РФ 34.09.113-90. – Утв. 04.12.90 Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации. – М., 1991.
8. Байрашевский, Б.А. О теплотерях в сетях на фоне теорий, гипотез и реальных условий эксплуатации // *Энергетика и ТЭК*. – 2016. – № 7/8. – С. 56–61.
9. Правила учета тепловой энергии и теплоносителя: ТКП 411-2012 (02230). – Введ. 01.12.2012. – Минск: Министерство энергетики Респ. Беларусь.

К СВЕДЕНИЮ

В январе в Беларуси зафиксирован пик потребления мощности



18 января при среднесуточной температуре $-18,6^{\circ}\text{C}$ был зафиксирован пик потребления электрической мощности в энергосистеме за последние 8 лет наблюдений. Это одно из самых больших значений пикового потребления мощности за последние 22 года. Ранее более высокий показатель фиксировали только в 2006, 2012 и 2013 годах.

В этих условиях Белорусская энергосистема сохранила устойчивость, бесперебойно обеспечивая потребителей республики тепловой и электрической энергией. Кроме того, по запросу НЭК «Укрэнерго» были выполнены поставки электроэнергии в Украину с целью обеспечения стабильной работы энергосистемы соседней страны в период неблагоприятных погодных условий.

belenergo.by



И.В. ОЛЕКСЮК,
 м.т.н., главный специалист отдела
 электрооборудования и автоматизации
 УП «БЕЛКОММУНПРОЕКТ»

Оценка состояния изоляции кабельных линий на напряжение 10 кВ

Аннотация

Предложен метод неразрушающего контроля состояния кабельных линий на основе измерения сопротивления изоляции, позволяющий с минимальными затратами оценивать ее остаточный ресурс, исключая пробой под воздействием испытательного напряжения. Получены аналитические выражения для оценки сопротивления изоляции из сшитого полиэтилена кабелей на напряжение 10 кВ в зависимости от площади поперечного сечения токопроводящих жил, а также выражения для оценки изменения сопротивления изоляции в зависимости от продолжительности эксплуатации кабельных линий.

Annotation

A method is proposed for non-destructive testing of the state of cable lines based on measuring the insulation resistance, which makes it possible to estimate its residual life with minimal costs, excluding breakdowns under the influence of the test voltage. Analytical expressions are obtained for assessing the insulation resistance of XLPE cables for a voltage of 10 kV depending on the cross-sectional area of conductors, as well as expressions for assessing the change in insulation resistance depending on the duration of operation of cable lines.

Статья поступила в редакцию 16 января 2021 года.

Состояние изоляции силового электрического кабеля контролируется как при его изготовлении, так и при монтаже и эксплуатации в составе кабельной линии (КЛ). Своевременное выявление дефектов изоляции направлено на предупреждение повреждения КЛ и, следовательно, на снижение количества аварийных отключений и недоотпуска электроэнергии потребителям.

Процесс старения кабеля сопровождается резким снижением сопротивления его изоляции. Метод контроля этого процесса, основанный на измерении сопротивления изоляции, должен быть простым, недорогим и при этом чувствительным и достоверным. Предпочтение следует отдавать неразруша-

ющему контролю, так как он позволяет оценить состояние изоляции кабелей без негативного воздействия на них.

В настоящее время для контроля за состоянием изоляции КЛ на напряжение 10 кВ наиболее широко используются испытания повышенным напряжением. Суть этого метода состоит в пробивании ослабленных мест изоляции кабеля испытательным напряжением и в снижении тем самым вероятности повреждения КЛ под рабочим напряжением. Объем испытаний повышенным напряжением приведен в [1–3].

Однако для КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) периодические испытания повышенным напряжением не являются гарантией безаварийной

работы в будущем. В публикациях также не раз отмечались негативные последствия подобного рода испытаний и нецелесообразность их проведения [4–6].

Цель данной работы – получение расчетных выражений для неразрушающего метода оценки состояния изоляции КЛ на напряжение 10 кВ с использованием данных об измерении ее электрического сопротивления.

Исходные данные для расчетов

Конструкция одножильного силового электрического кабеля с изоляцией из СПЭ представлена на рисунке 1.

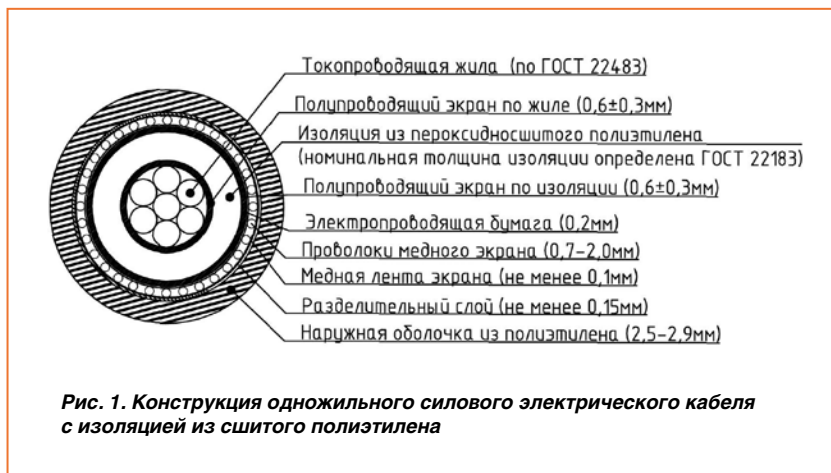


Рис. 1. Конструкция одножильного силового электрического кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена

При разработке метода контроля состояния изоляции по ее сопротивлению целесообразно основываться на опытных и расчетных данных, так как действующими нормами и стандартами не установлено минимальное значение электрического сопротивления изоляции кабелей на напряжение выше 1 кВ. Исходя из опыта эксплуатирующих организаций, значение этого показателя для кабеля на номинальное напряжение 10 кВ должно составлять не менее 10 МОм (1 МОм на каждый 1 кВ номинального напряжения).

Сопротивление изоляции кабеля в общем случае определяется по выражению [7]

$$R_{из} = \frac{\rho_v}{2\pi l} \ln \frac{R}{r} = \frac{0,366}{l} \rho_v \lg \frac{R}{r}, \quad (1)$$

где ρ_v – объемное электрическое сопротивление материала изоляции кабеля (для СПЭ $\rho_v = 10^{15}$ Ом·м [7]); l – длина кабеля, м; R – радиус кабеля по изоляции, мм; r – радиус жилы, мм.

В кабелях на напряжение 10 кВ используются медные и алюминиевые токопроводящие жилы класса 2. Максимальные и минимальные диаметры жил площадью поперечного сечения до 630 мм² приведены в [8]. В расчетах будем использовать средние значения радиусов жил, определенные по формуле

$$r_{cp} = \frac{d_{cp}}{2} = \frac{d_{max} + d_{min}}{4}, \quad (2)$$

где d_{max} и d_{min} – максимальный и минимальный диаметры жил соответственно, мм.

В каталогах заводов-изготовителей приведены характеристики кабелей с изоляцией из СПЭ на напряжение 10 кВ с токопроводящими жилами площадью поперечного сечения 50–800 мм², поэтому далее для расчетов будет принят аналогичный диапазон значений. Для жилы сечением 800 мм² диаметр принят по [8] как для медной жилы соответствующего класса.

Толщина основной изоляции из СПЭ для кабелей на напряжение 10 кВ составляет 3,4 мм [9]. Кроме того с обеих сторон изоляции располагаются экструдированные слои из электропроводящей сшитой полиэтиленовой

композиции – полупроводящие экраны общей толщиной до 1,2 мм (рис. 1).

Радиус кабеля по изоляции определяется по формуле

$$R = r_{cp} + \Delta_{из} + \Delta_{п.п.ж} + \Delta_{п.п.из}, \quad (3)$$

где $\Delta_{из}$ – толщина основной изоляции кабеля, мм; $\Delta_{п.п.ж}$, $\Delta_{п.п.из}$ – толщина полупроводящего экрана по жиле и по изоляции соответственно, мм.

Варианты расчета сопротивления изоляции из СПЭ в зависимости от радиусов жилы и кабеля по изоляции

Удельное электрическое сопротивление полупроводящих экранов составляет 500–1000 Ом·м [10]. Для меди и алюминия эта величина при 20 °С многократно меньше – соответственно $1,7241 \cdot 10^{-8}$ и $2,8264 \cdot 10^{-8}$ Ом·м [11]. Однако удельное объемное сопротивление изоляции из СПЭ (10^{15} Ом·м [7]) многократно больше удельного сопротивления полупроводящих экранов, поэтому расчеты выполним в двух вариантах: в первом учтем полупроводящие экраны как изоляционные материалы, во втором – как токопроводящие элементы.

Если полупроводящие экраны рассматривать в качестве изоляции, то общая толщина изоляционного слоя поверх токопроводящей жилы для кабеля на напряжение 10 кВ составит $3,4 + 1,2 = 4,6$ мм. Если же учитывать их как токопроводящие элементы, тогда радиус жилы в расчетах следует принимать на 0,6 мм больше стандартизированного, а радиус кабеля по медному экрану – на 0,6 мм меньше (без учета полупроводящего экрана по изоляции).

Используя формулы (1), (2) и (3), определим сопротивление изоляции 1 км СПЭ-кабеля для варианта 1, когда полупроводящие экраны учтены в качестве изоляционных материалов. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Расчетные значения сопротивления изоляции 1 км СПЭ-кабеля (вариант 1)

Площадь поперечного сечения жилы $F_{ж}$, мм ²	Диаметр круглых многопроволочных жил (класса 2), мм		Средний радиус жилы r_{cp} , мм	Радиус кабеля по изоляции R , мм	Сопротивление изоляции 1 км СПЭ-кабеля $R_{из}$, МОм
	d_{max}	d_{min}			
50	7,7	8,6	4,08	8,68	120 428
70	9,3	10,2	4,88	9,48	105 918
95	11,0	12,0	5,75	10,35	93 685
120	12,3	13,5	6,45	11,05	85 806
150	13,7	15,0	7,18	11,78	78 956
185	15,3	16,8	8,03	12,63	72 221
240	17,6	19,2	9,20	13,80	64 625
300	19,7	21,6	10,33	14,93	58 729
400	22,3	24,6	11,73	16,33	52 753
500	25,3	27,6	13,23	17,83	47 576
630	28,7	32,5	15,30	19,90	41 897
800	37,6	37,6	18,80	23,40	34 886

Таблица 2. Расчетные значения сопротивления изоляции 1 км СПЭ-кабеля (вариант 2)

Площадь поперечного сечения жилы $F_{ж}$, мм ²	Диаметр круглых многопроволочных жил (класса 2), мм		Средний радиус жилы r'_{cp} , мм	Радиус кабеля по изоляции R' , мм	Сопротивление изоляции 1 км СПЭ-кабеля $R_{из}$, МОм
	d_{max}	d_{min}			
50	7,7	8,6	4,68	8,08	87 111
70	9,3	10,2	5,48	8,88	76 991
95	11,0	12,0	6,35	9,75	68 347
120	12,3	13,5	7,05	10,45	62 730
150	13,7	15,0	7,78	11,18	57 820
185	15,3	16,8	8,63	12,03	52 968
240	17,6	19,2	9,80	13,20	47 471
300	19,7	21,6	10,93	14,33	43 186
400	22,3	24,6	12,33	15,73	38 830
500	25,3	27,6	13,83	17,23	35 046
630	28,7	32,5	15,90	19,30	30 887
800	37,6	37,6	19,40	22,80	25 739

Для варианта 2, когда полупроводящие экраны учтены в качестве токопроводящих элементов, радиусы жилы (r'_{cp}) и кабеля по изоляции (R') будут определяться по формулам:

$$r'_{cp} = \frac{d_{cp}}{2} + \Delta_{п.п.ж} = \frac{d_{max} + d_{min}}{4} + \Delta_{п.п.ж}; \quad (4)$$

$$R'_{из} = r'_{cp} + \Delta_{из}. \quad (5)$$

Используя формулы (1), (4) и (5), определим сопротивление изоляции 1 км СПЭ-кабеля для варианта 2. Результаты расчетов представлены в таблице 2.

Зависимость сопротивления изоляции от площади поперечного сечения жилы и длины КЛ

Из таблиц 1 и 2 видно, что значение сопротивления изоляции снижается с увеличением площади поперечного сечения токопроводящей жилы. Очевидно, это происходит

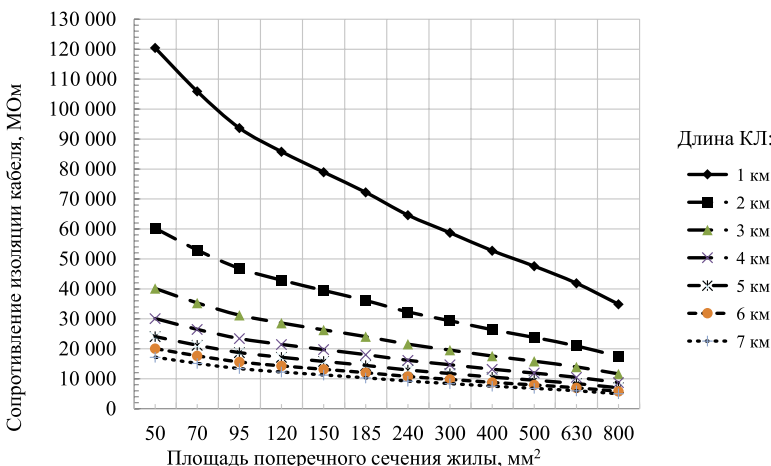


Рис. 2. Графики зависимости сопротивления изоляции СПЭ-кабеля от площади поперечного сечения жилы (вариант 1)

из-за изменения геометрических размеров кабеля.

Длина КЛ 10 кВ в большинстве случаев находится в пределах 0,05–7,0 км. Графики зависимости сопротивления изоляции СПЭ-кабеля от площади поперечного сечения жилы (при длине КЛ от 1 до 7 км) представлены на рисунках 2 и 3.

Изменение сопротивления изоляции в зависимости от срока эксплуатации КЛ

С учетом вышеизложенного за начальное сопротивление изоляции из СПЭ (при вводе кабелей в эксплуатацию) можно принять значение из таблиц 1 и 2, а за конечное (в случае выработки ресурса) – минимальное рекомендуемое эксплуатирующими организациями значение 10 МОм.

Предположим, что изменение сопротивления (а следовательно, и ресурса) изоляции кабеля происходит по линейному или экспоненциальному закону. В случае применения экспоненциальной аппроксимации общее выражение зависимости сопротивления изоляции кабеля от продолжительности эксплуатации будет иметь вид

$$R_{из}^{(эксп.)} = Ae^{B \cdot T}, \quad (6)$$

а в случае линейной аппроксимации –

$$R_{из}^{(лин.)} = C \cdot T + D, \quad (7)$$

где A, B, C, D – коэффициенты; T – продолжительность эксплуатации КЛ, лет.

