

Энергетическая Стратегия

№2 (74) март–апрель 2020

научно-практический журнал



**Подписан Указ
о возмещении расходов
на электроснабжение
эксплуатируемого
жилищного фонда**

Стр. 4

**Ядерная энергетика
Беларуси: миссия МАГАТЭ,
общественное мнение
и обращение с отработавшим
топливом БелАЭС**

Стр. 7, 30, 34

ЧИТАЙТЕ В НОМЕРЕ:

**Тенденции
развития мировой
энергетики**

Стр. 10

**О решениях
технического совета
Госэнергогазнадзора**

Стр. 39

**Введены
в действие
новые ТНПА**

Стр. 51



27-29 августа 2020

Минск, пр-т Победителей, 14



ECOLOGY EXPO BELARUS 2020

Международная специализированная экологическая выставка-форум «ECOLOGY EXPO 2020»

- ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ
- ЭКОСТРОИТЕЛЬСТВО И ИННОВАЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ
- ОТХОДЫ И ВТОРИЧНОЕ СЫРЬЕ
- ЭКОЛОГИЧНЫЙ ТРАНСПОРТ
- ЭКОСРЕДА
- ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ ПИТАНИЕ И УПАКОВКА
- ЭКОТУРИЗМ
- СОХРАНЕНИЕ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
- ОБРАЗОВАНИЕ В СФЕРЕ ЭКОЛОГИИ

+375 29 887 95 73 ecology@belexpo.by

www.ecologyexpo.by



научно-практический журнал

Энергетическая Стратегия

ПОДПИСКА' 2020 2-е полугодие

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

ИЗМЕНЕН ЗАКОН РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ «ОБ ОХРАНЕ ТРУДА»

С 28 июня 2020 года вступает в силу Закон Республики Беларусь от 18 декабря 2019 года № 274-З «Об изменении Закона Республики Беларусь «Об охране труда», который является основным нормативным документом в области охраны труда. Нормы Закона приведены в соответствии с принятыми в республике законодательными актами, прежде всего с Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2017 года № 376 «О мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности», Законом Республики Беларусь «О нормативных правовых актах». Кроме того, в Закон внесены изменения с учетом правоприменительной практики.

Одной из новаций Закона является установление обязанности республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству Республики Беларусь, по разработке и обеспечению функционирования отраслевых систем управления охраной труда. В настоящее время статья 17 Закона Республики Беларусь «Об охране труда» возлагает на нанимателя обязанности по разработке, внедрению и поддержанию функционирования системы управления охраной труда, обеспечивающей идентификацию опасностей, оценку профессиональных рисков, определение мер управления профессиональными рисками и анализ их результативности, разработке и реализации мероприятий по улучшению условий и охраны труда. С учетом отмены Указом Президента Республики Беларусь от 16 октября 2017 года № 376 «О мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности» института ведомственного контроля Законом предусмотрено, что республиканские органы государственного управления, подчиненные Правительству Республики Беларусь, осуществляют управление деятельностью подчиненных организаций по вопросам охраны труда посредством реализации полномочий собственника с анализом эффективности работы подчиненных организаций в области охраны труда и выработкой предложений по ее повышению.

Законом закрепляется сложившаяся практика, согласно которой при проведении работ, эксплуатации оборудования наниматель назначает лиц, ответственных за организацию и безопасное производство работ. Так, обязанности нанимателя дополнены нормой, предусматривающей назначение должностных лиц, ответственных не только за организацию охраны труда, но и за осуществление контроля соблюдения работниками требований по охране труда в организации и структурных подразделениях, а также при выполнении отдельных видов работ. Законом также устанавливается обязанность нанимателя предоставлять по запросу контролирующих (надзорных) органов информацию и (или) документы, ведение которых предусмотрено законодательством об охране труда, или сообщать об их отсутствии. Кроме того, статьей 27 Закона установлено, что расходы по проведению медицинских осмотров работников, а также лиц, принимаемых на работу, несет наниматель. В случае оплаты лицом, поступающим на работу, предварительного обязательного медицинского осмотра затраты на его проведение компенсируются нанимателем после приема на работу. Этой статьей расширены права нанимателя в части определения круга работников, подлежащих предсменным медицинским осмотрам или освидетельствованию на предмет нахождения в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения.

Законом конкретизированы действия работодателя по гражданско-правовому договору в местах, предоставленных работодателем, при реализации им права на отказ от выполнения работы (оказания услуги) в случае возникновения непосредственной опасности для его жизни и здоровья. Кроме этого в статье 32 Закона закреплена возможность досудебного рассмотрения разногласий по вопросам расследования несчастных случаев на производстве. В случае отказа работодателя в проведении расследования, составлении акта о несчастном случае на производстве или несоответствия изложенных в таком акте обстоятельств несчастного случая фактическим обстоятельствам работающий, получивший производственную травму, вправе будет обратиться в Департамент государственной инспекции труда Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь, его обособленные территориальные подразделения или напрямую в суд.

Принятие Закона будет способствовать дальнейшему осуществлению профилактических мер по сокращению производственного травматизма, предупреждению профессиональной заболеваемости, обеспечению безопасных условий труда и социальной защищенности работающих, обеспечению конституционного права граждан на здоровые и безопасные условия труда.

Подробнее читайте на
www.mintrud.gov.by

**ЗАКАЗАТЬ «Закон об охране труда»
в новой редакции с учетом изменений
по состоянию на 28.06.2020 г.:**

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

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
Кушнаренок А.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
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
Инфраструктура Беларуси готова к эксплуатации АЭС.....	7
Порядок взаимодействия согласован.....	8
<i>По итогам совместного совещания газоснабжающих организаций и Госэнергогазнадзора</i>	
Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика	10

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Фурсанов М.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ, Золотой А.А., к.т.н., доцент кафедры, Макаревич В.В., заведующий ОНИЛ «Инновационная энергетика» БНТУ Повышение эффективности анализа и управления режимами распределительных электросетей в условиях Smart Grid	13
Забелло Е.П., д.т.н., профессор кафедры «Электрооборудование сельскохозяйственных предприятий» БГАТУ, Иванов Д.М., ассистент кафедры Анализ расчетных и фактических электрических нагрузок в коммунально-бытовом секторе	19
Боровский А.Н., директор филиала «Могилевские электрические сети» РУП «Могилевэнерго», Сюндюкова О.Л., заместитель начальника диспетчерской службы филиала Опыт диспетчеризации и автоматизации районных электрических сетей.....	23

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Дулинец Л.В., заместитель директора Департамента по ядерной энергетике – начальник отдела международного сотрудничества Министерства энергетики Республики Беларусь, Мартищенко Е.В., научный сотрудник отдела социальной теории и методологии Института социологии НАН Беларуси Ядерная энергетика Беларуси в общественном мнении.....	30
Кузьмин А.В., к.ф.-м.н., генеральный директор научного учреждения «ОИЭЯИ – Сосны», Казазян В.Т., к.т.н., заведующий лабораторией энергетического планирования, разработок технических нормативных актов, экспертного анализа материалов и научно-организационного обеспечения госпрограммы, Кузьмина Н.Д., старший научный сотрудник, Мальхин А.П., к.т.н., ведущий научный сотрудник, Ковалевич В.Г., младший научный сотрудник Анализ перспективных направлений использования регенерированного урана и плутония в топливном цикле БелАЭС.....	34

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОГАЗНАДЗОР

Лосенков Д.М., первый заместитель генерального директора – главный инженер ГУ «Государственный энергетический и газовый надзор» О решениях технического совета Госэнергогазнадзора.....	39
--	----

В блокнот главного энергетика

Щенников Е.А., руководитель электротехнической группы № 1 Могилевского МРО филиала ГУ «Госэнергогазнадзор» по Могилевской области Требования по обеспечению электробезопасности в ванных комнатах и душевых кабинах	42
---	----



Энергетическая безопасность

Традиционная и ядерная энергетика

Газоснабжение и торфяная промышленность

Возобновляемая и малая энергетика

Энергоэффективность и экология

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Дробов А.В., м.т.н., преподаватель УО «Белорусский государственный университет транспорта», аспирант кафедры «Локомотивы»,
Галушко В.Н., к.т.н., доцент кафедры «Электротехника»
Совершенствование расчетов тяговых электрических нагрузок для определения параметров устройств системы железнодорожного электроснабжения..... 44

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Высоцкая С.А., психолог филиала «Минские электрические сети»
РУП «Минскэнерго»
Оптимизация взаимодействия персонала: путь от совместимости к сработанности 48

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Филазафович В.И., руководитель группы топливоиспользования ТНЦ филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнерго»
Горбунов Е.Н., инженер
Вводятся новые требования к нормам освоения проектных мощностей электростанций и котельных..... 51
Комментарии к ТКП 646-2020 (33240)

Ивашкевич Е.А., руководитель группы теплофикации филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнерго»
Введены новые требования к испытаниям теплосетей на гидравлические потери и порядку расчета тепловых потерь 52
Комментарии к ТКП 642-2019 и стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.322-19

Шевалдин М.А., м.т.н., начальник управления РЗА ГПО «Белэнерго»
Введены в действие новые отраслевые стандарты 54
Комментарии к стандартам ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.132-20 и СТП 33240.10.361-20

Кудряшов В.Ф., главный специалист технического отдела РУП «Белэнергосетьпроект»,
Усова Л.А., специалист отдела внешнеэкономических связей
Введен новый стандарт в области организации работ в электроустановках 56
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.670-19

Якушев А.А., директор ОАО «Экономэнерго»
Введены новые требования в области промышленной безопасности энергообъектов и нормы времени на ремонт оборудования ПГУ..... 58
Комментарии к стандартам ГПО «Белэнерго» СТП 33240.03.350-19, СТП 33240.20.814-19, СТП 33240.05.645-20

Национальный фонд ТНПА – энергетике 60

ПРАВО

Новости законодательства (март–апрель)..... 61

Редакция:

Главный редактор	Федосеев 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
VELCOM (+375 29) 399-11-04
МТС (+375 33) 319-11-04

В соответствии с приказом ВАК Республики Беларусь от 20 марта 2015 года № 81 научно-практический журнал Министерства энергетики Республики Беларусь «Энергетическая стратегия» включен в Перечень научных изданий Республики Беларусь для опубликования результатов диссертационных исследований.