Определим коэффициенты A, B, C, D для выражений линейной и экспоненциальной аппроксимации для кабелей с изоляцией из СПЭ с площадью поперечного сечения токопроводящей жилы 50–800 мм². Полученные выражения представлены в таблице 3.

Сопротивление изоляции из СПЭ имеет достаточно высокие значения (таблицы 1, 2), а верхний диапазон большинства промышленных измерительных приборов составляет 20 000 МОм, поэтому измерить сопротивление изоляции 1 км нового кабеля не представляется возможным. Если изоляция при измерении имеет сопротивление более 20 000 МОм, то это означает, что она еще не выработала свой ресурс. Если же сопротивление начинает резко снижаться по экспоненциальной зависимости, это говорит о приближении к моменту выработки ресурса изоляции. Наблюдение динамики изменения сопротивления изоляции возможно при значениях 20 000 МОм и ниже.

Значения сопротивления изоляции кабеля, полученные с использованием линейной и экспоненциальной аппроксимации, значительно

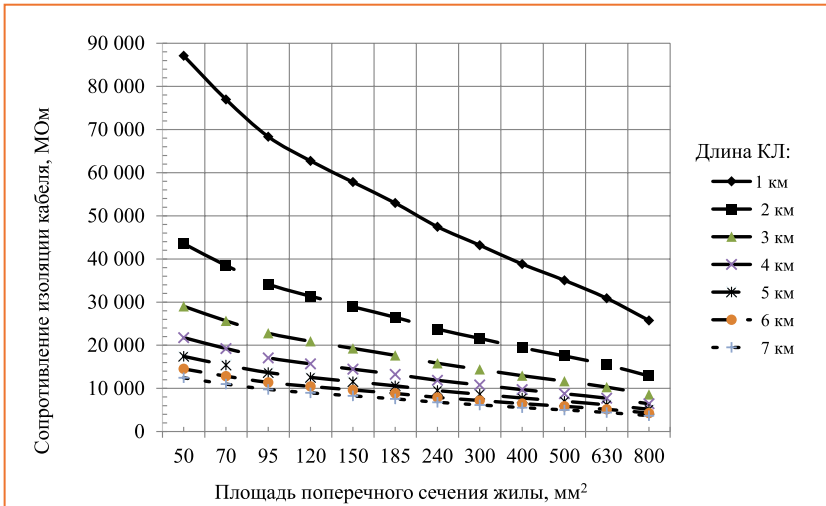


Рис. 3. Графики зависимости сопротивления изоляции СПЭ-кабеля от площади поперечного сечения жилы (вариант 2)

Таблица 3. Аппроксимирующие выражения для определения сопротивления изоляции СПЭ-кабеля в зависимости от площади поперечного сечения токопроводящей жилы

Площадь поперечного сечения жилы $F_{ж}$, мм²	Выражение для определения сопротивления изоляции $R_{из}$, МОм			
	при линейной аппроксимации		при экспоненциальной аппроксимации	
	вариант 1	вариант 2	вариант 1	Вариант 2
50	$-4013,9T + 120\ 428$	$-2903,4 + 87\ 111$	$12\ 0428e^{-0,31T}$	$87\ 111e^{-0,30T}$
70	$-3530,3T + 105\ 918$	$-2566,0 + 76\ 991$	$10\ 5918e^{-0,31T}$	$76\ 991e^{-0,30T}$
95	$-3122,5T + 93\ 685$	$-2277,9 + 68\ 347$	$93\ 685e^{-0,30T}$	$68\ 347e^{-0,29T}$
120	$-2859,9T + 85\ 806$	$-2090,7 + 62\ 730$	$85\ 806e^{-0,30T}$	$62\ 730e^{-0,29T}$
150	$-2631,5T + 78\ 956$	$-1927,0 + 57\ 820$	$78\ 956e^{-0,30T}$	$57\ 820e^{-0,29T}$
185	$-2407,0T + 72\ 221$	$-1765,3 + 52\ 968$	$72\ 221e^{-0,30T}$	$52\ 968e^{-0,29T}$
240	$-2153,8T + 64\ 625$	$-1582,0 + 47\ 471$	$64\ 625e^{-0,29T}$	$47\ 471e^{-0,28T}$
300	$-1957,3T + 58\ 729$	$-1439,2 + 43\ 186$	$58\ 729e^{-0,29T}$	$43\ 186e^{-0,28T}$
400	$-1758,1T + 52\ 753$	$-1294,0 + 38\ 830$	$52\ 753e^{-0,29T}$	$38\ 830e^{-0,28T}$
500	$-1585,5T + 47\ 576$	$-1167,9 + 35\ 046$	$47\ 576e^{-0,28T}$	$35\ 046e^{-0,27T}$
630	$-1396,2T + 41\ 897$	$-1029,2 + 30\ 887$	$41\ 897e^{-0,28T}$	$30\ 887e^{-0,27T}$
800	$-1162,5T + 34\ 886$	$-1130,1 + 25\ 739$	$34\ 886e^{-0,27T}$	$25\ 739e^{-0,26T}$

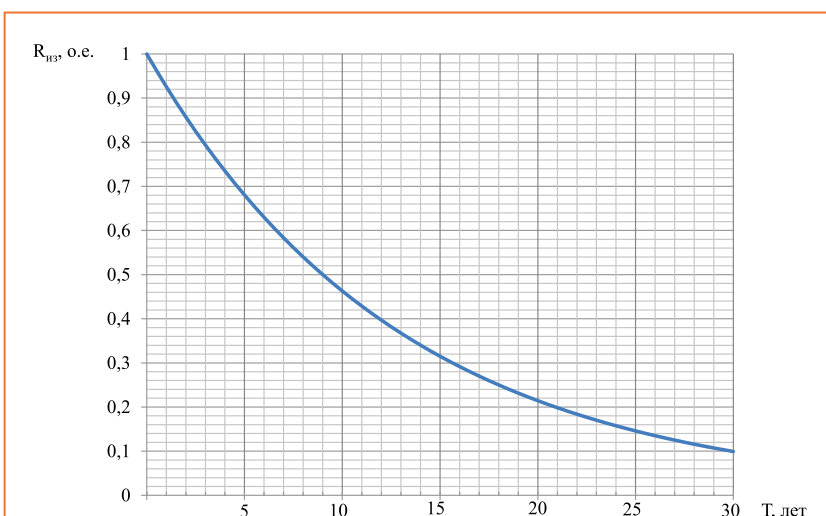


Рис. 4. График зависимости сопротивления изоляции от продолжительности эксплуатации КЛ (экспоненциальная аппроксимация)

отличаются. Так, для кабеля, имеющего токопроводящую жилу площадью поперечного сечения 240 мм², значение сопротивления на 1 км КЛ составляет соответственно 3470 и 43 087 МОм при использовании экспоненциальной и линейной аппроксимации (вариант 1). Старение технических систем, как известно, подчиняется экспоненциальному закону [12], поэтому далее будем опираться на значения, полученные с помощью экспоненциальной аппроксимации.

Кабельные линии имеют различную длину, а также площадь поперечного сечения токопроводящей жилы, поэтому и сопротивление изоляции из СПЭ у разных КЛ будет значительно различаться. Удобнее представить зависимость изменения сопротивления с течением времени в относительных единицах (о.е.). Следует отметить, что при их использовании логично выбрать в качестве конечного сопротивления также некоторое относительное значение (например, 10 % от начального сопротивления), при достижении которого дальнейшая эксплуатация КЛ нецелесообразна. Тогда график зависимости сопротивления изоляции (в о.е.) от срока службы КЛ будет выглядеть как на рисунке 4.

Анализируя полученные значения сопротивления изоляции, видим, что данный метод диагностики:

- для КЛ длиной до 1 км – неприменим;
- для КЛ длиной 2 км и более:
 - с сечением жил 630–800 мм² – может быть применен полностью;
 - с сечением жил 50–400 мм² – может быть применен частично.

Методика оценки остаточного ресурса изоляции на основе измерения сопротивления изоляции следующая:

- 1) измеряется сопротивление изоляции на момент ввода КЛ в эксплуатацию или в соответствии с установленной периодичностью (например, один раз в год или в два года);
- 2) на основе измерений определяются значения (в о.е.) сопротивления изоляции относительно сопротивления на момент ввода КЛ в эксплуатацию;
- 3) по графику, представленному на рисунке 4, определяется остаточный ресурс изоляции кабеля;
- 4) при достижении значения сопротивления изоляции 0,1 о.е. КЛ считается выработавшей свой ресурс, ее необходимо заменить.

Выводы

В отличие от традиционных испытаний повышенным напряжением, предложенный метод неразрушающего контроля состояния

КЛ на основе измерения сопротивления изоляции позволяет с минимальными затратами и без прямого воздействия на кабель оценивать остаточный ресурс КЛ.

Полученные аналитические выражения могут быть использованы для определения сопротивления изоляции кабелей из СПЭ на напряжение 10 кВ с поперечным сечением токопроводящих жил от 50 до 800 мм², а также для оценки изменения сопротивления изоляции в зависимости от продолжительности эксплуатации кабельных линий.

Список литературы

1. *Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы: СТП 09110.20.366-08 / РУП «БЕЛТЭИ». – Минск: ГПО «Белэнерго», 2008. – 260 с.*
2. *Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний: ТКП 339-2011 (02230). – Введ. 01.12.2011. – Минск: Минэнерго, 2011. – 600 с.*
3. *Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: ТКП 181-2009 (02230). Переиздание с Изм. № 1. – Введ. 01.06.2014. – Минск: Минскэнерго, 2014. – 532 с.*
4. *Шабанов, В.А. Диагностика кабельных линий / В.А. Шабанов // Кабель-news. – № 9. – 2009. – С. 56–59.*

5. *Короткевич, М.А. Эксплуатация электрических сетей: учебник / М.А. Короткевич. – Минск: Выш. шк., 2005. – 364 с.*
6. *Гудков, В.В. Особенности методик и средств испытаний кабелей с СПЭ-изоляцией / В.В. Гудков // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2009. – № 6 (30). – С. 4–6.*
7. *Бачелис, Д.С. Электрические кабели, провода и шнуры: справочник / Д.С. Бачелис, Н.И. Белоруссов, А.Е. Саакян; под общ. ред. Н.И. Белоруссова. – Изд. 3-е, перераб. – М.: Энергия, 1971. – 704 с.*
8. *Жи́лы токопроводящие медные и алюминиевые для кабелей, проводов и шнуров. Основные параметры и технические требования: ГОСТ 22483-2012 (IEC 60228:2004). – Взамен ГОСТ 22483-77; введ. РФ 01.01.2014. – М.: Стандартиформ, 2013. – 20 с.*
9. *Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки: ТКП 611-2017 (33240). – Введ. 02.10.17. – Минск: Минэнерго, 2017. – 149 с.*
10. *Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия: ГОСТ Р 55025-2012. – Введ. РФ 01.07.2013. – М.: Стандартиформ, 2014. – 31 с.*
11. *Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнения для расчета номинальной токовой нагрузки (100%-ный коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения: ГОСТ Р МЭК 60287-1-1-2009. – Введ. РФ 01.01.2010. – М.: Стандартиформ, 2009. – 24 с.*
12. *Уиди, Б. Кабельные линии высокого напряжения / Б. Уиди. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 232 с.*

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Германия отказывается от угольной энергетики

Кабинет министров ФРГ принял законопроект о поэтапном отказе от угольной энергетики. Документ предполагает, что работающие на каменном и буром угле электростанции в Германии будут отключены по возможности до 2035 года, самое позднее – к 2038 году. В течение ближайших 15–18 лет Берлин планирует закрыть угольные станции общей мощностью до 18 ГВт. С 2016 года в Германии было закрыто 8 электростанций, работающих на буром угле.

Уже в 2019 году эмиссия парниковых газов в Германии сократилась больше ожидаемого. Объем выбросов диоксида углерода снизился на 54 млн т, или 6,3 %, по сравнению с предыдущим годом. Это крупнейшее сокращение с 2009 года сокращения.

Согласно анализу Фраунгоферовского института систем солнечной энергетики (г. Фрайбург), доля ВИЭ в структуре производства электроэнергии в ФРГ составила в 2019 году 46 %, а в некоторые дни она превышала 65 %. При этом доля электроэнергии, полученной при сжигании бурого и каменного угля, существенно снизилась по сравнению с предыдущим годом.

Производить электроэнергию на угольных электростанциях стало значительно дороже из-за повышения цены на сертификаты, которые дают компаниям право на выброс в атмосферу определенного объема углекислого газа. Если цена на них в 2018 году в среднем составляла € 16 за тонну CO₂, то в 2019-м она выросла до € 25 евро. В связи с этим газовые электростанции стали более прибыльными, чем угольные, поскольку при их работе выделяется меньше углекислого газа.

Источники электроэнергии в Германии в 2019 году

для потребления внутри страны и экспорта



Цифры округлены. Цифры в скобках - изменение по сравнению с прошлым годом
 Источник: Институт систем солнечной энергетики Фраунгофера, 2020



В.И. ПОЛЯКОВ,
к.х.н., доцент ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»

Требования безопасности при эксплуатации баллонов с кислородом

Передвижные посты для газопламенной обработки металлов обычно используют кислород и горючий газ в баллонах с соответствующими редукторами для снижения давления. Работа с этими газами требует особых мер безопасности при организации и проведении огневых работ, техническом обслуживании (проверке, ремонте и испытании) газосварочной и газорезательной аппаратуры. Эти меры установлены рядом нормативных правовых и технических нормативных правовых актов. В частности, для подведомственных Минэнерго организаций обязательно соблюдение требований отраслевых Правил безопасности при работе с механизмами, инструментом и приспособлениями, утвержденных первым заместителем Министра топлива и энергетики Республики Беларусь 12 февраля 1996 года.

Понятие «безопасность» является ключевым при выявлении и анализе ошибок внимания и поведения человека в зонах повышенного риска сложных производственных систем. Однако в большинстве случаев это понятие связывается с сиюминутным отсутствием безопасности при авариях, инцидентах, несчастных случаях и др. На самом деле безопасность, как длительное явление, должна опираться только на последовательное выполнение требований, предписанных НПА и ТНПА. В данной статье рассматриваются требования безопасности при эксплуатации баллонов с кислородом и исследуются случаи их нарушения.

Общая характеристика опасностей при работе с кислородом

Газообразный кислород является активным окислителем. При контакте с ним большинство веществ и материалов становятся взрыво- и пожароопасными. Причем эта опасность возрастает с повышением температуры, давления, скорости истечения и увеличением объемной доли кислорода в воздухе. Общая характеристика

опасностей при работе с кислородом дана в Типовой инструкции по безопасности и охране труда при наполнении баллонов кислородом и обращении с ними потребителей [1].

При работе с кислородом в баллоне следует помнить, что смеси газообразного кислорода с горючими газами взрывоопасны. Смазочные вещества и жировые загрязнения поверхностей, контактирующих с кислородом, могут являться причиной возгорания, а при определенной толщине слоя – и детонационного взрыва.

Скорость горения материалов в кислороде в десятки раз выше, чем в воздухе. Особую опасность представляет загорание одежды персонала, находящегося в атмосфере с повышенным содержанием кислорода. В этих условиях большинство тканей горит так быстро, что пострадавший не успевает сорвать с себя одежду.

Конструкционные и уплотнительные неметаллические материалы (фибра, капрон, поликарбонат, резина на основе натурального каучука и др.) могут легко воспламеняться в кислороде высокого давления при появлении источников зажигания (искра, трение, ударная волна и т.п.). Загорание неметалличе-

ского материала может привести к воспламенению контактирующего с ним металла. В связи с этим при ручной газопламенной обработке рекомендуются использовать такие прокладочные и уплотнительные материалы, как АФГМ, ЛФГ-80ВС, Ф4К20, Резина № 52-775, Фторопласт-4.

В кислороде интенсивно горят даже титан, алюминий и его сплавы, углеродистые и нержавеющие стали. Медь и сплавы на ее основе в этих условиях не горят, но при воздействии источников большой энергии (например, при горении неметаллического материала) медные и латунные детали могут расплавиться.

Важно учитывать, что кислород тяжелее воздуха. При утечке, связанной с негерметичностью соединений оборудования и трубопроводов, кислород может накапливаться в низких местах, траншеях и т.п.

Поскольку для возгорания материалов в кислороде достаточно незначительного количества энергии, то причиной пожара могут стать курение, короткое замыкание в электросети, разряд статического электричества, нагрев механических частиц при трении и т.п.

Требования к эксплуатации

Эксплуатация баллонов с кислородом (наполнение, хранение, транспортировка и использование) должна проводиться в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации, разработанной с учетом свойств газа, местных условий и требований руководства по эксплуатации. Рабочие, обслуживающие баллоны, должны пройти проверку знаний по вопросам охраны труда в объеме инструкции по эксплуатации.

Баллоны с газами могут храниться как на специально спроектированных складах, так и на открытом воздухе. При этом запрещается складское хранение баллонов с кислородом и горючими газами в одном помещении. Баллоны с кислородом следует размещать на расстоянии не менее 1 м от радиаторов отопления и других отопительных приборов, печей и не менее 5 м – от источников открытого огня.

Совместное хранение баллонов с различными продуктами разделения воздуха и с горючими газами на открытых площадках допускается при условии отдаления площадок для хранения баллонов с различными продуктами разделения воздуха:

- друг от друга – несгораемыми барьерами высотой 1,5 м;
- от площадок для хранения баллонов с горючими газами – несгораемыми защитными стенками высотой не менее 2,5 м.

При погрузке, разгрузке, транспортировании и хранении баллонов должны приниматься меры, предотвращающие их падение, удары друг о друга, повреждение и загрязнение маслом. Баллоны должны быть защищены от воздействия атмосферных осадков и нагревания солнечными лучами и другими источниками тепла. В местах хранения баллонов с кислородом и проведения газопламенных работ запрещается курение.

В связи с тем что накопление кислорода в воздухе создает опасность возникновения пожара, его объемная доля в рабочих помещениях не должна превышать 23 %. Там, где возможно ее увеличение, следует ограничить пребывание людей, а также исключить наличие легковоспламеняющихся материалов. Эти помещения необходимо оборудовать средствами контроля воз-

душной среды и вытяжной вентиляцией для проветривания.

После пребывания работника в среде, обогащенной кислородом, ему не разрешается курить, использовать открытый огонь и приближаться к огню, а его одежда подлежит проветриванию в течение 30 мин.

Хранить и транспортировать баллоны следует, как правило, установленными вертикально в контейнере (стойке) или укрепленными от возможного падения. В горизонтальном положении их можно транспортировать только с прокладками. В качестве прокладок могут применяться деревянные бруски с вырезанными гнездами для баллонов, а также веревочные или резиновые кольца толщиной не менее 25 мм (по два кольца на баллон).

Перевозка наполненных и порожних кислородных баллонов автомобильным, железнодорожным и другими видами транспорта осуществляется по правилам, действующим в Республике Беларусь. Совместная транспортировка кислородных баллонов и баллонов с горючими газами (как наполненных, так и пустых) всеми видами транспорта по дорогам общего пользования запрещена.

Потребителю кислородных баллонов запрещается:

- производить ремонт баллонов (укреплять башмак, резьбовое кольцо);
- выворачивать вентиль;
- производить разборку и ремонт вентиля, замену прокладки сальника и деталей вентиля;
- производить покраску баллонов и наносить на них отличительные надписи;
- передавать баллоны другим организациям и лицам;
- использовать баллоны не по назначению (под другие газы и вещества);
- допускать снижение давления кислорода в баллоне ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);
- эксплуатировать баллоны с истекшим сроком технического освидетельствования.

Аварии при эксплуатации кислородных баллонов и их причины

Несмотря на то что аварии при эксплуатации кислородных баллонов случаются редко, они наносят существенный материальный ущерб и вред здоровью

персонала, а зачастую оказываются смертельными.

Так, 31 марта 2009 года во время движения грузового автомобиля ГАЗ-5201, принадлежащего УП «Барановичская СПМК № 10», в кузове которого перевозились баллоны с кислородом, пропаном и газом МАФ и находились работники организации, из-за утечки горючего газа и последующего воспламенения газозвдушной смеси произошел объемный взрыв. В результате погибли два человека и был разрушен автомобиль.

Согласно заключению технической экспертизы, причиной образования взрывоопасной смеси послужил дефект запорного устройства вентиля баллона с газом МАФ при отсутствии защитного колпака и заглушки на боковом штуцере. Взрыв был вызван в том числе наличием в кузове автомобиля баллона с кислородом.

Следующий несчастный случай связан непосредственно с рисками, возникающими при газопламенной обработке металла. Так, 13 мая 2004 года в результате взрыва баллона емкостью 10 л была смертельно травмирована работница ЛПУ «4-я городская клиническая больница им. Н.Е. Савченко».

Согласно данным технической экспертизы Государственного экспертно-криминалистического центра МВД Республики Беларусь, взрыв кислородного баллона был вызван протеканием самопроизвольной самоускоряющейся экзотермической реакции окисления компонентов МАФ в атмосфере кислорода. Причиной явилось попадание компонентов МАФ во внутренний объем кислородного баллона вследствие превышения рабочего давления МАФ над остаточным давлением газа в кислородном баллоне.

Еще одна немаловажная причина этого несчастного случая – необученность персонала, выполнявшего огневые работы, правилам и порядку производства работ с МАФ-кислородной сваркой, правилам пожарной безопасности при их проведении. Это, в свою очередь, стало следствием невыполнения руководителями УП «Медик» (исполнитель работ) обязанностей по охране труда, что выразилось:

- в допуске к самостоятельной работе работников, не прошедших переподготовку по профессии «газосварщик», стажировку, проверку знаний по вопросам охраны труда, целевой ин-

структаж в установленном законодательством порядке;

- выполнении огневых работ без наряда-допуска, в котором должны быть определены лица, ответственные за подготовку и проведение огневых работ;
- принятии мер по предупреждению работников учреждения о времени и месте проведения огневых работ на территории больницы.

Руководители и специалисты заказчика работ также не выполнили своих обязанностей по охране труда, не обеспечив контроль за проведением стационарной организацией огневых работ на территории больницы.

К сведению:

При газопламенной обработке металла нельзя допускать снижения давления кислорода в баллоне ниже давления горючего газа после редуктора. Если это происходит, горючий газ «передавливает» кислород и перетекает по каналам огневой аппаратуры в рукав подачи кислорода, а затем – к кислородному баллону. Опасность такой ситуации возникает при выработке кислородного баллона, неисправности оборудования, обмерзании седла редуцирующего клапана, засорении сетчатого фильтра кислородного редуктора и т.д. – то есть при возникновении факторов, которые могут вызвать резкое снижение давления кислорода.

По сути, те же причины привели к групповому несчастному случаю в г. Киеве в 2008 году [2]. По словам оставшегося в живых рабочего, газорезчик попросил переключить редуктор с пустого кислородного баллона на полный. При этом вентиль на газовом баллоне не был перекрыт. Учитывая, что на резке отсутствовали огнепреградительные обратные клапаны, можно предположить, что пропан попал в кислородный редуктор по кислородному шлангу через резак. Впоследствии были обнаружены явные пятна масла на уцелевших баллонах, в том числе на вентилях. В момент открытия кислородного вентиля произошла вспышка на редукторе из-за наличия масла на резьбе вентиля и пропана в редукторе. Загоревшиеся газовая фаза горючего газа и жидкая фаза органического вещества в баллоне создали в нем высокую температуру и критическое давление около 40–45 МПа, что и привело к мощному взрыву.

При расследовании аварий, связанных с использованием кислородных баллонов, выявлены следующие характерные признаки разрушения конструкции баллона [3]:

- отрыв горловины и днища с лучеобразными трещинами на нем (толщина днища примерно 15 мм);
- разрыв корпуса на мелкие фрагменты (до сотни), которые также имеют трещины;
- отрыв штуцера (на вентиле остается только гайка от подключенного редуктора);
- полное выгорание прокладки между вентилем и штуцером;
- выгорание поликарбонатной вставки на латунном клапане вентиля или ее состояние, по твердости не уступающее латуни;
- открытое положение клапана (резьба заклинена в корпусе вентиля);

- нагар на нижней части вентиля, вкрученного в баллон;
- розовый цвет побежалости проходного сечения и комплектующих латунного вентиля вследствие высокой температуры.

Указанные повреждения могут возникнуть только при возгорании смеси кислорода с горючим газом. При этом давление в баллоне, по расчетам, мгновенно возрастает до 1500–2000 кгс/см². Если рядом со взорвавшимся находится полный баллон, то происходит его детонационное разрушение (характерные признаки – отрыв днища и горловины, разрыв корпуса на 2–3 части, рабочее состояние вентиля баллона).

Подобное произошло в г. Киеве на ЗАО «Укрвторчермет» [2], где для выполнения ремонтных работ контейнер с баллонами был поднят на высоту 6 м с помощью грейфера для погрузки металлолома. Масло с грейфера попало на кислородные баллоны, и один из них взорвался. Осколками был поврежден соседний полный баллон, в результате чего произошел вторичный взрыв. Фрагменты взорвавшихся баллонов повредили и остальные баллоны в контейнере. Погиб рабочий, который проводил пе-

реключение кислородного редуктора, и еще трое работников. Сила взрыва была настолько велика, что отдельные баллоны из контейнера были отброшены более чем на 100 м, в том числе один из них – на крышу двухэтажного административного здания.

Заключение

Доподлинно установить, почему взорвался тот или иной кислородный баллон, очень сложно, а чаще всего просто невозможно. Но, как правило, причина одна – контакт газообразного кислорода с органическим веществом в сочетании с каким-либо дополнительным фактором (температура, давление, скорость движения кислорода, детонация, микроискра и др.). Немалую роль играет и человеческий фактор [4].

Попадание горючего газа в баллон с кислородом можно предотвратить. Во-первых, нельзя использовать кислородные баллоны не по назначению. Во-вторых, при проведении газосварочных работ на резаках (горелках) необходимо предусмотреть обязательную установку огнепреградительных клапанов на кислородной и газовой линиях, чтобы не возник переток между баллонами при падении давления ниже допустимого. В-третьих, эксплуатировать баллоны должен квалифицированный персонал, прошедший обучение, стажировку, инструктаж и проверку знаний по их безопасному обслуживанию.

Список литературы

1. Типовая инструкция по безопасности и охране труда при наполнении баллонов кислородом и обращении с ними потребителями: утв. Постановлением-Приказом Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, Министерства труда Республики Беларусь 18.09.1998 № 88/79 (в ред. постановлений МЧС, Минтруда и соцзащиты от 22.12.2007 № 127/176; от 09.07.2008 № 67/103).
2. Чижиченко, В.П. Анализ причин взрыва кислородных баллонов, приведшего к групповому несчастному случаю / В.П. Чижиченко // Технические газы. – 2008. – № 6. – С. 62–64.
3. Плотникова, Г.В. Взрывы газовых баллонов, причины и последствия / Г.В. Плотникова, Д.А. Бодров // Вестник Восточно-Сибирского института МВД России. – 2013. – № 1. – С. 70–78.
4. Чижиченко, В.П. Анализ причин взрывов кислородных баллонов / В.П. Чижиченко // Технические газы. – 2004. – № 4. – С. 54–56.

Установлен порядок расчета экономии ТЭР от внедрения энергосберегающих мероприятий

Л.В. ДМИТРИЕНКО,
ведущий инженер отдела по топливоиспользованию
и энергоэффективности производственно-технического
управления ГПО «Белэнерго»

С 1 января 2021 года вступил в действие СТП 33240.09.300-20 «Порядок расчета экономии топливно-энергетических ресурсов от внедрения основных энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях». Документ разработан РУП «БЕЛТЭИ».

Новый стандарт введен взамен одноименного СТП 33240.09.300-17. Актуальность разработки документа обусловлена появлением новых энергосберегающих технологий, наработкой опыта их использования, а также изменениями в нормативно-технической базе в период 2017–2020 годов.

Настоящий стандарт устанавливает порядок расчета экономии ТЭР от внедрения энергосберегающих мероприятий на электростанциях, котельных, тепловых и электрических сетях организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

В новой редакции СТП расширен перечень энергосберегающих мероприятий, представлены дополнительно разработанные расчетные выражения для определения экономии тепловой энергии, электроэнергии и топлива, уточнен ряд выражений, применявшихся ранее. Всего СТП содержит более 90 методик расчета экономии ТЭР.

В стандарт вошли новые разделы, посвященные внедрению:

- гелиоколлекторов для горячего водоснабжения (раздел 8);
- фотоэлектрических солнечных модулей (раздел 9);
- ветроэнергетических установок и малых гидроэлектростанций (раздел 10).

Документ дополнен методиками расчета экономии ТЭР, получаемой за счет вышеуказанного оборудования, а также методиками по следующим направлениям:

- внедрение электродвигателей на котельных и ТЭЦ (с целью интеграции АЭС в энергосистему) – в части расчета эффекта для самих станций и котельных (подраздел 6.8);
- проведение режимно-наладочных работ (наладка гидравлического режима) в тепловых сетях (подраздел 12.9);
- использование печного бытового топлива или иных светлых нефтепродуктов вместо мазутного топлива (подраздел 12.19).