Адрес редакции:

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 17.04.2020 г., формат 60х90%,
тираж 1345 экз., заказ 1928.

© Информационно-издательский центр
ОАО «Экономэнерго», 2020

ТЭК БЕЛАРУСИ

Подписан Указ, направленный на стимулирование электропотребления населением

14 апреля Президент Республики Беларусь А.Г. Лукашенко подписал Указ № 127 «О возмещении расходов на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда». Обсуждение проекта документа состоялось 10 апреля в ходе совещания у Президента с участием вице-преьера Ю.В. Назарова, Министра энергетики В.М. Каранкевича, председателя Минского облисполкома А.Г. Турчина, председателя Минского горисполкома А.А. Сивака.

Документ предусматривает возмещение гражданам Беларуси за счет средств местных бюджетов части расходов на выполнение работ по электроснабжению эксплуатируемого жилищного фонда для нужд отопления, горячего водоснабжения и приготовления пищи. Размер возмещения составит 20 % от стоимости выполненных работ (включая расходы на приобретение оборудования), но не более 40 базовых величин.

Указ предполагает перевод на использование электроэнергии для целей отопления и горячего водоснабжения существующего индивидуального жилищного фонда. При этом



В ходе совещания у Президента Республики Беларусь. Фото БЕЛТА

возможность оказания поддержки касается только тех домов, где отсутствует централизованное газо- и теплоснабжение.

Министр энергетики В.М. Каранкевич выразил уверенность, что реализация заложенных в Указе норм позволит увеличить электропотребление в стране, улучшить условия проживания граждан, в первую очередь на селе, где отсутствуют централизованные газовые коммуникации и теплоснабжение.

Ратифицирован Протокол о внесении изменений в Договор о ЕАЭС

2 апреля Палата представителей Национального собрания Республики Беларусь ратифицировала Протокол о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года (в части формирования общего электроэнергетического рынка Союза). С докладом по этому вопросу выступил заместитель Министра энергетики Республики Беларусь В.А. Закревский.

Заместитель Министра отметил, что Протокол определяет способы взаимной торговли электрической энергией, а также этапы развития общего электроэнергетического рынка.

Документ подготовлен в целях реализации статьи 81 Договора о ЕАЭС и подписан главами государств – членов Союза 29 мая 2019 года. Данный международный договор закрепляет понятийный аппарат в электроэнергетической сфере, определяет способы торговли, органы управления общим электроэнергетическим рынком, его участников и инфраструктурные организации, их функции и полномочия, а также наделяет ЕЭК полномочиями на утверждение правил, регулирующих общий электроэнергетический рынок Союза.

Принят законопроект по вопросам регулирования цены российского газа для Беларуси

9 апреля в ходе второй сессии Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь седьмого созыва принят законопроект «О ратификации Протокола о внесении изменения в Соглашение между Правительством Республики

Беларусь и Правительством Российской Федерации о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь, от 25 ноября 2011 г.» . Документ представили Министр энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич и член Постоянной комиссии Палаты представителей Национального собрания Республики Беларусь по промышленности, топливно-энергетическому комплексу, транспорту и связи В.А. Синяк.

Законопроект подготовлен в целях выражения согласия Республики Беларусь на обязательность для нее Протокола, подписанного в г. Москве 2 марта 2020 года. Протоколом конкретизируются сроки применения иного порядка определения цены на газ, импортируемый в Беларусь, чем предусмотренный ч. 1–6 ст. 3 данного межправительственного соглашения.

Согласно документу действие соглашения продлевается до 31 декабря 2020 года. Протокол распространяется на правоотношения, возникшие с 1 января 2020 года.

На высоковольтной линии электропередачи впервые установлены многогранные опоры

В филиале «Минские электрические сети» РУП «Минск-энерго» реализуется новаторское для Белорусской энергосистемы проектное решение при замене опор высоковольтных линий 330 кВ – установка промежуточных многогранных опор. Четыре такие опоры впервые в Беларуси установлены в Минске на ВЛ 330 кВ ТЭЦ-4 – Колядичи.

Среди преимуществ многогранных опор – повышенная прочность, экономичность, удобство монтажа и эксплуатации,

БЕЛОРУССКАЯ АЭС СЕГОДНЯ

продолжительный срок службы. Экономия ресурсов достигается также за счет компактности конструкции. Для установки одной многогранной опоры достаточно 1 м² земли – вместо 25 м², необходимых для обычной решетчатой опоры. Немаловажными достоинствами являются вандалоустойчивость и труднодоступность для любителей экстремальных селфи, а также универсальный дизайн, благодаря которому опоры гармонично вписываются в городской пейзаж.

Технология изготовления и установки многогранных опор при строительстве ЛЭП уже нашла широкое применение в мире и доказала свою эффективность, в том числе в электрических сетях высокого напряжения.

Разработку проекта осуществляло РУП «Белэнергосетьпроект», монтаж и установку опор – ОАО «Западелектросетьстрой».

ГПО «Белтопгаз» подвело итоги работы за год

10 марта под председательством генерального директора ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнарченко состоялось заседание Совета объединения. Основным вопросом его повестки стало подведение итогов работы организаций отрасли в 2019 году.

Участники мероприятия отметили, что за отчетный период потребителям республики поставлено более 19,3 млрд м³ природного газа, в том числе промышленным и приравненным к ним потребителям – 17,4 млрд м³, населению – 1,88 млн м³. Общий объем реализации сжиженного газа составил 56,5 тыс. т.

Уровень газификации квартир природным газом в республике составляет 80,6 %, в том числе в сельской местности – 43,8 %; протяженность газовых сетей превысила 63 тыс. км.

За прошлый год добыто 2415 тыс. т торфа, произведено 1027,4 тыс. т торфобрикетов и торфяной сушенки. Объем производства торфопродукции нетопливного назначения составил 140,9 тыс. т.

На инвестиции в основной капитал в 2019 году организациями объединения направлено 325 млн руб. Уровень затрат на производство и реализацию продукции, работ, услуг снижен на 13,46 млн руб.

Подводя итоги заседания, А.И. Кушнарченко определил задачи объединения на 2020 год, особое внимание уделив достижению доведенных показателей и повышению качества услуг, оказываемых населению. Председатель Совета подчеркнул важность своевременного и адекватного реагирования на обращения граждан и юридических лиц, проведения целенаправленной работы по противодействию коррупционным проявлениям, а также обеспечения роста заработной платы в увязке с темпами роста производительности труда.

31 марта поставлены под напряжение четыре секции 10 кВ энергоблока № 2 Белорусской АЭС и проверена их работоспособность. Начало подачи напряжения по штатной схеме является ключевым событием на этапе сооружения каждого атомного энергоблока. Обеспечение второго блока электроэнергией позволит приступить к полномасштабной пусконаладке оборудования.

За два дня до этого на БелАЭС была успешно реализована программа по опробованию рабочим напряжением 330 кВ и вводу в работу впервые второго шунтирующего реактора 180 Мвар. Тем самым схема КРУЭ-330 кВ АЭС была подготовлена к включению оставшихся трех ВЛ 330 кВ: Белорусская АЭС – Столбцы, Белорусская АЭС – Молодечно и Белорусская АЭС – Россь.

6 апреля на энергоблоке № 1 в рамках горячей обкатки реакторной установки состоялись комплексные испытания технологических систем безопасности, а также комплексное опробование системы электроснабжения собственных нужд при кратковременных перерывах питания, в том числе в режиме полного обесточивания блока.

Все оборудование и технологические системы энергоблока, задействованные в программе испытаний, соответствуют проектным характеристикам.

Персонал БелАЭС готов к пуску энергоблока № 1

Персонал Белорусской АЭС готов к пуску первого энергоблока станции, сообщил корреспонденту БЕЛТА заместитель Министра энергетики Беларуси М.И. Михадюк.

Все специалисты АЭС, которые должны были получить предусмотренные национальным законодательством специальные разрешения Госатомнадзора, уже сдали экзамены и получили эти разрешения. Для работы на втором энергоблоке набран персонал на ключевые должности, в настоящее время эти специалисты проходят соответствующую подготовку. Подобраны кандидаты и на другие должности, для которых подготовка предполагает более короткие сроки.