Разработан порядок расчета экономии топлива при установке конденсатоотводчиков на регенеративных подогревателях турбоагрегатов (подраздел 5.10). В подразделе 5.16 приведена вновь разработанная методика использования тепловых насосных установок типа АБТН и ПКТН для утилизации низкотемпературных тепловых вторичных энергетических ресурсов (ВЭР). Указанные методики могут быть использованы и при установке тепловых насосных установок на объектах социальной сферы.

Кроме этого, скорректирован порядок расчета экономии ТЭР при установке регулируемого электропривода на насосы тепловых схем энергообъектов и на тягодутьевые механизмы котлов (подразделы 6.4 и 6.5), а также порядок расчета при внедрении частотного преобразователя на подъемных механизмах, предложенный Департаментом по энергоэффективности (подраздел 6.6).

Методики расчета экономии ТЭР при замене электрических светильников на энергосберегающие (в том числе с автоматической регулировкой) и при внедрении энергоэффективных теплообменников в ЦТП (ИТП) представлены в подразделах 6.7 и 12.10 соответственно.

В новую редакцию СТП дополнительно включены 6 приложений, в которых приведены:

- порядок определения удельного расхода топлива на электроэнергию, отпускаемую замыкающим энергоисточником объединенной энергосистемы (приложение 1);
- коэффициент использования эффективной электрической мощности, годовое число часов использования средней нагрузки по группам электропотребляющего оборудования (приложение 8);
- данные для определения годовых расходов холода (приложение 9);
- основные технико-экономические характеристики когенерационных установок фирмы Jenbacher (приложение 10);
- пример расчета изменения удельного годового расхода топлива при установке электродвигателей на ТЭЦ (приложение 11);
- пример расчета экономии топлива при внедрении солнечных водонагревательных коллекторов для покрытия тепловых нагрузок горячего водоснабжения объекта одного из регионов Республики Беларусь (приложение 12).

Часть приложений скорректирована. Так, приложение 2 заменено на более обширный вариант, изложенный в Методических рекомендациях по составлению ТЭО для энергосберегающих мероприятий, утвержденных Департаментом по энергоэффективности Госкомитета по стандартизации Республики Беларусь.

Требования СТП 33240.09.300-17 применяются при составлении программ энергосбережения и обязательны для организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Разработана типовая инструкция по эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций и котельных

В.С. БАБИЧЕВ,
заместитель начальника ТНЦ филиала «Инженерный центр»
ОАО «Белэнергоремналадка»

С 1 января 2021 года вступил в силу отраслевой стандарт СТП 33240.23.500-20 «Типовая инструкция по эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций и котельных», утвержденный приказом ГПО «Белэнерго» от 18 ноября 2020 года № 344. Документ введен взамен одноименного СТП 09110.23.500-05, утвержденного Указанием Белорусского государственного энергетического концерна «Белэнерго» от 16 января 2006 года № 2.

СТП 33240.23.500-20 разработан в связи с изменениями в нормативно-технической базе Республики Беларусь и в соответствии с Перечнем по разработке научно-технических работ, развитию и функционированию электроэнергетики, разработке и пересмотру ТНПА и других работ (услуг), связанных с деятельностью входящих в состав ГПО «Белэнерго» организаций.

В соответствии с Законом Республики Беларусь «О промышленной безопасности» новая редакция инструкции дополнена подразделом 5.1 «Указания по обеспечению промышленной безопасности и взрывопожаробезопасных условий при эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций и котельных».

В связи с изменением нормативно-правовой базы Республики Беларусь уточнены следующие подразделы прежней инструкции:

- требования к инструкциям и технологическим схемам;
- требования к должностным лицам и обслуживающему персоналу;

- объем исполнительной и технической документации;
- организация технического обслуживания и ремонта;
- режимы работы.

Стандарт включает 16 разделов и 18 приложений. Кроме общих для всех стандартов, в нем содержатся разделы, уточняющие требования по вопросам:

- мер безопасности при эксплуатации систем газоснабжения и проведении газоопасных работ;
- приемки оборудования в эксплуатацию;
- пуска газа и растопки котла из холодного и горячего состояния;
- работы оборудования объектов газораспределительной системы и газопотребления;
- технического обслуживания оборудования;
- отключения оборудования
- ремонта оборудования;
- выявления неисправностей оборудования, их локализации и ликвидации.



Действие документа распространяется на объекты газораспределительных систем и газопотребления ТЭС, производственных и отопительно-производственных котельных, работающих на природном газе, исключая системы газоснабжения газопоршневых, газотурбинных и парогазовых установок, установок для преобразования энергии избыточного давления природного газа в электрическую энергию.

Стандарт устанавливает требования к работе оборудования под нагрузкой, переводу котлов с одного вида топлива на другой, организации осмотров технического состояния и текущего техобслуживания, текущего и капитального ремонта объектов газораспределительных систем и газопотребления. Регламентируется также техническая последовательность выполнения операций при подготовке к пуску газа после ремонта или при расконсервации, а также при продувке (заполнении) газопроводов ГРП и котельной, растопке котла на газе из различных состояний, останове и выводе в резерв (на консервацию, в ремонт), аварийном отключении газового оборудования,

Новая редакция стандарта содержит приложения обязательного (11) и справочного (7) характера, в которых приведена информация по различным вопросам эксплуатации оборудования объектов газораспределительной системы

и газопотребления. В частности, в приложениях нашли отражение требования Закона Республики Беларусь «О промышленной безопасности» в части проверки знаний по вопросам промышленной безопасности, технического расследования причин аварий и инцидентов, оформления его результатов, а также учета аварий и инцидентов.

В приложениях устанавливается также порядок проведения предпусковой проверки герметичности затворов запорных устройств, работ по установке и снятию заглушек на газопроводах, требования к вновь проектируемым и действующим системам газоснабжения ТЭС и котельных. Кроме того, приводятся перечни:

- необходимых инструментов, приборов, приспособлений и материалов для проведения газоопасных работ;
- измерений, защит, блокировок и сигнализации, предусматриваемых на газоиспользующих установках (котлах):
- газоопасных работ;
- другая справочная и обязательная информация.

Требования инструкции обязательны для работников всех организаций (независимо от их организационно-правовой формы), занятых эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом оборудования объектов газораспределительных систем и газопотребления электростанций и котельных ГПО «Белэнерго».

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.04.110-20

Введен новый стандарт в области передачи электрической энергии по воздушным линиям

В.Ф. КУДРЯШОВ,
главный специалист технического отдела
РУП «Белэнергосетьпроект»,
И.И. ДУЛЬ,
начальник технического отдела РУП «Белэнергосетьпроект»

С 4 января 2021 года приказом ГПО «Белэнерго» от 11 декабря 2020 года № 400 введен в действие отраслевой стандарт СТП 33240.04.110-20 «Линии электропередачи воздушные напряжением 35 кВ и выше с покрытыми проводами. Технические требования», разработанный РУП «Белэнергосетьпроект». Стандарт распространяется на опытно-промышленные ВЛ 35–110 кВ вновь сооружаемых и реконструируемых объектов энергетического строительства, выполненные с применением покрытых (защищенных) проводов с защитной изоляцией (защитной изолирующей оболочкой) из сшитого полиэтилена, и устанавливает технические требования для этих линий.

ВЛ 35-110 кВ с защищенными (покрытыми) проводами

В настоящее время воздушные линии номинальным напряжением 35 кВ и выше сооружаются с применением неизолированных проводов. Наибольшая сложность при проектировании линий такой конструкции возникает, когда трасса ВЛ проходит в стесненных условиях населенной местности

(вблизи жилой застройки, объектов промышленного и социального назначения), при пересечении инженерных сооружений, а также при прохождении по лесам, заповедникам, лесопарковым зонам, садам и т.п. ВЛ 35–110 кВ сооружаются в соответствии с положениями ТНПА, в том числе в области экологии и охраны природы, однако в ряде случаев соблюдение всех норм и требований обеспечить практически невозможно, что приводит к снижению надежности



и безопасности линий электропередачи. Решить обозначенную инженерную задачу удалось с помощью применения на ВЛ 35–110 кВ проводов другой конструкции. Вместо традиционных неизолированных было предложено применить провода с оболочкой из сшитого полиэтилена. Этот материал обладает хорошими изоляционными свойствами и устойчив к внешним климатическим факторам.

ВЛ с проводами, имеющими защитную изолирующую оболочку из сшитого полиэтилена, применяют в распределительных электросетях ряда стран (Финляндия, Россия и др.) с середины прошлого века. В России такие линии сокращенно обозначаются как ВЛЗ (с защищенными проводами), в Беларуси исторически закрепилось обозначение ВЛП (с покрытыми проводами). Различие в обозначениях может привести к неоднозначности понимания ТНПА, поэтому в СТП 33240.04.110-20 принят термин «воздушная линия электропередачи напряжением 35–110 кВ с защищенными проводами; ВЛЗ». Обозначение ВЛП в Беларуси в настоящее время сохранено только для ВЛ напряжением до 20 кВ.

Удачный опыт проектирования, строительства и эксплуатации ВЛЗ (ВЛП) напряжением до 20 кВ продемонстрировал их несомненные преимущества и способствовал созданию защищенных проводов для ВЛ среднего напряжения (ВЛЗ 35 кВ) и высокого напряжения (ВЛЗ 110 кВ). Эта задача была решена несколькими зарубежными производителями, специализирующимися на изготовлении кабельной продукции. Была разработана конструкция и освоена технология производства защищенных проводов для ВЛ этого класса напряжения, а также линейной (в том числе спиральной) арматуры и электроизоляционных изделий (изоляторов, изолирующих траверс), необходимых для их подвески.

В последние годы ВЛЗ 35 кВ построены в ряде стран. В России, в частности, успешно эксплуатируется 128 км экспериментальных ВЛЗ 35 кВ. Эти линии, в том числе проложенные без применения грозозащитного троса, показали свою эффективность и надежность в условиях прохождения по лесным массивам. При этом существенных особенностей в их работе зафиксировано не было [2]. Несколько экспериментальных участков ВЛЗ 35 кВ эксплуатируются и в Беларуси.

В Финляндии и России сооружены также экспериментальные ВЛЗ 110 кВ. При их строительстве защищенные провода, как правило, подвешивались с применением существующей арматуры для с соблюдением норм, установленных для ВЛ с неизолированными проводами.

Характеристики ВЛЗ позволяют уменьшить размер охранной зоны при их прокладке, что является преимуществом в стесненных условиях, например, в городской черте, где по санитарным или иным нормам строительство ВЛ с неизолированными проводами недопустимо, а кабельную вставку из-за наличия подземных коммуникаций проложить невозможно либо экономически нецелесообразно. В настоящее время ПАО «Россети» эксплуатирует 4 км таких экспериментальных участков ВЛЗ 110 кВ. В Финляндии первая экспериментальная ВЛЗ 110 кВ Мамакиви – Сула была введена в эксплуатацию в 1996 году и работает до сих пор [3]. В Республике Беларусь ВЛЗ 110 кВ не соорудились.

Конструктивное исполнение защищенных проводов 35–110 кВ

Токопроводящие жилы для защищенных проводов 35 кВ изготавливаются из тех же материалов, что и для неизолированных, и по европейским стандартам представляют собой проволочную конструкцию из алюминиевого сплава. Жилы покрываются изолирующим материалом соответствующей толщины из черного сшитого полиэтилена, устойчивого к влажности, солнечной радиации, действию озона и другим климатическим факторам.

Для защищенных проводов уровня напряжения 110 кВ одного изолирующего слоя недостаточно ввиду более высокой напряженности электрического поля, которая в наибольшей степени проявляется в местах контакта отдельных проволок (с малыми радиусами закругления) с изолирующим материалом. Для защищенных проводов такого уровня напряжения разработана конструкция из нескольких слоев, которая позволяет снизить напряженность электрического поля. В частности, на первых финских ВЛЗ 110 кВ был применен провод типа LMF SAX с трехслойной изоляцией из прессованного сшитого полиэтилена [3].

В России до недавнего времени защищенные провода не производились и при строительстве ВЛ 110 кВ не использовались. Опытная партия провода с защитной изолирующей оболочкой для линий данного класса напряжения была изготовлена ОАО «Севкабель» в 2009 году. На эту партию были разработаны технические условия [4] и получен сертификат соответствия.

Следует отметить, что как в России, так и в Беларуси до сих пор отсутствовали нормы и требования по устройству ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ. В Российской Федерации при проектировании линий такой конструкции руководствовались ПУЭ-7 и СТО, в Республике Беларусь – нормами и требованиями ТКП 339 [1] для ВЛ с неизолированными проводами. Кроме того, по решению Министерства лесного хозяйства Республики Беларусь, ВЛ 35 кВ и 110 кВ, проходящие по лесам любых категорий, следует выполнять либо в виде ВЛЗ, либо на повышенных опорах [1, п. 5.3.14.1]. Решение обусловлено экологическими требованиями и обязательно для исполнения.

Таким образом, в настоящее время актуален вопрос разработки нормативных документов по проектированию,

строительству и эксплуатации ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ на опорах нормального габарита. СТП 33240.04.110-20 – первый отраслевой стандарт, обозначивший основные требования в этой области. Особо следует отметить, что отдельные его положения разработаны с учетом научно-технической информации, полученной из зарубежных источников – статей, докладов, стандартов, технической документации изготовителей, и нуждаются в апробировании в ходе эксплуатации ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ для дальнейшего уточнения.

Основные преимущества ВЛЗ

В стандарте приводятся следующие основные преимущества ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ:

- уменьшение расстояний между проводами на опорах и в пролете, в том числе в местах пересечений и сближений с другими линиями, а также при их совместной подвеске на общих опорах. Уменьшение габаритов воздушной ЛЭП создает возможность разработки и освоения компактных ВЛЗ;
- повышение безопасности в местах пересечения с другими ВЛ, при переходах над автомобильными дорогами и другими коммуникациями, в местах работы высокогабаритной техники (в том числе сельскохозяйственной);
- отсутствие схлестывания проводов;
- исключение коротких замыканий между проводами фаз при падении веток и мелких деревьев на провода, существенное снижение вероятности замыканий на землю;
- сокращение ширины трассы ВЛ в стесненных условиях и просеки в лесных массивах и зеленых насаждениях;
- снижение затрат на строительство за счет уменьшения объемов вырубки просеки;
- уменьшение охранных зон по сравнению с ВЛ с неизолированными проводами;
- повышение надежности в зоне интенсивного гололедеобразования;
- снижение риска поражения электрическим током электротехнического персонала;
- сокращение влияния напряженности электрического и магнитного полей (для ВЛЗ 110 кВ).