Заместитель Министра напомнил, что в Беларуси разработана и действует госпрограмма по подготовке кадров для ядерной отрасли. «Мы одни из немногих в мире, кто за несколько лет до ввода станции ввел свой учебно-тренировочный центр с полномасштабным тренажером, на котором персонал готовится для работы на Белорусской АЭС», – отметил М.И. Михадюк.

Подготовка специалистов для атомной отрасли ведется в четырех университетах Беларуси, где в настоящее время по соответствующим специальностям обучается более 500 студентов. Всего с 2013 года подготовлено более 800 молодых специалистов, 350 выпускников распределено на БелАЭС.

Включена в работу четвертая высоковольтная линия, связывающая БелАЭС с энергосистемой

20–22 февраля состоялся ввод в эксплуатацию ВЛ 330 кВ Белорусская АЭС – Поставы № 2, которая связала высоковольтное распределительное устройство Белорусской АЭС с ПС 330 кВ «Поставы».

Особенностью процесса включения линии была проверка функции релейной защиты двух ВЛ: Белорусская АЭС – Поставы № 1 и Белорусская АЭС – Поставы № 2, исключающей влияние взаимной индукции параллельных ЛЭП при коротких замыканиях на землю для обеспечения селективной работы устройств релейной защиты и автоматики.

С вводом данной ВЛ в работу обеспечен минимально необходимый для включения первого энергоблока БелАЭС состав линий электропередачи, отходящих от станции.



В состав редакционной коллегии журнала вошел заместитель Министра энергетики Республики Беларусь С.В. Реентович

Приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 13 апреля 2020 года № 98 в состав редакционной коллегии журнала «Энергетическая стратегия» включен заместитель Министра энергетики Сергей Викторович Реентович.

В Министерстве энергетики С.В. Реентович курирует вопросы реализации организационных и экономических мер по обеспечению платежной дисциплины при расчетах юридических лиц за потребленные топливно-энергетические ресурсы, разработки и осуществления экономических механизмов усиления платежной дисциплины, координации переговорной позиции по поставкам природного газа в Республику Беларусь, а также разработки и рассмотрения нормативных правовых актов по курируемым направлениям и др.

Усовершенствована методика расчета уровней наведенного напряжения

В РУП «Белэнергосетьпроект» завершена работа по совершенствованию методики и программного обеспечения расчета уровней наведенного напряжения, а также разработка инструкций по подготовке рабочих мест и допуску к работам на воздушных линиях электропередачи под наведенным напряжением.

На основе данных документов была разработана современная компьютерная программа VIVE, предоставляющая пользователю удобный интерфейс для ввода и обработки исходных данных. Программа обеспечивает высокое качество графического отображения результатов расчета с возможностью последующего редактирования стандартными программными средствами.

В рамках проведенной работы был также создан и опробован вспомогательный программный модуль, позволяющий оценивать достоверность предоставляемых заказчиком схем сближения расчетных и влияющих линий путем их автоматизированного сопоставления с данными картографических сервисов.

Применение разработанных инструкций позволяет обеспечить надлежащий уровень электробезопасности персонала при выполнении ремонтных работ на ВЛ.

Автоматизация распределительных сетей 0,4–10 кВ продолжается

В настоящее время в Кировском районе электрических сетей филиала «Бобруйские электрические сети» РУП «Могилевэнерго» реализуется проект по автоматизации распределительной сети, включающий две очереди строительства. В рамках первой очереди на ВЛ 10 кВ завершена установка и наладка 68 выключателей нагрузки (реклоузеров), дистанционно управляемых с диспетчерского пункта, а также выполнена модернизация диспетчерского щита управления (ДЩУ). Современный ДЩУ представляет собой интерактивную видеостену из 16 профессиональных



Диспетчерский щит управления Кировского РЭС

В Гродненской энергосистеме внедрен новый тип элегазового оборудования

При реализации проектов по замене масляных выключателей на элегазовые на подстанциях 110 кВ «Вороново» и «Оптик» Лидских электросетей РУП «Гродноэнерго» применены баковые элегазовые выключатели двух видов производства Великолукского завода электротехнического оборудования ЗАО «ЗЭТО» и АО «Уралэлектротяжмаш» (Россия).

Элегазовые баковые выключатели используются на подстанциях с ОРУ 35–220 кВ для коммутации – включения и отключения участков сети (присоединений) при ручном либо автоматическом управлении.

Применение выключателей этого типа позволяет уменьшить размеры ячейки присоединения, снизить затраты при реализации проекта и в процессе эксплуатации, уменьшить риск травматизма персонала и повысить надежность электроснабжения.

LED-панелей, поддерживающих разрешение FHD, что позволяет качественно отображать всю необходимую диспетчерам информацию.

Вторая очередь строительства, которую планируется завершить в текущем году, предусматривает установку 11 ячеек с дистанционно управляемыми вакуумными выключателями в распределительных устройствах 10 кВ трансформаторных подстанций, расположенных в г. Кировске.

Автоматизация распределительной сети будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей, экономии трудовых и транспортных затрат и обеспечению безопасности персонала.

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

ИНФРАСТРУКТУРА БЕЛАРУСИ ГОТОВА К ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС

4 марта в Министерстве энергетики Республики Беларусь состоялось заключительное заседание миссии Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) по комплексной оценке развития инфраструктуры ядерной энергетики (ИНИР 3). Эксперты представили участникам заседания проект предварительного отчета миссии, включивший рекомендации и предложения по дальнейшему развитию инфраструктуры ядерной энергетики в стране, а также отметивший выявленные в ходе миссии положительные практики.



Накануне завершения миссии заместитель генерального директора, руководитель Департамента ядерной энергии МАГАТЭ М.В. Чудаков заявил в интервью журналистам, что инфраструктура Беларуси готова к эксплуатации АЭС. Технических претензий к строящейся станции у экспертов МАГАТЭ нет. Беларусь выполняет все требования агентства и иные международные требования, приглашает независимых экспертов и является в этом плане образцом для многих.

Открывая итоговое заседание миссии МАГАТЭ, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк отметил высокий уровень конструктивного сотрудничества между Беларусью и МАГАТЭ. Он также подчеркнул, что принцип «безопасность превыше всего» является абсолютным приоритетом при реализации ядерных энергетических программ и Республика Беларусь неукоснительно следует этому принципу, реализуя проект строительства первой в Беларуси атомной электростанции.

В ходе миссии эксперты МАГАТЭ оценили состояние работы по 19 направлениям развития ядерной инфраструктуры в стране в соответствии с методологией оценки и условиями Этапа 3 поэтапного подхода МАГАТЭ. Они выделили ряд направлений, дополнительные меры в рамках которых могли бы быть полезными для Беларуси, в том числе совершен-

ствование институциональных механизмов и нормативно-правовой базы с целью обеспечения стабильной и предсказуемой среды для реализации национальной ядерной энергетической программы, а также завершение работы над остальными механизмами, необходимыми для устойчивого функционирования атомной электростанции.

По итогам инфраструктурной проверки экспертами миссии были сформулированы семь общих рекомендаций. М.И. Михадюк пояснил, что рекомендации касаются совершенствования развития инфраструктуры ядерной энергетики по некоторым направлениям, а также выстраивания взаимоотношений БелАЭС и ГПО «Белэнерго», в подчинение которого БелАЭС передана в 2020 году, в том числе в части ремонтно-эксплуатационного обслуживания станции.

Специалисты МАГАТЭ также выделили пять применяемых в Беларуси положительных практик, которые могут быть рекомендованы агентством странам-новичкам в ядерной энергетике в качестве положительных примеров реализации национальных ядерных энергетических программ. Это касается таких областей, как координация программ и проектов, использование независимых экспертных обзоров, сотрудничество с регулирующими органами других стран, взаимодействие с международными сообществами в таких областях, как оценка воздействия на окружающую среду и мониторинг, обеспечение готовности к чрезвычайным ситуациям.

Михаил Чудаков поблагодарил Правительство Беларуси и Министерство энергетики за открытое взаимодействие с МАГАТЭ и приглашение целого ряда миссий агентства, которое является добровольным. Он обратил внимание на то, что Беларусь открыла результаты этих миссий для общественности.

Михаил Чудаков поблагодарил Правительство Беларуси и Министерство энергетики за открытое взаимодействие с МАГАТЭ и приглашение целого ряда миссий агентства, которое является добровольным. Он обратил внимание на то, что Беларусь открыла результаты этих миссий для общественности.

В свою очередь, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь М.И. Михадюк отметил, что, принимая третью миссию ИНИР, Беларусь продемонстрировала открытость и искреннюю заинтересованность в получении объективной и профессиональной оценки готовности своей национальной ядерной инфраструктуры к вводу в эксплуатацию первой атомной электростанции. Он также подчеркнул: «Полученные по итогам миссии рекомендации и предложения будут для нас важным руководством в ходе дальнейшей работы, направленной на обеспечение высочайшего уровня безопасности и надежности Белорусской АЭС».

ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СОГЛАСОВАН

По итогам совместного совещания газоснабжающих организаций и Госэнергогазнадзора

27–28 февраля в ПУ «Гродногаз» УП «Гроднооблгаз» состоялось первое совместное совещание газоснабжающих организаций и ГУ «Государственный энергетический и газовый надзор». Участие в мероприятии приняли представители Госэнергогазнадзора, ГПО «Белтопгаз», областных газоснабжающих организаций и филиалов организаций-участников.

Основная тема совещания – взаимодействие газоснабжающих организаций республики и созданного в апреле 2019 года государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор».

Актуальность повестки дня совещания обусловлена необходимостью координации деятельности Госэнергогазнадзора и газоснабжающих организаций в области обеспечения безопасности при использовании газа.

Положением о государственном энергетическом и газовом надзоре, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 марта 2019 года № 213, предусмотрено, что одной из основных задач органа является надзор за техническим состоянием и эксплуатацией вводных и внутренних газопроводов в жилищном фонде, газового оборудования, инженерных систем, обеспечивающих безопасность при его эксплуатации в жилищном фонде, а также за принятием мер по обеспечению безопасности при использовании газа.

В ходе совещания представители Госэнергогазнадзора проинформировали участников о структуре учреждения, основных функциях и направлениях работы газового надзора, порядке взаимодействия филиалов Госэнергогазнадзора с газоснабжающими организациями в рамках надзорной деятельности.

На повестку дня были также вынесены вопросы безопасности при пользовании газом в жилищном фонде, ряд аспектов надзорной и профилактической деятельности и взаимодействия всех заинтересованных сторон – газоснабжающих организаций, Госэнергогазнадзора, сервисных центров, потребителей газа

и др. При этом особое внимание было уделено выработке общих подходов к решению назревших рабочих вопросов.

Участники совещания отметили положительный опыт взаимодействия газоснабжающих организаций, Госэнергогазнадзора и сервисных центров. Четкое разграничение их регулирующих функций и задач позволит организациям выйти на качественно новый уровень сотрудничества по вопросам безопасного пользования газом.

Кроме того, был рассмотрен ряд вопросов, связанных с необходимостью внесения изменений в законодательство, в том числе в Правила пользования газом в быту, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 ноября 2007 года № 1539 в редакции постановления от 24 декабря 2013 года № 1136, с учетом создания и функционирования Госэнергогазнадзора.

В частности, обсуждалась необходимость включения в Правила требований к специализированным организациям, осуществляющим эксплуатацию жилищного фонда, и организациям (сервисным центрам), обслуживающим газовое оборудование. Установление таких требований позволит сделать более эффективной деятельность данных организаций и обеспечить безопасность при пользовании газом в быту.

Широко освещались вопросы применения административного законодательства и составления протоколов об административных правонарушениях в отношении физических лиц, эксплуатирующих газоиспользующее оборудование.

Участники совещания также обсудили вопросы двустороннего взаимодействия газоснабжающих организаций и Госэнергогазнадзора при совместных обследованиях жилищного фонда в случаях, когда возникают проблемы с доступом к газовому оборудованию, и выработали соответствующие решения.

По итогам мероприятия принято решение о создании совместной рабочей группы, наделенной полномочиями для определения путей совершенствования совместной работы и принятия консолидированных решений, в том числе для формирования предложений по внесению изменений в Правила пользования газом в быту и улучшению работы в области административного процесса.

В рамках совещания УП «Гроднооблгаз» организовало ряд интересных мероприятий, вы-



сокий уровень проведения которых отметили все участники. На площадке ПУ «Гродногаз» состоялась выставка специализированной техники и оборудования, находящихся на вооружении служб гродненской областной газоснабжающей организации и предназначенных для ликвидации аварий и технического обслуживания газоиспользующего оборудования. В экспозиции также демонстрировались стенды по пропаганде безопасного пользования газом в быту, охране труда и пожарной безопасности, выездной стенд комбината противопожарных работ, презентации газоиспользующего оборудования разных производителей. В частности, была представлена технология восстановления и ремонта дымоходов для низкотемпературных отопительных котлов и водогрейных агрегатов на газе.

Участники совещания посетили модернизированный учебно-тренировочный полигон ПУ «Гродногаз» в д. Тарусичи, где ознакомились с объектами газораспределительной системы и газопотребления. Полигон предназначен для отработки практических навыков обслуживания газоиспользующего оборудования, ГРП, ШРП и подземных газопроводов всех давлений и оснащен современным оборудованием, соответствующим передовым технологиям в области газоснабжения. Все его объекты находятся в зоне обзора системы видеонаблюдения, что позволяет управлять действиями бригады, занятой на учениях, в режиме реального времени.



На полигоне состоялась демонстрация взаимодействия территориальных служб Госэнергогазнадзора, ЖКХ, МЧС, РОВД и скорой медицинской помощи в условной ситуации «Отравление угарным газом». Участники показательного учения продемонстрировали отточенные навыки, способность к мгновенному реагированию на возникновение чрезвычайных ситуаций и слаженным действиям.

Максим Герман,

заместитель генерального директора
ГУ «Госэнергогазнадзор»:

Тема совещания очень актуальна. За короткий отрезок времени (всего два дня) удалось обсудить основные вопросы взаимодействия Госэнергогазнадзора и газоснабжающих организаций – это большой плюс. Важным фактором получения максимального результата по обеспечению безопасности и здоровья людей является создание совместной рабочей группы для решения текущих вопросов и определения перспектив дальнейшего двустороннего сотрудничества наших организаций.

Созданная УП «Гродноблгаз» площадка для общения позволила участникам совещания не только рассмотреть проблемные вопросы текущей деятельности и наметить пути развития отношений Госэнергогазнадзора и газоснабжающих организаций, но и обменяться ценным опытом ведения работы в области обеспечения безопасности пользования газом в быту. В целях выработки наиболее эффективных методов профилактической работы мы запланировали организовать в будущем совместный семинар на данную тему.

Виктор Деюк,

заместитель директора филиала Госэнергогазнадзора
по Гродненской области:

Надзорная деятельность Госэнергогазнадзора отличается от работы газоснабжающих организаций, поэтому наладить совместную работу не так просто. Но сегодня есть все основания сказать, что направления дальнейшего взаимодействия обозначены, и мы будем стремиться его отрегулировать, поскольку наша работа, как и работа газоснабжающих организаций, направлена на обеспечение безопасности людей при использовании газа в быту.

Владимир Русь,

начальник управления систем
газоснабжения ГПО «Белтопгаз»:

Убежден, что взаимодействие газоснабжающих организаций и Госэнергогазнадзора будет полезным. Совещание показало, что у сторон есть взаимопонимание и готовность сотрудничать. Мы договорились, что будет создана рабочая группа по взаимодействию для выработки общих подходов к решению системных вопросов. В соседних государствах нет практики создания организационных структур, подобных Госэнергогазнадзору. Мы первые нарабатываем опыт в этой области на условиях правового регулирования. При этом мы не конкурируем, не передаем функции, мы работаем вместе, как обоюдно заинтересованные стороны.

Вадим Панкевич,

главный инженер Мостовского РГС
ПУ «Волковыскгаз» УП «Гродноблгаз»:

Здесь и сейчас нужно понимать, что мы нацелены на решение общей задачи – обеспечение безопасности и надежности работы газоиспользующего оборудования на объектах жилищного фонда, качественное проведение технического обслуживания и всех регламентных работ. Нам необходимо выработать общие подходы по взаимодействию эксплуатирующих, обслуживающих организаций, надзорных органов и самих потребителей газа. Совместное совещание представителей Госэнергогазнадзора и газоснабжающих организаций стало первым важным шагом на пути решения этой задачи.

Подготовлено по материалам УП «Гродноблгаз»,
ГУ «Госэнергогазнадзор»

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Факты. Прогнозы. Аналитика

ОПЕК+ подписала историческое соглашение по нефти

Состоялась крупнейшая международная сделка по сокращению нефтедобычи, которая, по мнению экспертов, спасет мировой рынок от катастрофы.

Заседание в формате ОПЕК+ прошло 9 апреля. По его итогам 22 из 23 стран договорились о снижении добычи нефти на 10 млн барр. в сутки в мае и июне, затем на 8 млн барр. в течение полугода и на 6 млн барр. – в следующие 16 месяцев. При этом Мексика отказалась взять на себя предложенные обязательства, попытки убедить ее продолжились 11 апреля.

В ходе следующего заседания стран ОПЕК+, состоявшегося 12 апреля, была достигнута договоренность с Мексикой. Речь идет о снижении добычи на 9,7 млн барр. в сутки в мае – июне (вместо ранее заявленных 10 млн барр.). Таким образом, Мексика обязуется сократить добычу всего на 100 тыс. барр. в сутки, а не на 400 тыс., как подразумевалось ранее.

В России переговоры по нефтяной сделке уже признали состоявшимися. Страна пойдет на максимальное снижение добычи по сравнению со всеми участниками соглашения, если считать от мартовских уровней.

Мировой нефтяной кризис оказался худшим за 100 лет

По сообщению делового издания Financial Times, нынешний кризис в нефтяной сфере является худшим за последние 100 лет. На рынок негативно повлияли приостановка производств по всему миру, закрытие государственных границ и прекращение авиасообщения на фоне пандемии COVID-19. Еще одним фактором оказался выход в марте России и Саудовской Аравии из сделки ОПЕК+ по снижению нефтедобычи, обваливший цены на сырую нефть до почти 20-летних минимумов.

Эксперты издания отмечают, что рынок еще не достиг дна и глобальное потребление нефти в ближайшие месяцы может снизиться еще на 10–25%. На протяжении нескольких месяцев все нефтехранилища мира окажутся переполненными, та же

ситуация ожидает супертанкеры, используемые как дополнительные резервуары для хранения.