Использование проводов с защитной изолирующей полимерной оболочкой на ВЛ 35–110 кВ становится в ряде случаев альтернативным решением при выборе способа канализации электрической энергии.

Терминология

Стандарт содержит 83 основных термина, а также термины и определения основных понятий к разделу 10 «Защита от грозовых перенапряжений. Заземления» и к разделу 11 «Прохождение ВЛЗ по лесным насаждениям и насаждениям».

Особое внимание следует обратить на основные термины, которые касаются ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ и важны при их проектировании, в том числе:

- «воздушная линия электропередачи напряжением 35–110 кВ с защищенными проводами; ВЛЗ» (п. 3.1.1);
- «грозоупорность ВЛЗ» (п. 3.1.5);
- «защитная изолирующая оболочка» (п. 3.1.15);
- «защищенный провод на напряжение 35 кВ» (п. 3.1.16);
- «защищенный провод на напряжение 110 кВ» (п. 3.1.17);



- «изолирующая траверса для опор ВЛЗ напряжением 110 кВ» (п. 3.1.24);
- «компактная ВЛЗ; КВЛЗ» (п. 3.1.31);
- «опытно-промышленная ВЛЗ» (п. 3.1.42);
- «охранная зона опытно-промышленных ВЛЗ» (п. 3.1.44);
- «спиральная арматура» (п. 3.1.68);
- «трасса ВЛЗ в стесненных условиях» (п. 3.1.75).

Технические решения

Раздел 4 стандарта содержит указания по проектированию и строительству ВЛЗ, а также реконструкции ВЛ на участках с применением защищенных проводов. Так, при проектировании ВЛЗ должны учитываться:

- требования основополагающих ТНПА, в том числе ТКП 339 [1] (применительно к ВЛЗ), ТКП 641 (ветровые воздействия и гололедные нагрузки), СТП 09110.20.188-11 «Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше»;
- требования других ТНПА (ТКП, ГОСТ, СНИП, СТП, ТУ) в области надежности, безопасности (электробезопасности), качества применяемых материалов, изделий и выполняемых работ, прохождения ВЛЗ по землям лесного фонда, а также концепций развития энергосистем;
- нормы НПА (законов, кодексов, правил, положений, СанПиН, гигиенических нормативов и т.д.) в области технического соответствия, экологической безопасности и охраны окружающей среды, установления охранных зон и режимов их использования, норм отвода земли, гигиенических требований к напряженности электрического и магнитного полей для ВЛЗ 110 кВ и т.д.;
- указания и рекомендации технической документации (СТО, руководящих документов, технико-информационных материалов изготовителя и т.д.).

В разделе изложены требования и рекомендации по выбору трассы ВЛЗ; проведению инженерных изысканий; проектированию ВЛЗ в условиях воздействия климатических факторов; проведению механических расчетов ВЛЗ и ее элементов; применению при строительстве ВЛЗ технологических карт.

Особое внимание в стандарте уделяется прохождению ВЛЗ по лесным и иным насаждениям, населенной, нена-



селенной и труднодоступной местности, а также пересечению и сближению ВЛЗ с различными природными и техническими объектами и инженерными сооружениями (разделы 11–24). Рассмотрены вопросы электромагнитной совместимости и влияния электромагнитного поля вблизи ВЛЗ, даны рекомендации по техническому обследованию ВЛЗ, обеспечению экологической безопасности при их ТО и ремонте.

Ряд положений стандарта касается компактных ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ.

На одноцепных компактных ВЛЗ 35 кВ, как правило, применяется горизонтальное расположение проводов на стойках опор промежуточного вида с креплением к опорным изоляторам. Расстояния между проводами на опоре и в пролете (независимо от геометрического расположения проводов на опоре и района по гололеду) должны составлять не менее 0,6 м. В приложении А приводится пример исполнения траверс для компактных ВЛЗ 35 кВ с горизонтальным креплением проводов (на опорных изоляторах) и с уменьшенными расстояниями между фазными проводами.

На компактных ВЛЗ 110 кВ провода крепятся к изолирующим траверсам [5]. Расстояния между проводом и стойкой опоры, а также между проводами и грозозащитным тросом на опоре и в пролете должны определяться с учетом размера консольного изолятора изолирующей траверсы и угла его наклона относительно стойки опоры. Расстояния между проводами компактных ВЛЗ 110 кВ на опоре и в середине пролета должны быть не менее 1,5 м, между проводами и грозозащитным тросом на опоре и в пролете – не менее 2,0 м. Основные параметры, технические характеристики и конструкции изолирующих траверс для компактных ВЛЗ 110 кВ приведены в приложении Б.

Стандартом приняты следующие размеры охранных зон для ВЛЗ (в скобках приведены размеры для ВЛ с неизолированными проводами):

- ВЛЗ 35 кВ – 10 м (ВЛ 35 кВ – 15 м);
- ВЛЗ 110 кВ – 12 м (ВЛ 110 кВ – 20 м).

Особое внимание следует обратить на допустимые значения электрической и магнитной составляющих электромагнитного поля ВЛЗ 110 кВ при прохождении в стесненных условиях. Расстояния по горизонтали от крайних проводов ВЛЗ 110 кВ при неотклоненном их положении до границ земельных участков жилых и общественных зданий и соору-

жений, площадок отдыха и занятий спортом и т.д. должны составлять не менее 5 м. При этом максимальная расчетная напряженность электрического поля на уровне земли не должна превышать 1,0 кВ/м, а расчетная напряженность магнитного поля – 1,6 А/м.

Требования к элементам ВЛЗ

Защищенные провода и грозозащитные тросы. На ВЛЗ 35 кВ, как правило, применяются защищенные провода типа СИП-3, изготавливаемые в соответствии с [6], на ВЛЗ 110 кВ – защищенные провода типа СИП-7, изготавливаемые по [4]. Основные технические характеристики СИП-3 и СИП-7 приведены в разделе 6, а их конструктивное исполнение – на рисунках приложения В.

Изоляторы. Изолирующие траверсы. На ВЛЗ 35 кВ должны применяться изоляторы: подвесные тарельчатые, линейные подвесные стержневые полимерные типа ЛК, стержневые ИОП типа ОЛСК-35 и опорные линейные фарфоровые типа ОЛФ-35, соответствующие конкретным ГОСТ и/или ТУ изготовителя (указаны в стандарте). На компактных ВЛЗ 35 кВ (с укороченными траверсами) рекомендуется применять опорные изоляторы типа ОЛСК-35 или ОЛФ-35.

На ВЛЗ 110 кВ следует применять изоляторы: подвесные тарельчатые, стержневые ИПП типа ЛК, в том числе входящие в узел изолирующей траверсы (в виде тяги), и стержневые типа ИОП, соответствующие конкретным ГОСТ и/или ТУ изготовителя (указаны в стандарте); на компактных ВЛЗ 110 кВ – изолирующие траверсы, изготовленные в соответствии с [5] и ТУ изготовителя.

Арматура. Арматура для ВЛЗ по своим функциональным показателям классифицируется на *линейную* [6], в том числе натяжную, поддерживающую, контактную, соединительную, защитную и сцепную, и *спиральную* [7].

Стандарт устанавливает основные технические требования к конструкции, техническим характеристикам, эксплуатационным свойствам и условиям применения линейной и спиральной арматуры на ВЛЗ, предназначенной для:

- крепления защищенных проводов к опорам;
- соединения, натяжения и фиксации проводов на заданном расстоянии;
- гашения колебаний проводов;
- защиты гирлянд изоляторов от действия электрической дуги;
- крепления проводов на опорных стержневых и линейных изоляторах.

Особо следует подчеркнуть, что изготавливаемой в настоящее время арматуры для защищенных проводов явно недостаточно для широкомасштабного внедрения ВЛЗ.

Опоры и фундаменты. На ВЛЗ должны применяться опоры, высота и прочность которых соответствует требованиям нормативных документов:

- одноцепные, двухцепные стальные опоры многогранных и решетчатых конструкций из уголка и гнутого профиля;
- железобетонные опоры (в том числе из центрифугированных секционированных стоек);
- композитные и деревянные опоры.

При выборе опор и фундаментов ВЛЗ необходимо учитывать требования п. 5.3.10 ТКП 339 [1]. Выбор материала и вида опор, а также типа фундамента должен произво-



даться исходя из технико-экономической целесообразности применения проектных решений и конкретных условий строительства, а также с учетом обеспечения надежности ВЛЗ при эксплуатации. Примененные конструкции опор и высота подвески проводов должны обеспечивать допустимую напряженность ЭП и МП без применения дополнительных экранирующих устройств.

Опоры ВЛЗ подразделяют на следующие виды: анкерные (анкерные, концевые, угловые анкерные); промежуточные (промежуточные, угловые промежуточные); специальные (ответвительные, переходные, перекрестные, порталные, транспозиционные).

Защита от грозовых перенапряжений и заземление

ВЛЗ должны быть защищены от грозовых перенапряжений. Одним из способов повышения грозоупорности ВЛЗ является установка на опорах защитных аппаратов. Необходимость их применения определяется на основании расчета среднего числа грозовых отключений и опыта эксплуатации ВЛ с неизолированными проводами (на близлежащей территории) в случае, если традиционные мероприятия (заземление опор, подвеска грозозащитного троса, увеличение импульсной прочности гирлянд изоляторов, АПВ) недостаточны либо полностью или частично нереализуемы.

На ВЛЗ 35 кВ для защиты от прямого удара молнии, индуктированных и коммутационных перенапряжений применяются:

- разрядники мультикамерные экранного типа РМКЭ-35 и ГИРМК-35;
- устройства защиты от грозовых перенапряжений типа УЗПН-35, выполненные конструктивно как ограничитель напряжений нелинейный (ОПН) с искровым промежутком;
 - ОПН на основе оксидно-цинковых варисторов;
 - нормированное сопротивление заземления опор.

Опытно-промышленные ВЛЗ 110 кВ с металлическими и железобетонными опорами должны быть защищены от прямого удара молнии тросами по всей длине (независимо от интенсивности грозовой деятельности и удельного эквивалентного сопротивления земли). При этом опоры линий должны иметь заземляющее устройство с нормированным сопротивлением.

Для дополнительной защиты от грозовых перенапряжений (на случай прорыва молнии мимо тросовой защиты) на ВЛЗ 110 кВ рекомендуется применять изоляторы-разрядники типа ИРМК-110 или ГИРМК-110.

Заключение

Несмотря на то что ВЛЗ 35 кВ и 110 кВ имеют несомненные преимущества, широкого распространения в Республике Беларусь они не получили. Это обусловлено отсутствием ТНПА, нормирующих устройство и прокладку ВЛЗ, а также недостаточной освоенностью современных технологий производства защищенных проводов, арматуры, изолирующих траверс, устройств грозозащиты и других элементов ВЛЗ. Немаловажную роль играет и экономическая составляющая. Освоение серийного производства электротехнических изделий для ВЛЗ и последующее их внедрение на линиях – затратное мероприятие, которое становится целесообразным в случае достаточного объема рынка.

Однако можно констатировать, что в последнее десятилетие ситуация коренным образом меняется. В России уже созданы условия для изготовления компактных ВЛЗ 35 кВ и ВЛЗ 110 кВ, а также их элементов на базе последних разработок. В Беларуси также назрела потребность в организации собственного производства высококачественных комплектующих для ВЛЗ среднего и высокого напряжения, в первую очередь защищенных проводов (для ВЛЗ 110 кВ) и опор. Предприятия, способные выпускать данную продукцию, в республике имеются.

Список литературы

1. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний: ТКП 339-2011 (02230). – Введ. 01.12.2011. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2011.
2. О применении изолированного провода на ВЛ 35–110 кВ: письмо ПАО «Россетии» («РОССЕТИ») от 16.08.2018. № ДГ-4509.
3. Ойала, И. ЛЭП 110 кВ с защищенными проводами. Скандинавское решение / И. Ойала [и др.] // Новости электротехники. – 2006. – № 2. – С. 124–126.
4. Провод с защитной изоляцией для воздушных линий электропередачи на напряжение 110 кВ: ТУ 3555-047-05755714-2009.
5. Траверсы изолирующие полимерные для опор 110–220 кВ. Общие технические требования, правила приемки и методы испытаний: СТО 56947007-29.120.90.033-2009. – Введ. 17.06.2009. – АО «ФСК ЭЭС», 2009.
6. Арматура для воздушных линий электропередачи напряжением 6–110 кВ с защищенными проводами. Общие технические требования: СТО 34.01-2.2-009-2016. – Введ. 07.04.2016. – ПАО «Россети», 2016.
7. Спиральная арматура для ВЛ. Технические требования: СТО 56947007-29.120.10.067-2010. – Введ. 13.10.2010. – ПАО «ФСК ЭЭС», 2010.

Утверждено руководство по эксплуатации каналов ВЧ связи по линиям электропередачи 35–750 кВ

Ю.И. ТРИПУТЕНЬ,
начальник сектора МКЛС управления электросвязи
ГПО «Белэнерго»

Приказом ГПО «Белэнерго» от 16 декабря 2020 года № 405 утвержден отраслевой стандарт СТП 33240.48.154-20 «Руководство по эксплуатации каналов высокочастотной связи по линиям электропередачи 35–750 кВ ГПО «Белэнерго». Документ введен в действие с 15 января 2021 года.

СТП 33240.48.154-20 разработан в соответствии с Перечнем по разработке научно-технических работ, по развитию и функционированию электроэнергетики, разработке и пересмотру ТНПА и других работ (услуг), связанных с деятельностью входящих в состав ГПО «Белэнерго» организаций, финансирование которых в 2020 году осуществляется за счет собственных средств.

Актуальность разработки стандарта обусловлена отсутствием в Республике Беларусь ТНПА, устанавливающих порядок эксплуатации оборудования и каналов высокочастотной (ВЧ) связи. Стандарт устанавливает нормы и требования по эксплуатации и техническому обслуживанию аппаратуры уплотнения и оборудования присоединения к ВЛ 35–750 кВ, используемых при организации каналов ВЧ связи, релейной защиты и противоаварийной автоматики для обеспечения безопасной и надежной работы энергообъектов, а также определяет зоны ответственности при обслуживании указанного оборудования.

Документ состоит из 11 разделов и 5 приложений.

В разделе 4 «Общие положения» дается представление о каналах ВЧ связи, организованных по ВЛ, и приводятся общие требования к приемке их в эксплуатацию. Раздел также содержит положения, касающиеся паспортизации систем ВЧ связи.

В разделе 5 «ТО и эксплуатация каналов ВЧ связи» определена основная задача технической эксплуатации оборудования и каналов ВЧ связи по ВЛ, установлены зоны ответственности за организацию работ по технической эксплуатации и содержанию ВЧ каналов, порядок действий при нарушении их работоспособности, регламентирован процесс ТО (организация, периодичность, перечень работ) и эксплуатации аппаратуры и каналов ВЧ связи.