Согласно прогнозам, миру может не хватить места для хранения нефти уже в ближайшие три месяца, так как за первую половину 2020 года запасы увеличатся на 1,8 млрд барр. Учитывая, что доступный потенциал складских мощностей составляет около 1,6 млрд барр., производители будут вынуждены сократить производство.

По сообщению Bloomberg, мировая нефтяная отрасль вступает в период беспрецедентного снижения спроса, который обещает преобразить ее на долгие годы.

По оценкам некоторых аналитиков, ежедневное потребление нефти в апреле упадет на 15–22 млн барр. в день по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. Компания Energy Aspect Ltd. прогнозирует, что мировая цена на нефть марки Brent может упасть почти до \$ 10 за баррель, чего не наблюдалось более двух десятилетий. Восстановление положения в краткосрочной перспективе представляется маловероятным, поскольку спрос остается в условиях свободного падения.

Великобритания сняла ограничения на субсидии для новых ВЭС на суше

По сообщению Bloomberg Energy, правительство Великобритании сняло запрет на субсидии для новых наземных ветропарков после нескольких лет отказа в поддержке. Это изменение станет стимулом для развития ветроэнергетики на суше.

Субсидирование отрасли было прекращено четыре года назад, после того как жители сельских районов выразили обеспокоенность тем, что ветровые установки снижают визуальную привлекательность все большего количества объектов туристического бизнеса. После перехода к политике сдерживания отрасли мощность новых наземных ВЭС в стране в прошлом году упала до самого низкого уровня с 2015 года. Специалисты считают, что после снятия ограничений Великобритания может стать мировым лидером в области возобновляемых источников энергии.

По прогнозам Международного энергетического агентства, ветровая генерация на суше к 2040 году станет одним из самых дешевых источников электроэнергии.

Цены на газ в Европе опустились до исторических минимумов

В марте спотовые газовые котировки опустились до уровня \$ 100 за 1 тыс. м³. Спрос на голубое топливо снизился в связи с карантинными мерами, из-за чего «Газпрому» угрожают форс-мажоры по нескольким контрактам. По сообщению «Ъ», в нынешнем году стоимость газа в Европе, которая является для российской компании ключевым экспортным рынком, может оказаться наиболее низкой за 15 лет.

Текущая ситуация на рынках энергоресурсов сопоставима только с 2004 годом, когда средняя цена



Brent равнялась \$ 38,3 за баррель, а организованных спотовых торгов газом в Европе еще не было. Тогда средняя экспортная цена «Газпрома» для поставок в дальнее зарубежье находилась на уровне \$ 138 за 1 тыс. м³.

За последние 5 лет мощности по хранению природного газа в Европе по состоянию на 1 марта использовались, как правило, на 38 %, в нынешнем году этот показатель увеличился более чем наполовину. По сообщению Управления по энергетической информации министерства энергетики США (U.S. Energy Information Administration), заполняемость газовых хранилищ Европы на конец зимнего периода достигла рекордных 60 %.

Эксперты U.S. Energy Information Administration уверены, что столь высокий уровень запасов природного газа стал результатом мягкой зимы, а также возросшего импорта трубопроводного газа и СПГ.

Крупнейший покупатель природного газа в Китае отменил импорт энергоресурса

По сообщению Bloomberg, из-за пандемии коронавирусной инфекции компания China National Petroleum Corp. (CNPC) объявила форс-мажор на импорт природного газа, включая СПГ. Корпорация, которая является крупнейшим покупателем газа, намерена в ближайшей перспективе отменить контрактные поставки. По крайней мере один продавец СПГ уже был уведомлен. На какие объемы импорта и какой период времени распространяется форс-мажор, пока неизвестно. Один из поставщиков СПГ сообщил, что часть поставок может быть отложена на третий квартал.



Крупнейшими поставщиками СПГ в Китай являются Австралия, Катар и Малайзия, трубопроводного газа – Россия, Туркменистан, Казахстан, Узбекистан и Мьянма. Российский «Газпром», который начал поставлять газ в КНР по трубопроводу в декабре, заявил, что компания не получала уведомления о форс-мажоре и в настоящее время поставки продолжают.

Биогаз и биометан: мировой рынок и перспективы роста

Согласно докладу Международного энергетического агентства (МЭА) «Прогноз для биогаза и биометана. Перспективы органического роста», в мире используется лишь незначительная часть потенциала этих видов топлива. В 2018 году в мире было произведено 35 млн т н.э. биогаза и биометана.

Между тем газообразное топливо, производимое из органических отходов, может заместить примерно 20 % сегодняшнего мирового потребления газа.

Биогаз является хорошим источником энергии и тепла для местных сообществ и чистым топливом для приготовления пищи в домашних хозяйствах. Его преобразование в биометан создает продукт, сочетающий все преимущества природного газа с нулевым балансом выбросов парниковых газов.

По мнению экспертов МЭА, объемы сырья для выработки биогаза/биометана вырастут в мире к 2040 году на 40 %. Газ биологического происхождения пока дороже природного, но прогнозируется, что с течением времени разрыв в затратах сократится. Средняя цена на биометан, производимый сегодня, составляет около \$ 19 за миллион британских тепловых единиц (MBtu), не считая дополнительных затрат на подготовку для его впрыскивания в газовые сети. Тем не менее, согласно докладу МЭА, около 30 млн т н.э. (~40 млрд м³) биометана – в основном свалочного газа – может быть произведено уже сегодня по ценам, сопоставимым с внутренними ценами на природный газ.

Производство и использование топлива на основе биоотходов соответствуют принципам круговой экономики, в которой ресурсы используются рационально, в том числе повторно, а растущий спрос на энергию может быть удовлетворен экологически устойчивым способом.

Китайская энергетическая госкомпания начала реализовывать проекты возобновляемой энергетики

Китай пытается возобновить реализацию крупных энергетических проектов в условиях пандемии COVID-19. По сообщению Bloomberg News, китайская государственная компания China Three Gorges New Energy Co., занимающаяся разработкой проектов в сфере экологически чистой энергетики, начала строительство 25 электростанций на возобновляемых источниках. Совокупная мощность проектов составит 3,92 ГВт, а их реализация затронет 14 провинций, включая Гуандун, Цзянсу, Фуцзянь, Нинся и Хэбэй, и позволит создать 17 тыс. рабочих мест на время строительства.

Согласно ежегодному отчету Глобального совета по ветроэнергетике за 2018 год, все более важную роль в мире будет играть офшорная энергетика. Сегодня на морских электростанциях вырабатывается лишь 10 % от всей ветровой энергии, но эксперты прогнозируют, что к 2023 году этот показатель вырастет до 25 %, причем лидером отрасли станет Китай.

В целом прибрежная ветроэнергетика выросла в 2018 году на 20 %, а ее мощность увеличилась на 51,3 ГВт. В Поднебесной за год выработали 20 % от всей энергии морского ветра, в то время как в Великобритании – 34 %, в Германии – 28 %. При этом на Китай, по данным Inverse, пришлось 40 % новых офшорных электростанций, введенных в строй в 2018 году.

В этом году BNEF понизил свои прогнозы для солнечных и ветровых установок в Китае, но предупредил, что после вспышки вируса мощности могут быстро возрасти. Аналитики теперь ожидают их прироста максимум на 43 ГВт вместо 45 ГВт, заявленных ранее.

КНР лидирует в мире не только по установке новых ветровых и солнечных электростанций, но и по производству фотоэлектрических панелей, используемых практически повсеместно. После отмены карантина в КНР производители начали намер-



стывать упущенное. Компания JA Solar, занявшая по итогам 2019 года второе место в мире по объемам поставок фотоэлектрических преобразователей, объявила, что в текущем кризисном году собирается поставить на мировой рынок солнечные панели суммарной мощностью 16 ГВт. Лидер мирового рынка, китайская компания JinkoSolar, планирует довести мощность выпускаемых модулей до 18–20 ГВт (в 2019 году она составила 14,2 ГВт), а компания LONGi – превзойти показатель в 20 ГВт к концу года.

Таким образом, если еще в начале 2019 года для лидеров отрасли речь шла о преодолении рубежа в 10 ГВт годового выпуска солнечных модулей, то сегодня целый ряд компаний переходит в категорию 15+ ГВт.

Производство компонентов для гелиоэнергетики растет невероятно высокими темпами. Имеющиеся и строящиеся в 2020 году производственные мощности вполне способны удовлетворять годовой спрос в объеме примерно 150 ГВт.

Нейтринные источники энергии могут стать реальностью

Среди конкурентоспособных передовых технологий выработки электроэнергии в финальной стадии внедрения находится на сегодняшний день лишь технология Neutrinovoltaic – способ генерации постоянного электрического тока под воздействием частиц невидимого спектра излучения. На основе этой технологии компания Neutrino Energy Group планирует через два года начать выпуск автономных компактных источников постоянного тока Neutrino Power Cube®. В их производстве используются недорогие и общедоступные материалы, что обеспечивает привлекательные для потребителя ценовые параметры производимой электроэнергии. По предварительным расчетам декларируется цена минимум на 50 % ниже стоимости электроэнергии, вырабатываемой солнечными панелями. Кроме того, компания анонсирует, что эксплуатационные расходы таких источников равны нулю.

Компактность нейтринных источников постоянного тока позволяет легко встроить их в корпус электромобиля. При существующей схеме работы электромобиля с аккумуляторной батареей это может значительно увеличить его пробег между зарядками. Если же владелец использует машину для поездок на относительно короткие расстояния, например, из дома на работу и обратно, то наличие встроенных нейтринных источников тока позволит вообще отказаться от зарядки электромобиля от общей сети, так как устройство способно генерировать ток 24 часа в сутки 365 дней в году. С целью еще

больше увеличить пробег разработчики приступили к поиску технического решения, которое позволит корпусу электромобиля также «собирать» электроэнергию из окружающей среды.

Эксперты прогнозируют значительный рост ветроэнергетических мощностей

Согласно новому прогнозу консалтинговой компании Wood Mackenzie, в период с 2020 по 2029 год включительно среднегодовые темпы прироста мощностей ветроэнергетики в мире будут составлять 77 ГВт. Это означает рост глобальной установленной мощности на 112 % в указанный период, то есть за ближайшие 10 лет она более чем удвоится и превысит 1400 ГВт.

Как отмечается в отчете Wood Mackenzie «Global Wind Power Market Outlook Update: Q1 2020», в 2019 году ветроэнергетика прирастет на 62 ГВт. Это немного превышает недавнюю оценку Глобального совета ветроэнергетики (GWEC). Несмотря на некоторые препятствия, с которыми сектор столкнется в 2020 и 2021 годах из-за последствий текущей пандемии, аналитики прогнозируют мощный рост его суммарной мощности во всем мире в течение десятилетия.

Ранее WoodMac понизила прогнозный показатель развития мировой ветроэнергетики на 2020 год в связи с коронавирусом, однако и этот прогноз обещает рекордный прирост мощностей в отрасли.

В новом отчете обозначены следующие ключевые моменты:

- за десятилетие в Китае будет введено 250 ГВт ветроэлектростанций, в том числе 26 ГВт в 2020 году, несмотря на задержки, связанные с пандемией;
- в остальной части Азии прирост ветромощностей составит 107 ГВт, причем 51 % придется на Индию, в которой приняты чрезвычайно амбициозные планы развития ВИЭ;
- Европа, стремясь достичь своих климатических целей, добавит 225 ГВт за указанный период. Все более важную роль будет играть офшорная ветроэнергетика: на ее долю придется 32 % новых мощностей в Западной Европе и 43 % – в Северной;
- на Ближнем Востоке и в Африке ожидается феноменальный среднегодовой рост в 23 %. За рассматриваемый период в субрегионе введут в строй 48 ГВт мощностей ветроэнергетики. Почти 60 % этого объема будет сосредоточено в Египте, Саудовской Аравии и Южной Африке;
- офшорная ветроэнергетика США в течение ближайших 10 лет прирастет на 23,3 ГВт;
- в Латинской Америке будет ежегодно вводиться более 4 ГВт ВЭС, среднегодовой рост составит 9 %.

Следует отметить возросший оптимизм WoodMac по сравнению с более ранними оценками. В конце 2018 года компания прогнозировала, что в период с 2018 по 2027 год в мире будет введено в строй более 680 ГВт новых ВЭС (примерно 68 ГВт в среднем за год). Теперь прогнозные темпы роста существенно выросли.

В соответствии с прогнозом Wood Mackenzie, на начало 2030 года установленная мощность мировой ветроэнергетики составит примерно 1400–1450 ГВт. При этом доля в ней России к 2030 году вряд ли превысит 0,5 %.

Подготовлено по материалам международных энергетических агентств, информационных порталов

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АНАЛИЗА И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ В УСЛОВИЯХ SMART GRID

В статье анализируются новая структура, схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение распределительных (в основном городских) электрических сетей 0,38–10 кВ в условиях Smart Grid. Усовершенствованы традиционные задачи расчета и анализа установившихся режимов городских электросетей, выбора их оптимальных точек размыкания, определения технологического расхода электроэнергии и управления режимами современных и перспективных распределительных сетей.



М.И. ФУРСАНОВ,
д.т.н., профессор, заведующий
кафедрой «Электрические системы»
БНТУ

Новые условия функционирования энергетики, повышение требований к технологическому состоянию отрасли, надежности энергосистем в большинстве развитых стран предопределили переход к реструктуризации электрических сетей на базе новой инновационной концепции Smart Grid – интеллектуальных электрических сетей. Это подразумевает не только обновление основных производственных активов электросетей (проводников, кабелей, трансформаторов, коммутационных аппаратов, средств измерения и передачи информации, автоматизации, паспортизации и др.), но и обеспечение энергетической и экологической безопасности и эффективности новой технологии.

Схемные и конструктивные решения Smart Grid

Определение, структура, схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях Smart Grid представлены в [1]. Термин «Smart Grid» официально применяется с 2003 года [2], хотя до сих пор единой трактовки этого понятия не существует. В США, Европейском союзе и Российской Федерации при описании интеллектуальных (умных)

электросетей используются различные атрибуты и признаки.

В нашей стране термин «Smart Grid» применительно к распределительным электрическим сетям определен проектом стандарта ГПО «Белэнерго» СТП 09110.47.104-11 [3]. Согласно документу Smart Grid представляет собой систему нового поколения, интегрирующую производителей, потребителей электрической энергии и электрические сети, образуя единое информационное и коммутационное пространство. Система позволяет в реальном времени отслеживать и контролировать режимы работы всех участников процесса выработки, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

Для обеспечения автоматизации управления режимами сложных городских электрических сетей и оперативными переключениями при авариях в условиях Smart Grid следует применять разнообразные новые схемные и конструктивные решения. Уже сегодня их насчитывается более шести десятков.

Новые схемные решения предусматривают привязку перспективных сетей к карте местности и возможность вносить изменения в работу объектов генерации и потребления электроэнергии с целью поддержки оптимального (близкого к равномерному) графика нагрузки



А.А. ЗОЛОТОЙ,
к.т.н., доцент кафедры
«Электрические системы» БНТУ



В.В. МАКАРЕВИЧ,
заведующий ОНИЛ «Инновационная
энергетика» БНТУ

энергосистемы. Кроме того, новые схемные решения должны иметь оптимальный уровень автоматизации, содержать технические решения по управлению эксплуатацией электросетей и изменению параметров активных и реактивных сопротивлений.

Определенные шаги в этом направлении в Белорусской энергосистеме уже сделаны: применяются выключатели нагрузки с поддержкой дистанционного управления по каналам

связи устройств телемеханики, реклоузеры, позволяющие оперативно управлять электроснабжением потребителей, более совершенные кабели, муфты, изолированные провода, трансформаторы и т.д.

Наиболее яркой особенностью современных энергосистем является появление разнообразных объектов распределенной генерации (турбины внутреннего сгорания, солнечные и ветроустановки, электростанции на биомассе, солнечные установки, накопители и т.д.). Они коренным образом меняют структуру городских электрических сетей. Если раньше потребитель получал электроэнергию в основном от одного (двух) источников питания энергосистемы, то в условиях Smart Grid он может не только частично получать электропитание от собственного источника генерации, но и работать в изолированном от энергосистемы режиме, в условиях собственной микроэнергосистемы.

Перспективные подходы к расчету и анализу режимов распределительных сетей, более совершенных, чем традиционные, предложены ниже.

Начало расчета режимов усовершенствованных распределительных сетей

Рассмотрим разомкнутую схему электрической сети 10 кВ, представленную на рисунке 1. Схема состоит из 14 ветвей и 15 узлов. Центром питания (ЦП1) является узел 1. К узлам 6, 21, 23, 24, 32, 33 и 41 подключены электрические нагрузки (обозначены стрелками), а к узлу 51 – понижающий трансформатор ТП51 10/0,4 кВ с ВЛ-1 напряжением 0,38 кВ (участок линии 01–03, фазы А, В и С; участки 01–02 и 01–11, также три фазы; участок 02–21, фазы В и С; участок 02–03, фаза А).

В современной сети нагрузки всех фаз линий 0,38 кВ задаются в виде установленных активных ($P_{уст}$) и реактивных ($Q_{уст}$) мощностей и долей активной и реактивной мощности рассчитываемой ступени (Δt) заданных типовых графиков нагрузки $P_{(\Delta t)}$, $Q_{(\Delta t)}$ узлов 11, 21 и 03.

На головных участках современных распределительных линий уже имеются графики нагрузок, регистрируемые средствами телемеханики.