Раздел 6 «Требования к параметрам комбинированных и комплексных каналов ВЧ связи» устанавливает значения нормируемых параметров аналоговых и цифровых каналов.

В разделе 7 изложены требования к параметрам специализированных каналов и аппаратуре ВЧ защит, в разделе 8 –

к параметрам каналов устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Разделы регламентируют:

- требования к организации каналов;
- нормы на параметры сигналов на входе/выходе аппаратуры, на параметры цепей управления передатчиком и на сигналы на входе приемника;
- порядок регистрации в журнале событий;
- нормы на сопротивление и прочность изоляции.

Технические требования к оборудованию ВЧ связи приведены в разделе 9, нормы на электрические параметры ВЧ тракта – в разделе 10.

Значительное место в стандарте отведено методам измерений параметров ВЧ трактов и каналов, регламентированы также методы обработки материалов измерений и оценка их результатов (раздел 11).

Приложения к стандарту содержат:

- схему организации связи и типовые схемы присоединения;
- перечень работ при различных видах ТО;
- основные типовые технические требования к оборудованию, входящему в состав системы ВЧ связи;
- требования к параметрам измерительных приборов;
- перечень и характеристики приборов для тестовых проверок аппаратуры УПАСК.

Требования стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования и систем ВЧ связи при их использовании по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (аварийных) ситуаций.

Разработчики СТП 33240.48.154-20 предусматривают возможность его актуализации в случае ввода в действие новых ТНПА, содержащих требования, не учтенные в стандарте, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием технических средств.



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 августа 2020 года начал действовать СТБ ИЕС 62003-2020 «Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Требования к испытаниям на электромагнитную совместимость». Стандарт устанавливает требования к испытаниям на электромагнитную совместимость приборов и оборудования, используемых в системах контроля и управления (СКУ), важных для обеспечения безопасности АЭС. В документе перечислены применимые стандарты ИЕС, в которых установлены общие методы испытаний и приведены конкретные рабочие характеристики и критерии оценки СКУ, необходимые для выполнения требований ядерной безопасности. СТБ ИЕС 62003-2020 содержит требования к испытаниям оборудования на устойчивость к электромагнитным помехам до его установки на АЭС, а также рекомендуемые приложения с дополнительными указаниями и пояснениями принципов обеспечения электромагнитной совместимости установленного оборудования.

С этой же даты вступил в силу СТБ ИЕС 62342-2020 «Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Управление старением». Стандарт устанавливает стратегии, технические требования и рекомендации по управлению старением систем СКУ АЭС и сопутствующего оборудования. СТБ ИЕС 62342-2020 содержит справочные приложения, определяющие методы испытаний, методики и технологии, которые могут использоваться для проверки надлежащего функционирования оборудования СКУ. Стандарт применяется ко всем типам АЭС.

С 1 октября 2020 года в республике введен в действие СТБ ИЕС 60951-1-2020 «Атомные электростанции. Системы контроля и управления, важные для безопасности. Радиационный контроль в аварийных и послеаварийных условиях. Часть 1. Общие требования», в котором содержатся общие требования к проектированию и рабочим характеристикам оборудования измерения ионизирующих излучений и уровня активности в техно-

логических потоках (газовых выбросах или жидкостных сбросах) на АЭС в аварийных и послеаварийных условиях. Стандарт также устанавливает требования и соответствующие методы контроля основных параметров указанного оборудования, параметров его радиационной и электрической безопасности, стойкости к воздействию внешних факторов окружающей среды, а также процедуры его идентификации и сертификации. Документ распространяется на оборудование, предназначенное только для непрерывного контроля активности при эксплуатации АЭС с легководным реактором в аварийных или послеаварийных условиях.

С 1 января 2021 года в силу вступит ГОСТ 34610-2019 «Арматура трубопроводная. Электроприводы. Общие технические условия». Документ распространяется на электроприводы, предназначенные для управления трубопроводной арматурой, и устанавливает основные технические требования к ним, а также правила приемки и методы испытаний. Стандарт также применим для подтверждения соответствия указанного оборудования.

С 1 января следующего года также начнет действовать ГОСТ ИЕС 62776-2019 «Лампы светодиодные двухцокольные для замены линейных люминесцентных ламп. Требования безопасности». Он распространяется на двухцокольные светодиодные лампы (СД-лампы) с цоколями G5 и G13, предназначенные для замены люминесцентных ламп с аналогичными цоколями, имеющих номинальную мощность до 125 Вт и номинальное напряжение до 250 В включительно. Требования стандарта относятся к общему освещению (исключая, например, взрывоопасную среду) и не распространяются на конверсионные двухцокольные СД-лампы, если их установка требует изменения конструкции светильника.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (ИЕС):

ИЕС 60076-24:2020 «Трансформаторы силовые. Часть 24. Технические характеристики распределительных трансформаторов регулирующих напряжение (VRDT)» (принят 09.07.2020);

ИЕС 62271-108:2020 «Аппаратура распределения и управления высоковольтная. Часть 108. Высоковольтные разъединители переменного тока для номинального напряжения 52 кВ и выше» (принят 09.07.2020);

ИЕС 63152:2020 «Умные города. Обеспечение бесперебойной работы городских служб в случае стихийных бедствий. Значение электроснабжения» (принят 13.07.2020);

ИЕС 61400-27-2:2020 «Системы ветроэнергетические. Часть 27-2. Электрическое аналоговое моделирование. Экспертиза моделей» (принят 14.07.2020);

ИЕС 61400-27-1:2020 «Системы ветроэнергетические. Часть 27-1. Электрическое моделирование. Типовые модели» (принят 30.07.2020).

Стандарты Международной организации по стандартизации (ИСО):

ИСО 50004:2020 «Системы энергетического менеджмента. Руководство по внедрению, сопровождению и улучшению системы энергетического менеджмента согласно ISO 50001» (принят 16.06.2020).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – www.tnpa.by

Госстандарта – www.gosstandart.gov.by

БелГИСС – www.belgiss.by

Телефон «горячей линии» Национального фонда ТНПА – (017) 269-68-74



В.С. КАМЕНКОВ,
д.ю.н., научный консультант, профессор кафедры финансового права и правового регулирования хозяйственной деятельности БГУ, директор Международного научно-образовательного центра медиации, примирения и третейских процедур

Опыт России в сфере правового регулирования энергетической безопасности

Энергетическая безопасность в современном мире является одним из важнейших условий развития любого государства. Обеспечение энергетической безопасности требует повышенного внимания всех заинтересованных сторон, а также исследования передовых технологий и позитивного опыта правового регулирования в этой области.

Как внутренняя, так и внешняя политика любого государства, включая правовое сопровождение, во многом выстраивается в зависимости от степени энергетической обеспеченности страны. По этому показателю все государства мира можно разделить на две большие группы: полностью обеспеченные собственными энергоресурсами и недостаточно обеспеченные ими. Российская Федерация относится к первой группе, поскольку, как правило, способна обеспечить потребности своей экономики за счет внутренних энергетических ресурсов. Республика Беларусь по объективным причинам в эту группу государств не входит. Тем не менее сравнительный анализ показывает, что в России на разных уровнях государственной власти, а также в сфере системного правового регулирования и в научных исследованиях вопросам энергетической безопасности уделяется значительно больше внимания, чем в Беларуси.

Стратегическое регулирование вопросов энергобезопасности на федеральном уровне

Следует отметить, что в РФ нет прямых конституционных норм, непосредственно регулирующих вопросы энергетической безопасности, однако

в силу федеративного устройства страны в ее основном законе закреплены прямые правовые нормы, посвященные энергетике и безопасности.

Так, согласно **Конституции Российской Федерации**, в ведении государства находятся федеральные энергетические системы, ядерная энергетика, расщепляющиеся материалы, а также оборона и безопасность (ст. 71). Тема энергобезопасности затрагивается и в иных нормах Конституции, которые составляют определенную правовую систему обеспечения безопасности в целом (ст. 55, 71 и 74).

Кроме того, в России регулярно принимаются программные документы стратегического характера, посвященные данному аспекту безопасности страны. В частности, действует **Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации** [1]. Ценность и значимость этого документа, на наш взгляд, заключается в том, что он системно, комплексно, публично и на длительный период ориентирует органы государственной власти и управления, их должностных лиц, научное сообщество, правотворцев и правоприменителей, а также самих граждан на ту политику в сфере энергобезопасности, которая будет осуществляться в стране в ближайшей перспективе. Таким образом, доктрина позволяет планировать деятельность этих структур и лиц по со-

ответствующим направлениям на длительный период, а также определенным образом координирует реализацию стратегических государственных документов более высокого уровня.

В самой Доктрине отмечено, что:

- она является документом стратегического планирования в сфере обеспечения национальной безопасности Российской Федерации, в котором отражены официальные взгляды на обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации (п. 1);
- правовую основу Доктрины составляют Конституция Российской Федерации, федеральные конституционные законы, федеральные законы, нормативные правовые акты Президента Российской Федерации и Правительства Российской Федерации (п. 2);
- в Доктрине конкретизируются и развиваются положения Стратегии национальной безопасности, Стратегии экономической безопасности на период до 2030 года, Стратегии научно-технологического развития, Основ государственной политики в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу, а также других документов стратегического планирования в сфере обеспечения национальной безопасности (п. 3).

Помимо общих положений, включающих также определения основных

терминов, структура Доктрины включает следующие разделы:

- вызовы и угрозы энергетической безопасности, риски в области энергетической безопасности;
- цель, принципы, основные направления и задачи обеспечения энергетической безопасности;
- организационные основы обеспечения энергетической безопасности.

Не менее значима **Энергетическая стратегия России на период до 2030 года**, принятая в 2009 году [2]. Стратегия определяет цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны, приоритеты, ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей. Следует также заметить, что это уже не первая Стратегия, а в прошлом году ее сменила новая – на период до 2035 года.

Вместе Доктрина и Стратегия выполняют еще несколько функций: способствуют долгосрочному прогнозированию в сфере энергетики, нацеливают разработчиков нормативных правовых актов на последовательное решение обозначенных в них стратегических задач, обеспечивают связь правовых институтов с экономикой и иными отраслями общественной жизни.

Кодифицированное регулирование энергетической безопасности

Действующие **кодексы** Российской Федерации содержат лишь отдельные правовые нормы, касающиеся энергобезопасности. В целом кодифицированное регулирование данной сферы в России на первый взгляд схоже с регулированием в Республике Беларусь, но есть характерные отличия. Например, в белорусском законодательстве не предусмотрена административная и уголовная ответственность за нарушение требований по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК, а в соответствующих российских кодексах она установлена (ст. 20.30 КоАП РФ [3] и ст. 217.1 УК РФ [4]).

Градостроительный кодекс [5] относит к документам территориального планирования Российской Федерации схемы территориального планирования в следующих областях:

- 1) федеральный транспорт (железнодорожный, воздушный, морской, внутренний водный, трубопроводный транспорт), автомобильные дороги федерального значения;
- 2) оборона страны и безопасность государства;
- 3) энергетика;
- 4) высшее образование;
- 5) здравоохранение (ст. 10).

В связи с тем, что схемы основываются на документах стратегического планирования, срок их действия, как правило, составляет 20 лет. Документы стратегического планирования представляют собой документированную информацию, разрабатываемую, рассматриваемую и утверждаемую (одобряемую) органами государственной власти РФ, субъектов РФ, органами местного самоуправления и иными участниками стратегического планирования. Конечно, энергетическая безопасность здесь регулируется опосредованно.

На уровне **федеральных законов** энергетическая безопасность регулируется в Российской Федерации более определенно. Например, в стране действует Федеральный закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» [6], устанавливающий организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов ТЭК, за исключением объектов атомной энергетики. Безопасность объектов ТЭК трактуется этим Законом как состояние защищенности этих объектов от актов незаконного вмешательства (ст. 2). Документ определяет полномочия органов государственной власти (федеральных и на уровне субъектов РФ) в указанной сфере, а также права, обязанности и ответственность физических и юридических лиц, владеющих на праве собственности или ином законном праве объектами ТЭК.

По мнению некоторых исследователей, данный Закон входит в правовую систему обеспечения безопасности России, обозначенную в Конституции РФ (ч. 3 ст. 55, п. «м» ст. 71, ч. 2 ст. 74). Основы этой системы регламентированы нормами специальных федеральных законов:

- «О пожарной безопасности» (принят 21.12.1994);
- «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (21.07.1997);
- «О безопасности гидротехнических сооружений» (21.07.1997);

- «О противодействии терроризму» (06.03.2006);
- «О транспортной безопасности» (09.02.2007);
- «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (28.12.2010) [7].

В Федеральном законе «Об использовании атомной энергии» [8] вопросам государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии посвящена отдельная глава (гл. 5).

Федеральный закон «О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» [9] устанавливает правовой статус, принципы организации, цели создания и деятельности, порядок управления деятельностью, реорганизации и ликвидации Госкорпорации «Росатом». В частности, законом определено, что деятельность Госкорпорации направлена на создание условий и механизмов обеспечения безопасности при использовании атомной энергии, единства управления организациями атомного энергопромышленного и ядерного оружейного комплексов Российской Федерации, организациями, функционирующими в сферах обеспечения ядерной и радиационной безопасности, атомной науки и техники, подготовки кадров.

Обеспечение энергетической безопасности в качестве одного из принципов организации экономических отношений и основ государственной политики в сфере электроэнергетики рассматривается в федеральных законах «Об электроэнергетике» [10], «О газоснабжении в Российской Федерации» [11] и др.

Иными словами, в России наметилась тенденция к координации правового регулирования энергетической безопасности через призму национальной безопасности. В частности, в некоторых научных исследованиях отмечается, что понятие «энергетическая безопасность» получило широкое распространение в действующем законодательстве, нормативных правовых актах стратегического планирования [12]. Отмечается также закрепление принципа обеспечения энергетической безопасности, признаваемого приоритетным в сфере энергетики во всем мире [13].

При этом данный принцип рассматривается в комплексе иных принципов, составляющих основу безопасности:

- принцип законности;
- принцип соблюдения баланса интересов личности, общества и государства;
- принцип взаимной ответственности личности, общества и государства в сфере обеспечения безопасности объектов ТЭК;
- принцип непрерывности;
- принцип интеграции в международные системы безопасности;
- принцип взаимодействия субъектов ТЭК, федеральных органов государственной власти, органов государственной власти субъектов Российской Федерации и органов местного самоуправления;
- принцип обеспечения антитеррористической защищенности объектов ТЭК.