Численные значения нагрузок узлов фаз А, В и С линий 0,38 кВ определяются по формулам:

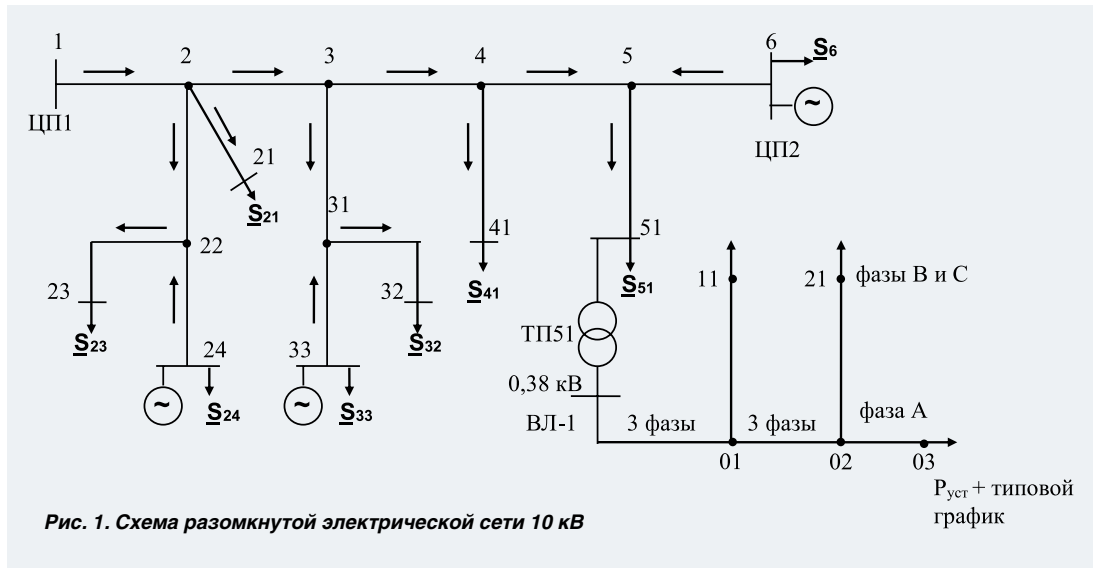


Рис. 1. Схема разомкнутой электрической сети 10 кВ

$$P_{\text{фазы}} = P_{\text{уст.фазы}} \cdot P_{\text{фазы}(\Delta t)}^* \quad (1)$$

$$Q_{\text{фазы}} = Q_{\text{уст.фазы}} \cdot Q_{\text{фазы}(\Delta t)}^* \quad (2)$$

Например, нагрузки фазы А узла 0,3 ВЛ-1 равны:

$$P_{\text{HA0,3}(\Delta t)} = P_{\text{уст.А0,3}} \cdot P_{\text{А0,3}(\Delta t)}^* \quad (3)$$

$$Q_{\text{HA0,3}(\Delta t)} = Q_{\text{уст.А0,3}} \cdot Q_{\text{А0,3}(\Delta t)}^* \quad (4)$$

Электрическая нагрузка S_{51} узла 51 равна сумме расчетных значений нагрузок потребителей всех фаз ВЛ-1 и потеря мощности в понижающем трансформаторе ТП51 (ΔP_{x51} , $\Delta P_{н51}$, ΔQ_{x51} , $\Delta Q_{н51}$):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{51} = (P_{51} - jQ_{51}) = & (P_{\text{HA03}} + P_{\text{HA11}} + P_{\text{HB11}} + P_{\text{HC11}} + \\ & + P_{\text{HB21}} + \Delta P_{\text{HA51}} + \Delta P_{\text{x51}}) - j(\Delta Q_{\text{HA03}} + Q_{\text{HA11}} + Q_{\text{HB11}} + \\ & + Q_{\text{HC11}} + Q_{\text{HB21}} + \Delta Q_{\text{HA51}} + \Delta Q_{\text{x51}}). \end{aligned}$$

Электрические нагрузки всех других узлов схемы (6, 21, 23, 24, 32, 33, 41) вычисляются таким же образом. После этого с использованием значений нагрузок традиционным способом определяются потоки мощности на всех участках схемы. По полученным данным вычисляются доли нагрузок в потоках на каждом участке (коэффициенты распределения мощностей P и Q – $K_{\text{HP}(\Delta t)}$ и $K_{\text{HQ}(\Delta t)}$) в суммарной величине всех нагрузок схемы. На следующем этапе более точно рассчитываются потоки и потери мощности на всех участках схемы по замеренным значениям $P_{12(\Delta t)}^H$ и $Q_{12(\Delta t)}^H$ графиков потребления электроэнергии на головном участке линии 10 кВ.

Расчет производится следующим образом. Значения потоков мощности $P_{12(\Delta t)}^H$ и $Q_{12(\Delta t)}^H$ в начале распределительной линии берутся из графика потребления электроэнергии, в конце линии – вычисляются по формулам:

$$P_{12(\Delta t)}^K = P_{12(\Delta t)}^H - \Delta P_{\text{H12}(\Delta t)} \quad (5)$$

$$Q_{12(\Delta t)}^K = Q_{12(\Delta t)}^H - \Delta Q_{\text{H12}(\Delta t)} \quad (6)$$

Потоки мощности в начале участков $P_{2-3(\Delta t)}^H$, $Q_{2-3(\Delta t)}^H$; $P_{2-21(\Delta t)}^H$, $Q_{2-21(\Delta t)}^H$ и $P_{2-22(\Delta t)}^H$, $Q_{2-22(\Delta t)}^H$ уточняются по полученным

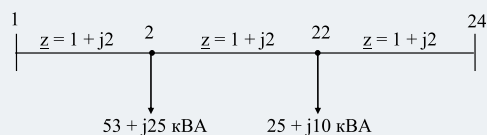


Рис. 3. Расчетная схема линии с двухсторонним питанием с замкнутым текущим разрезом в ветви 2–21

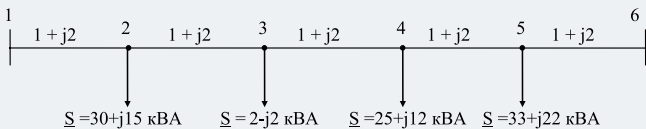


Рис. 4. Расчетная схема линии с двухсторонним питанием с замкнутым участком 4–5

$$S_{2-22a} = S_{1-2a} - S_2 = -9,3 + j5,0 \text{ кВА};$$

$$S_{21-24a} = S_{2-22a} - S_{22} = 34,3 + j5,0 \text{ кВА}.$$

Модули потоков на всех участках схемы (рис. 3) имеют следующие значения:

$$|S_{1-2a}| = \sqrt{P_{1-2a}^2 + Q_{1-2a}^2} = \sqrt{43,7^2 + 20^2} = 48,1 \text{ кВА};$$

$$|S_{2-22a}| = \sqrt{P_{2-22a}^2 + Q_{2-22a}^2} = 10,6 \text{ кВА};$$

$$|S_{22-24a}| = \sqrt{P_{22-24a}^2 + Q_{22-24a}^2} = 34,7 \text{ кВА}.$$

Таким образом, наименьший экономический поток мощности (10,6 кВА) наблюдается на участке 2–22, где выполнен текущий разрез сети, поэтому принятое исходное положение разреза является оптимальным.

Далее оптимизируется текущее положение разреза в ветви 4–5 схемы (рис. 4).

Экономические потоки мощности в схеме также считаются только по эквивалентным сопротивлениям:

$$P_{1-2a} = \frac{P_2 R_{2-6} + P_3 R_{3-6} + P_4 R_{4-6} + P_5 R_{5-6}}{R_{1-6}} = \frac{30 \cdot 4 - 3 \cdot 3 + 25 \cdot 2 + 33 \cdot 1}{1+1+1+1+1} = 39,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{1-2a} = 20,0 \text{ квар};$$

$$S_{2-3a} = S_{1-2a} - S_2 = (39,4 + j20,0) - (30,0 + j5,0) = 9,4 + j5,0 \text{ кВА};$$

$$S_{3-4a} = 11,4 + j7,0 \text{ кВА};$$

$$S_{4-5a} = 13,6 + j5,0 \text{ кВА};$$

$$S_{5-6a} = 46,6 + j27,0 \text{ кВА}.$$

Модули экономических потоков мощности в схеме равны:

$$|S_{1-2a}| = 44,20 \text{ кВА};$$

$$|S_{2-3a}| = 10,6 \text{ кВА};$$

$$|S_{3-4a}| = 13,4 \text{ кВА};$$

$$|S_{4-5a}| = 14,5 \text{ кВА};$$

$$|S_{5-6a}| = 53,9 \text{ кВА}.$$

Наименьший экономический поток определяется на участке 2–3, поэтому начальное положение разреза сети следует перенести на данный участок из ветви 4–5.

Итак, в сети 1–6 точка размыкания установлена на участке 2–3. Это значит, что суммарная расчетная мощность нагрузок S_{p6} , которые должны будут питаться от источника малой генерации узла 6 ($S_6 = 90 + j45 \text{ кВА}$), составит:

$$S_{p6} = S_6 + S_5 + S_4 + S_3 = (45 + j20) + (33 + j22) + (25 + j12) - (2 + j2) = 101 + j52 \text{ кВА}.$$

Видно, что $S_{p6} = (101 + j52) > S_6 = (90 + j45)$, поэтому точку размыкания участка 1–2 придется перенести ближе к узлу 6 схемы сети: сначала на участок 3–4, где $S_{p6} = S_6 + S_5 + S_4 = (103 + j54) \text{ кВА}$ (по-прежнему больше S_6), а затем – на участок 4–5, где $S_{p6} = S_6 + S_5 = (78 + j42) \text{ кВА}$.

Это означает, что оптимальное положение точки размыкания рассматриваемой сети останется на участке 4–5.

Известно, что удачный выбор начальных точек размыкания сети значительно сокращает время их оптимизации. Решение этой задачи выполняется на основе эффективного алгоритма Дейкстры [6], который позволяет осуществить выбор начального приближения к оптимальным точкам размыкания за небольшое и заранее предусмотренное количество шагов.