Энергетический кодекс как правовой регулятор

Вопрос создания Мирового энергетического кодекса впервые был поднят в начале 2000-х годов и с тех пор активно обсуждается на специализированных форумах и конференциях. Несмотря на то что эта идея принадлежит России, там пока не существует своего Энергетического кодекса, который каким-либо образом систематизировал и закреплял основные правила и принципы правового регулирования в сфере энергобезопасности, обеспечивая таким образом их приоритет.

Основатель кафедры предпринимательского права юридического факультета МГУ А.Г. Быков еще в 1995 году подчеркивал, что опыт развитых стран (США, Японии и др.) «свидетельствует о том, что оформление Энергетического кодекса, понимаемого не в том примитивном представлении, как это сложилось в нашей правовой системе, конечно же, будет способствовать повышению эффективности правового регулирования в области энергетики». Он же предложил новое видение структуры Энергетического кодекса – как свода или консолидируемого акта нескольких законов, связанных общей «правовой нитью» в систему, состоящую из трех групп федеральных законов. В первую группу должен войти Закон об основах федеральной энергетической политики. Ко второй группе автор относит законы функционального характера, формирующие и организующие рынок энергетических ресурсов (например, Закон об энергоресурсосбережении). Третья

группа – это законы, касающиеся предметных сфер деятельности в области энергетики (Закон о нефти и газе, Закон об электроэнергетике и др.) [14].

В 2007 году начальник юридического департамента ОАО «Газпром» К.А. Чуйченко обосновывал целесообразность создания своего рода Энергетического кодекса тем, что «в XXI веке топливно-энергетическое право должно стать особенно востребованным, как и право интеллектуальной собственности» [15].

О необходимости взаимосвязанного, согласованного правового регулирования отношений в ТЭК и перехода к единой, унифицированной системе, включающей создание Энергетического кодекса Российской Федерации, в 2008 году писал и коллега А.Г. Быкова доцент П.Г. Лахно [16]. То, что принятие в России такого документа вписывается в концепцию разработки Мирового энергетического кодекса, признал и доктор юридических наук, профессор Уральского государственного юридического университета В.С. Белых, известный критикой избыточной кодификации в разных отраслях и подотраслях права. По его мнению, развитие и становление энергетического законодательства должно происходить путем консолидации и кодификации действующих нормативных актов, а принятие в России и странах Запада Энергетического кодекса или консолидированного закона – необходимое условие для сближения процессов регулирования отношений в сфере энергетики [17].

Научные исследования в области энергетической безопасности

Научные исследования являются одним из важнейших факторов, влияющих на формирование правового регулирования в области энергетической безопасности. В Российской Федерации, к примеру, защищены диссертации на соискание степени кандидата юридических наук:

- И.И. Небольсиной «Энергетическая безопасность Российской Федерации и административно-правовое регулирование условий ее стабилизации» по специальности «Административное право, финансовое право, информационное право», 2010 год [18];
- И.С. Щепанского «Эколого-правовые проблемы обеспечения энергетической безопасности России» по

специальности «Природно-ресурсное право, аграрное право, экологическое право», 2013 год [19];

- Ю.Д. Гошуковой «Международно-правовые аспекты обеспечения европейской энергетической безопасности», по специальности «Международное право, международное частное право», 2011 год [20];

- В.С. Пашигорова «Стратегия развития энергетики в политике обеспечения экономической безопасности России» [21] и др.

Как видно, эти диссертации защищены в разные годы и по разным научным специальностям, отличающимся от научной специальности, которая включает непосредственно энергетическое право.

К сожалению, в Республике Беларусь исследования в области энергетической безопасности системно еще не ведутся. В настоящее время можно назвать только одну работу, имеющую некоторое отношение к регулированию вопросов энергобезопасности, – это диссертация Е.Э. Ваньковича «Правовое обеспечение экологической безопасности при использовании возобновляемых источников энергии» на соискание ученой степени кандидата юридических наук, защищенная в 2017 году. Между тем в вопросе научных исследований по энергетическому праву также нужна определенная координация, а возможно и формирование госзаказа, в том числе со стороны государственных (ВАК, Министерство энергетики Республики Беларусь), межгосударственных (ЕАЭК) и иных органов.

Список литературы

1. Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации: Указ Президента РФ, 13 мая 2019 г., № 216 // *Собрание законодательства РФ*, 20.05.2019, № 20, ст. 2421.
2. Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года: Распоряжение Правительства РФ, 13 ноябр. 2009 г., № 1715-р // *Собрание законодательства РФ*, 30.11.2009, № 48, ст. 5836.
3. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях: 30 дек. 2001 г., № 195-ФЗ (ред. от 01.03.2020) // *Собрание законодательства РФ*, 02.03.2020, № 9, ст. 1123.
4. Уголовный кодекс Российской Федерации: 13 июня 1996 г., № 63-ФЗ (ред. от 18.02.2020) // *Собрание законодательства РФ*, 24.02.2020, № 8, ст. 916.
5. Градостроительный кодекс Российской Федерации: 29 дек. 2004 г., № 190-ФЗ (ред. от 27.06.2019) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.07.2019) // *Собрание законодательства РФ*, 31.12.2018, № 53 (часть I), ст. 8464.

6. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса: Федер. закон, 21 июля 2011 г., № 256-ФЗ (ред. от 06.07.2016) // Собрание законодательства РФ, 11.07.2016, № 28, ст. 4558.
7. Петрусева, Н.А. Комментарий к Федеральному закону от 21 июля 2011 г. № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» (постатейный) / Н.А. Петрусева, В.Ю. Коржов // СПС КонсультантПлюс [Электронный ресурс]. – 2012.
8. Об использовании атомной энергии: Федер. закон, 21 ноябр. 1995 г., № 170-ФЗ (ред. от 18.03.2019) // Собрание законодательства РФ, 25.03.2019, № 12, ст. 1230.
9. О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом»: Федер. закон, 1 дек. 2007 г., № 317-ФЗ (ред. от 01.05.2019) // Собрание законодательства РФ, 06.05.2019, № 18, ст. 2205.
10. Об электроэнергетике: Федер. закон, 26 марта 2003 г., № 35-ФЗ (ред. от 27.12.2018) // Собрание законодательства РФ, 31.12.2018, № 53 (часть I), ст. 8448.
11. О газоснабжении в Российской Федерации (с изм. и доп., вступ. в силу с 16.01.2019): Федер. закон, 31 марта 1999 г., № 69-ФЗ (ред. от 03.08.2018) // Собрание законодательства РФ, 23.07.2018, № 30, ст. 4545.
12. Игнатъева, И.А. Использование земель и земельных участков с объектами электроэнергетики: право и практика: учеб. пособие / И.А. Игнатъева [Электронный ресурс]. – М.: Проспект, 2019. – 368 с.
13. Ананьева, А.А. Влияние развития энергетического законодательства на изменение правовой природы договоров поставки энергетических ресурсов / А.А. Ананьева, Я.С. Гришина, Н.И. Пискунова // Власть Закона. – 2018. – № 2. – С. 155–169.
14. Быков, А.Г. О проекте Энергетического кодекса Российской Федерации / А.Г. Быков // Энергетическое право. – 2013. – № 2. – С. 6–8.
15. Чуйченко, К.А. О практической деятельности юристов ОАО «Газпром» / К.А. Чуйченко [Электронный ресурс] // Энергетическое право. – 2007. – № 1.
16. Лохно, П.Г. Программа спецкурса «Энергетическое право и политика в XXI веке» / П.Г. Лохно [Электронный ресурс] // Энергетическое право. – 2008. – № 1.
17. Белых, В.С. Экономико-правовые основы энергосбережения (региональный аспект) / В.С. Белых // Энергетическое право. – 2011. – № 2. – С. 16–18.
18. Небольсина, И.И. Энергетическая безопасность Российской Федерации и административно-правовое регулирование условий ее стабилизации: дисс. ... канд. юрид. наук [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://lawtheses.com/energeticheskaya>. – Дата доступа: 01.03.2020.
19. Щепанский, И.С. Эколого-правовые проблемы обеспечения энергетической безопасности России: дисс. ... канд. юрид. наук [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/ekologo-pravovye-problemy-obespecheniya-energeticheskoi-bezopasnosti-rossii>. – Дата доступа: 02.03.2020.
20. Гошукова, Ю.Д. Международно-правовые аспекты обеспечения европейской энергетической безопасности: дисс. ... канд. юрид. наук [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dissercat.com/content/mezhdunarodno-pravovye-aspekty-obespecheniya-evropeiskoi-energeticheskoi-bezopasnosti>. – Дата доступа: 02.03.2020.
21. Ворожихин, В.В. Определение экономической безопасности для управления инновационным развитием страны / В.В. Ворожихин // Безопасность бизнеса. – 2018. – № 1. – С. 3–11.

Актуальные издания



СБОРНИК

«Перевозка опасных грузов и промышленная безопасность»

Включает актуализированные нормативные документы Совета Министров Республики Беларусь, регламентирующие положения и процедуры в области перевозки опасных грузов и промышленной безопасности.



ЗАКОН

Республики Беларусь

«Об обеспечении единства измерений»

Вступил в силу с 27 ноября 2020 года.



ПРАВИЛА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Утверждены постановлением Совета Министров Республики Беларусь 17.10.2011 № 1394 (в редакции постановления Совета Министров Республики Беларусь 25.05.2020 № 309).



СБОРНИК

нормативных правовых актов Республики Беларусь

«Пожарная безопасность»

Сборник включает актуализированные документы, регламентирующие общие и специфические требования к обеспечению пожарной безопасности на объектах, а также содержит ряд инструкций по пожарной безопасности.

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

Законы Республики Беларусь

Закон Республики Беларусь от 10.12.2020 № 66-3

«Об изменении законов по вопросам перевозки опасных грузов и промышленной безопасности»

Откорректированы сферы государственного надзора за организацией работ:

– по обеспечению безопасной перевозки опасных грузов в Законе Республики Беларусь от 06.06.2001 № 32-З «О перевозке опасных грузов»;

– в отношении опасных производственных объектов и (или) потенциально опасных объектов при осуществлении деятельности в области промышленной безопасности в Законе Республики Беларусь от 05.01.2016 № 354-З «О промышленной безопасности».

Закон вступает в силу с 16 июня 2021 года.

Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 22.12.2020 № 480

«О важнейших параметрах прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021 год»

Определены следующие важнейшие параметры прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021 год:

– валовой внутренний продукт (в сопоставимых ценах) – 101,8 % к 2020 году;

– доля инвестиций в основной капитал в валовом внутреннем продукте – 21,3–21,7 %;

– реальные располагаемые денежные доходы населения – 101,6 % к 2020 году;

– уровень безработицы в трудоспособном возрасте по методологии Международной организации труда – 4,2–4,4 %;

– ввод в эксплуатацию жилья, строящегося с государственной поддержкой, – не менее 1 млн м²;

– индекс потребительских цен на социально значимые товары (декабрь 2021 года к декабрю 2020 года) – не более 104,9 %.

Указ вступил в силу с 25 декабря 2020 года.

Указ Президента Республики Беларусь от 24.12.2020 № 490

«Об установлении тарифов для населения в сфере жилищно-коммунального хозяйства на 2021 год»

Установлены на 2021 год предельно допустимые тарифы (цены) для населения:

– на жилищно-коммунальные услуги, услугу по управлению общим имуществом совместного домовладения и размеры возмещения расходов организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющих жилищно-коммунальные услуги, на электроэнергию, потребляемую на освещение вспомогательных помещений и работу оборудования в жилых домах;

– на жилищно-коммунальные услуги, обеспечивающие полное возмещение экономически обоснованных затрат на их оказание.

Тарифы будут повышаться в два этапа в пределах 5 долл. США.

В условиях роста тарифов будет продолжена работа по государственной поддержке населения через предоставление безличных жилищных субсидий гражданам и семьям при условии, что ежемесячная сумма коммунальных платежей превышает 20 % их среднемесячного совокупного дохода в городе и 15 % – в сельской местности.

Указ вступил в силу с 1 января 2021 года, за исключением положений, вступивших в силу с 26 декабря 2020 года.

Указ Президента Республики Беларусь от 26.01.2021 № 32

«О фондах Белорусской атомной электростанции»

В целях обеспечения финансирования работ по выводу из эксплуатации, досрочному выводу из эксплуатации либо ограничению эксплуатационных характеристик Белорусской атомной электростанции, а также научно-исследовательских, опытно-конструкторских и иных работ по поддержанию и повышению безопасности АЭС постановлено создать фонд финансирования работ по выводу из эксплуатации АЭС и фонд финансирования работ по поддержанию и повышению безопасности АЭС (фонды АЭС).

Указ вступил в силу с 29 января 2021 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24.12.2020 № 759

«Об утверждении перечня государственных программ»

Утвержден перечень государственных программ для реализации в 2021–2025 годах.

В перечень включены государственные программы социально-экономической направленности и национальной безопасности, в том числе затрагивающие энергетику:

– Государственная программа инновационного развития Республики Беларусь на 2021–2025 годы;

– Государственная программа «Цифровое развитие Беларуси» на 2021–2025 годы;

– Государственная программа «Наукоемкие технологии и техника» с подпрограммами «Научное обеспечение эффективной и безопасной работы Белорусской атомной электростанции и перспективных направлений развития атомной энергетики», «Развитие электротранспорта»;

– Государственная программа «Энергосбережение» на 2021–2025 годы с подпрограммами «Повышение энергоэффективности», «Развитие использования местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии»;

– Государственная программа «Образование и молодежная политика» с подпрограммой «Подготовка кадров для ядерной энергетики»;

– Государственная программа «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2021–2025 годы с подпрограммами «Эффективное теплоснабжение», «Развитие электроэнергетики и газификации населенных пунктов» и др.

Постановление вступило в силу с 30 декабря 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31.12.2020 № 795

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2013 г. № 1166»

Установлены цены на газ для населения, тарифы на электрическую и тепловую энергию.

Цена на природный газ (за м³), используемый с установленными приборами индивидуального учета расхода газа, при наличии индивидуальных газовых отопительных приборов составит в отопительный период с 1 января по 31 мая включительно 0,1366 руб., с 1 июня по 31 декабря включительно – 0,1406 руб.

Кубометр сжиженного газа в квартирах и домах с установленными приборами индивидуального учета расхода газа и индивидуальными газовыми отопительными приборами будет стоить в отопительный сезон с 1 января по 31 мая 2,1884 руб., с 1 июня по 31 декабря – 2,3142 руб.

В летний период, а также при отсутствии индивидуальных газовых приборов независимо от сезона природный газ будет стоить 0,4840 руб., сжиженный – 1,3107 руб. за м³.

Цена 1 кг газа в баллонах весом 21 кг в пределах норм потребления составит 0,93 руб. Таким образом, такой баллон будет стоить 19,50 руб.

В жилых домах и квартирах, где есть электроплиты, одноставочный тариф на электроэнергию составит 0,1778 руб. за 1 кВт·ч; дифференцированный тариф по двум временным периодам в период минимальных нагрузок (с 22:00 до 17:00) – 0,1245 руб., в период максимальных нагрузок (с 17:00 до 22:00) – 0,3556 руб. за 1 кВт·ч. Повышается также дифференцированный тариф по трем временным периодам.

Тарифы на коммунальные услуги, обеспечивающие полное возмещение экономически обоснованных затрат на их оказание, составят:

– за 1 Гкал тепловой энергии для нужд отопления и горячего водоснабжения – 107,31 руб.;

– за 1 м³ природного газа, используемого с установленными приборами индивидуального учета расхода газа, – 0,5082 руб.

Постановление вступило в силу с 1 января 2021 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16.01.2021 № 16

[«О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 22 октября 2020 г. № 375»](#)

На основании Указа Президента Республики Беларусь от 14.04.2020 № 127 «О возмещении расходов на электрообеспечение эксплуатируемого жилищного фонда» внесены изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 06.07.2020 № 403 «О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 14 апреля 2020 г. № 127».

Постановление дополнено Положением о критериях отнесения граждан к малообеспеченным и иным социально уязвимым категориям граждан при возмещении части расходов на выполнение работ по электроснабжению эксплуатируемого жилищного фонда для нужд отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления.

Постановление вступило в силу с 18 января 2021 года и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 января 2021 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 03.02.2021 № 71

[«О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 30 ноября 2020 г. № 447»](#)

Утверждено Положение о порядке приемки в эксплуатацию пусковых комплексов блоков Белорусской атомной электростанции. Определен перечень государственных органов и иных организаций, выдающих заключения при приемке в эксплуатацию пусковых комплексов блоков Белорусской атомной электростанции.

Постановление вступило в силу с 3 февраля 2021 года.

Министерство энергетики Республики Беларусь

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31.12.2020 № 48

[«Об утверждении Программы комплексной модернизации производств газовой сферы на 2021–2025 годы»](#)

Утверждена Программа комплексной модернизации производств газовой сферы на 2021–2025 годы.

Реализация Программы позволит обеспечить надежность, безопасность и эффективность газоснабжения на основе комплексной модернизации и развития газораспределительной системы, применения современных инновационных технологий в управлении производственными процессами и повышении эффективности деятельности производств газовой сферы.

В рамках Программы планируется завершить строительство кольцевого газопровода высокого давления 1-й категории от ГРС «Восточная» до ГРС «Северная», и тем самым обеспечить надежное газоснабжение существующих и перспективных потребителей г. Минска и Минского района; реализованы проекты по строительству закольцовки системы газоснабжения г. Полоцка и г. Новополоцка, подводящего газопровода высокого давления для газоснабжения одного из участков свободной экономической зоны «Минск», переводу газоснабжения потребителей жилого фонда со сжиженного на природный газ в аг. Махово, Катка, Хотляны, Долгиново, Долгое, Дуброво и других населенных пунктах, в том числе в сельской местности.

Документ предусматривает строительство:

– газопроводов высокого и среднего давления общей протяженностью 617,9 км;

– закольцовок и параллельных участков газопроводов общей протяженностью 372,6 км;

– 98 узлов учета газа и установок электрохимической защиты газопроводов.

Планируется также реконструкция 88,7 км газопроводов, замена 900 ГРП, комбинированных регуляторов давления, развитие и модернизация каналов связи и сетей передачи данных, систем телеметрического контроля диспетчерских пунктов (69 объектов).

Особое внимание будет уделено цифровой трансформации производственной деятельности газоснабжающих организаций с целью повышения эффективности управления производственными процессами и взаимодействия с потребителями, автоматизации управления объектами газораспределительной системы в рамках развития концепции «умных» городов, расширению области применения инновационных технологий и IT-решений.

Постановление вступило в силу с момента официального опубликования.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 30.12.2020 № 79

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13 июня 2018 г. № 47»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 13.06.2018 № 47 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию».

Постановление вступило в силу с 1 января 2021 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 04.01.2021 № 1

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 8 сентября 2017 г. № 49»](#)

Установлены тарифы на тепловую энергию в части использования ее для оказания населению коммунальных услуг по горячему водоснабжению и теплоснабжению (отоплению) для организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющих ЖКУ, организаций застройщиков, товариществ собственников, а также организаций, имеющих в собственности,

на праве хозяйственного ведения или оперативного управления жилые дома.

Тарифы установлены в целях компенсации указанным организациям затрат:

- по учету, расчету и начислению платы за ЖКУ и платы за пользование жилыми помещениями;
- по проведению претензионно-исковой работы,
- на оплату услуг банков.

Постановление не повлияет на величину платежей населения за оказываемые услуги теплоснабжения.

Постановление вступило в силу с 17 января 2021 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 22 января 2021 г. № 5

«О ценах на природный газ»

Установлены:

- отпускные цены на природный газ без НДС при расчетной теплоте сгорания 7900 ккал/м³ при курсе белорусского рубля по отношению к доллару США 2,5789:1 газоснабжающим организациям, входящим в состав ГПО «Белтопгаз», при поставке через систему газоснабжающих организаций (перепродавцов);
- цены на природный газ за 1 м³ с НДС, отпускаемый газоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белтопгаз», организациям, имеющим общежития, в части использования природного газа проживающими в них гражданами, религиозным организациям, организациям, использующим природный газ для нужд детских домов семейного типа, детским деревням (городкам), детским хосписам.

Постановление вступило в силу с 31 января 2021 года и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 января 2021 года.

Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь

Постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 30.12.2020 г. № 29

«Об изменении постановления Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 1 февраля 2007 г. № 9»

Внесены изменения в постановление Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Республики Беларусь от 01.02.2007 № 9 «Об утверждении Инструкции о порядке проведения локального мониторинга окружающей среды юридическими лицами, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность, которая оказывает вредное воздействие на окружающую среду, в том числе экологически опасную деятельность».

Постановление вступило в силу с 20 января 2021 года.

Министерство труда и социальной защиты Республики Беларусь

Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 11.12.2020 № 105

«О продлении срока прохождения периодической проверки знаний по вопросам охраны труда»

Срок прохождения периодической проверки знаний по вопросам охраны труда, который истекает в период с 10 ноября 2020 года по 10 мая 2021 года, продлевается на 6 месяцев для:

- руководителей организаций, их заместителей, ответственных за организацию охраны труда, главных специалистов организаций, работников служб охраны труда (специалистов по охране труда), членов комиссий для проверки знаний работающих по вопросам охраны труда организаций, подчиненных вышестоящим

организациям, республиканским органам государственного управления, иным госорганизациям, подчиненным Правительству;

- руководителей организаций, их заместителей, ответственных за организацию охраны труда, главных специалистов организаций, работников служб охраны труда (специалистов по охране труда), членов комиссий для проверки знаний работающих по вопросам охраны труда организаций, не имеющих вышестоящих (не входящих в состав (систему)) республиканских органов государственного управления и иных госорганизаций, подчиненных Правительству;

– работников юрлиц и ИП, оказывающих услуги в области охраны труда;

- нанимателей, являющихся физлицами.

Постановление вступило в силу с 19 декабря 2020 года и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 10 ноября 2020 года.

Министерство строительства и архитектуры Республики Беларусь

Постановление Министерства строительства и архитектуры Республики Беларусь от 12.11.2020 № 79

«Об утверждении и введении в действие строительных норм»

Утверждены и введены в действие через 60 календарных дней после их официального опубликования строительные нормы СН 2.02.05-2020 «Пожарная безопасность зданий и сооружений», разработанные РУП «Стройтехнорм».

Документ распространяется на проектирование объектов строительства всех форм собственности и ведомственной принадлежности, а также устанавливает пожарно-техническую классификацию зданий и пожарных отсеков, строительных материалов, изделий и конструкций.

Строительные нормы регламентируют пожарно-технические характеристики зданий, строительных конструкций, изделий и материалов, которые должна содержать проектная документация.

Постановление вступило в силу с 3 февраля 2021 года.

Совместные постановления республиканских органов государственного управления

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 30.11.2020 № 78/44

«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 февраля 2017 г. № 15/6»

Инструкция по определению групп потребителей электрической и тепловой энергии, по которым могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию, дополнена новой категорией потребителей электроэнергии «Энергоемкие потребители».

Основным требованием, предъявляемым к потребителям, претендующим на отнесение к тарифной категории «Энергоемкие потребители», является увеличение электропотребления.

Для таких потребителей будут установлены дифференцированные по временным периодам тарифы на электроэнергию в зависимости от объема потребления сверх установленных пороговых значений:

- до 25 млн кВт·ч включительно;
- от 25 млн кВт·ч до 75 млн кВт·ч включительно;
- от 75 млн кВт·ч до 125 млн кВт·ч включительно;
- от 125 млн кВт·ч до 175 млн кВт·ч включительно;
- от 175 млн кВт·ч до 275 млн кВт·ч включительно;
- свыше 275 млн кВт·ч.

Постановление вступило в силу с 1 января 2021 года.

УШЕЛ ИЗ ЖИЗНИ ИЗВЕСТНЫЙ УЧЕНЫЙ

Памяти Валентина Алексеевича Бородули

24 декабря не стало Валентина Алексеевича Бородули – члена-корреспондента Национальной академии наук Беларуси, доктора технических наук, профессора, заведующего отделением Института тепло- и массообмена имени А.В. Лыкова НАН Беларуси (ИТМО). Его исследования в области тепло- и массопереноса в дисперсных системах, теплоэнергетики, энергомашиностроения и экологии широко известны в стране и за рубежом. Многогранная научная, организационная и общественная деятельность В.А. Бородули включала участие в работе редакционных коллегий многих научных и научно-практических изданий, в том числе журнала «Энергетическая стратегия».

Валентин Алексеевич родился 10 октября 1937 года в г.п. Копысь Оршанского района Витебской области. С отличием окончив в 1959 году энергетический факультет Белорусского политехнического института, он пришел в Энергетический институт АН БССР (ныне – ИТМО) в качестве старшего инженера-конструктора. С тех пор жизнь В.А. Бородули была неразрывно связана с этим институтом, где он работал почти 15 лет, сначала младшим, затем старшим научным сотрудником, с 1974 года – заместителем директора. Одновременно он исполнял обязанности руководителя Международного центра по тепло- и массообмену академий наук социалистических стран, с 1981 года заведовал лабораторией дисперсных систем ИТМО.

В 1999 году в профессиональной биографии В.А. Бородули начался новый этап. Он стал профессором Белорусского государственного технологического университета, а с 2003 года – заместителем академика-секретаря Отделения физико-технических наук НАН Беларуси. Но уже в 2005 году ученый возвращается в родной институт в качестве заведующего отделением.

В.А. Бородуля является автором более 250 научных работ, в том числе 4 монографий, свыше 60 изобретений. Его фундаментальные и прикладные исследования посвящены развитию и применению в новых областях энергетики творческого наследия А.В. Лыкова и С.С. Забродского. Во многом и его заслуга в том, что в республике сформировалась научная школа по тепло- и массообмену, получившая широкое признание не только в странах СНГ, но и в дальнем зарубежье.

За успехи в развитии науки и подготовке научных кадров Валентин Алексеевич Бородуля удостоен почетных грамот Верховного Совета БССР (1980), Национальной академии



наук Беларуси (1997, 1999, 2005, 2007, 2012, 2017), Государственного комитета Республики Беларусь по энергосбережению и энергонадзору (1999, 2004, 2007), Государственного комитета по науке и технологиям при Совете Министров Республики Беларусь (2003), других организаций. Он также награжден почетным знаком «Изобретатель СССР» (1987), золотой медалью Белорусской инженерной академии (2003), медалью Франциска Скорины за отличные достижения в профессиональной деятельности (2014).

В 2002 году Валентин Алексеевич был удостоен Государственной премии Республики Беларусь в области науки и техники за разработку научных основ, создание и внедрение новых энергоэффективных тепломассообменных технологий и оборудования для энергетического комплекса и других отраслей народного хозяйства республики. За значительный вклад в развитие отечественной науки ему присуждены премия имени академика А.В. Лыкова (за цикл работ «Тепло- и массоперенос в неоднородных средах с учетом гидродинамики, фазовых и химических превращений»), премия академий наук Украины, Беларуси и Молдовы, премия имени академика В.А. Коптюга.

Уход В.А. Бородули – большая утрата для науки и общества.

Редакционная коллегия и редакция журнала «Энергетическая стратегия» выражают свои соболезнования родным, близким и коллегам ученого.



Доступна онлайн-форма приобретения ТНПА

Правила, ТКП, инструкции, сборники актуализированных документов в сфере энергетики, другие печатные ТНПА можно приобрести в режиме онлайн на сайте energystrategy.by в разделе «Нормативная литература».

- шаг 1 ➔ В любой поисковой системе наберите «энергетическая стратегия журнал» и перейдите на сайт energystrategy.by в раздел «Нормативная литература»
- шаг 2 ➔ С помощью строки поиска в разделе найдите нужный документ
- шаг 3 ➔ Укажите необходимое количество экземпляров
- шаг 4 ➔ Введите свои контактные данные во всплывающем окне
- шаг 5 ➔ Оплатите счет, который придет на указанную Вами электронную почту

Возможна доставка ТНПА по Беларуси почтой за счет редакции

г. Минск, ул. Захарова, 59, офис 104
E-mail: 2934682@mail.ru

1961-2021
60
МОГИЛЕВОБЛГАЗ

в эксплуатации более
7,3
тысяч газопроводов

на балансе предприятия
711
газорегуляторных пунктов

порядка
440
тысяч потребителей

МОГИЛЕВОБЛГАЗ
Профессионализм. Обязательность. Стабильность.

эксплуатация систем газоснабжения, обеспечение бесперебойного и безаварийного снабжения газообразным топливом потребителей, распределение и сбыт газа;

ремонт и техническое обслуживание газоиспользующего оборудования и объектов газораспределительной системы;

установка и поверка приборов учета расхода газа;

снабжение потребителей сжиженным углеводородным газом

www.mogilev.gas.by e-mail: priemnaj@mogilev.gas.by
т/ф: 8 (0222) 76-31-08 Instagram: [mogilevoblgaz](https://www.instagram.com/mogilevoblgaz)

ISO 9001
ISO 14001
ISO 45001

Международная выставка

belinterexpo.by

MACH-TECH



INDUSTRY DAYS



экспозиция _____



**MADE IN
BELARUS**

10 - 13 мая 2021

_____ Будапешт • Венгрия



Будущее создается здесь!

машиностроение • автоматизация • металлургия • нефтехимия • наука и технологии