Расчет технологического расхода (потерь) электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ

Более подробно усовершенствованная авторами методика оперативных расчетов технологического расхода (потерь) электроэнергии в современных распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ приведена в [7]. Эта перспективная методика разработана на основе значений установленных активных ($P_{уст}$) и реактивных ($Q_{уст}$) мощностей нагрузок фаз линий 0,38 кВ и их типовых графиков нагрузки $P_{(\Delta t)}$ и $Q_{(\Delta t)}$, заданных в относительных единицах, а также на основе телемеханических графиков нагрузок на головных участках распределительных линий 6–10 кВ, в местах дополнительной установки цифровых приборов учета и в узлах с источниками распределенной генерации.

Современный график нагрузок за месяц в электрических сетях 0,38–10 кВ районов электросетей состоит из 1488 получасовых (Δt) измерений. В методике предложен новый способ определения потоков электроэнергии на всех участках распределительных линий. Делается это следующим образом.

1. Сначала вычисляются расчетные значения активных и реактивных мощностей потребителей всех фаз линий 0,38 кВ в единицах измерения (кВт и квар соответственно). Пример определения нагрузки фазы А в узле 3 схемы (рис. 1):

$$P_{HA03(\Delta t)} = P_{уст03} \cdot P_{03A(\Delta t)}^*, \text{ кВт}; \quad (10)$$

$$Q_{HA03(\Delta t)} = Q_{уст03} \cdot Q_{03A(\Delta t)}^*, \text{ квар}. \quad (11)$$

На основе полученных значений фазных активных и реактивных мощностей нагрузок определяются их суммарные значения по всем линиям 0,38 кВ:

$$P_{H\Sigma(\Delta t)} = \sum P_{HA(\Delta t)} + \sum P_{HB(\Delta t)} + \sum P_{HC(\Delta t)}, \text{ кВт}; \quad (12)$$

Таблица. Результаты расчета технологических потерь электроэнергии филиала по каждой распределительной линии (РЛ)

Наименование подстанции и РЛ	W _{акт} в РЛ	Технические потери электроэнергии											
		W _{лин 6–10}		W _{лин 0,38}		W _{тр.наг.}		W _{тр.хх.}		W _{доп.}		W	
		тыс. кВт·ч	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч	%	тыс. кВт·ч
ПС 110 кВ «Жалы» / КВЛ № 513	106,545	0,669	0,628	0,569	0,534	0,095	0,089	7,322	6,872	2,178	2,044	10,833	10,167
ПС 110 кВ «Жалы» / ВЛ № 512	48,974	0,516	1,054	0,153	0,313	0,039	0,079	5,314	10,85	2,795	5,708	8,817	18,004
ПС 110 кВ «Редковичи» / ВЛ № 520	60,602	0,092	0,152	0,212	0,349	0,086	0,142	3,542	5,845	1,113	1,836	5,045	8,325
...
ПС 110 кВ «Редковичи» / ВЛ № 522	10,940	0,013	0,116	0,011	0,096	0,01	0,088	0,985	9,003	0,9	8,228	1,918	17,531
ПС 35 кВ «Сосны» / КВЛ № 187	50,336	0,375	0,745	0,415	0,825	0,065	0,129	3,204	6,365	1,552	3,084	5,611	11,148
ПС 35 кВ «Сосны» / ВЛ № 186	29,444	0,075	0,254	0,072	0,244	0,027	0,09	2,722	9,243	1,032	3,505	3,927	13,336
ИТОГО по РЭС	5734,813	57,121	0,996	60,48	1,055	10,882	0,19	280,837	4,897	93,746	1,635	503,067	8,772

$$Q_{н\Sigma(\Delta t)} = \sum Q_{нА(\Delta t)} + \sum Q_{нВ(\Delta t)} + \sum Q_{нС(\Delta t)}, \text{ квар.} \quad (13)$$

2. Все полученные расчетные значения мощностей потребителей 0,38 кВ пересчитываются в относительные единицы по отношению к их суммарным замерам. В таком виде они представляют собой доли $K_{уР(\Delta t)}$ и $K_{уQ(\Delta t)}$ (коэффициенты распределения) рассчитанных нагрузок всех фаз от суммарных величин. Например, для фазы А узла 3

$$k_{нРА03(\Delta t)} = \frac{P_{нА03(\Delta t)}}{P_{н\Sigma(\Delta t)}}, \text{ о.е.}; \quad (14)$$

$$k_{нQA03(\Delta t)} = \frac{Q_{нА03(\Delta t)}}{Q_{н\Sigma(\Delta t)}}, \text{ о.е.} \quad (15)$$

3. По данным пункта 2 на основе традиционного принципа распределения режима разомкнутой электросети определяются фазные значения коэффициентов распределения $K_{уР(\Delta t)}$ и $K_{уQ(\Delta t)}$ на всех участках рассчитываемой сети 0,38 и 6(10) кВ. Эти значения характеризуют потокораспределение сети в относительных единицах.

4. Определяется расчетная величина потока электроэнергии. Она равна сумме значений электропотребления и генерации, замеренных на высоковольтных шинах ТП 6(10)/0,4 кВ, и потерь холостого хода трансформаторов. На основании полученных величин по первому правилу Кирхгофа определяются потоки электроэнергии на всех участках распределительной сети.

5. С использованием полученных значений потоков электроэнергии ($W_{Рры(\Delta t)}$, $W_{Qры(\Delta t)}$) и замеренных значений графиков нагрузки на головных участках схем линий $W_{Рзгы(\Delta t)}$, $W_{Qзгы(\Delta t)}$ вычисляются потоки электроэнергии $W_{Рры(\Delta t)}^{н \text{ расп}}$, $W_{Qры(\Delta t)}^{н \text{ расп}}$, предназначенные для их последующего распределения по всем участкам сети 0,38–10 кВ с учетом потерь электроэнергии и коэффициентов распределения:

$$W_{Рры(\Delta t)}^{н \text{ расп}} = W_{Рзгы(\Delta t)} - W_{Рры(\Delta t)}; \quad (16)$$

$$W_{Qры(\Delta t)}^{н \text{ расп}} = W_{Qзгы(\Delta t)} - W_{Qры(\Delta t)}. \quad (17)$$

6. На основе всех расчетных значений потоков электроэнергии на участках сети 0,38 и 6(10) кВ и фазных потоков

сети вычисляются все значения потерь электроэнергии. Программное обеспечение (ПО) DWRES, разработанное авторами статьи, эксплуатируется во всех филиалах электрических сетей Белорусской энергосистемы [7]. Оно позволяет получать суммарные результаты расчета технологических потерь электроэнергии филиала в табличном виде и по каждой распределительной линии (см. таблицу).

Кроме того, результаты расчета могут по-разному отображаться графически. На рисунке 5 представлен первый вариант автоматической раскладки графа сети 0,38–6(10) кВ для каждой распределительной линии (в круге А показан увеличенный фрагмент линии), на рисунке 6 – второй вариант.

Управление режимами городских электросетей в условиях Smart Grid

Smart Grid – это система нового поколения, позволяющая оперативно в автоматическом режиме осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей при минимальном влиянии человеческого фактора. Это означает, что управление режимами городских электросетей в условиях Smart Grid должно быть совершенно иным по сравнению с традиционным. Если сети, не относящиеся к интеллектуальным, являются несовершенными и нуждаются в постоянном улучшении, то умные электросети считаются «идеальными», и управление их режимами должно осуществляться только при отклонении эксплуатационных режимов от оптимальных. Это требует выработки и использования адекватных аналитических критериев и подходов к оценке, анализу и управлению режимами умных электросетей.

Практический опыт, дискуссии, аналитические исследования и расчеты показали, что в качестве таких критериев следует использовать:

- оптимальный (минимальный) технологический расход электроэнергии (в случае когда поддержание эффективных режимов работы сети необходимо осуществлять только за счет организационных мероприятий);

- экономически обоснованное значение стоимости передачи электрической энергии, поддержание которого следует

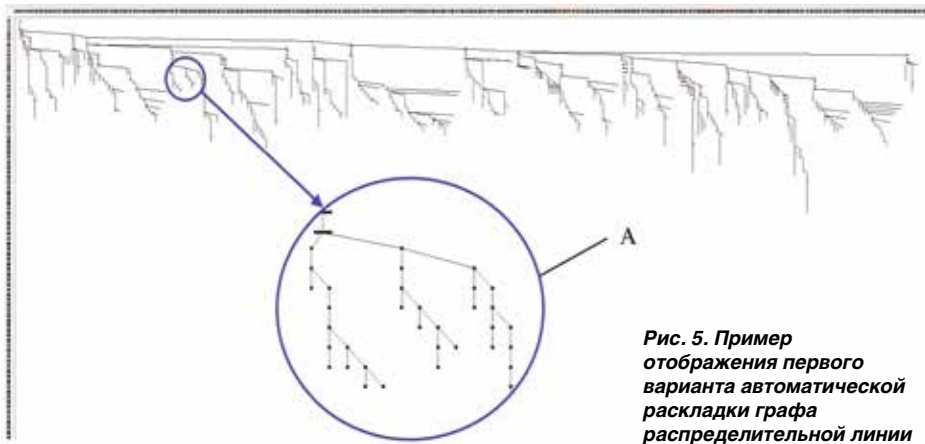


Рис. 5. Пример отображения первого варианта автоматической раскладки графа распределительной линии

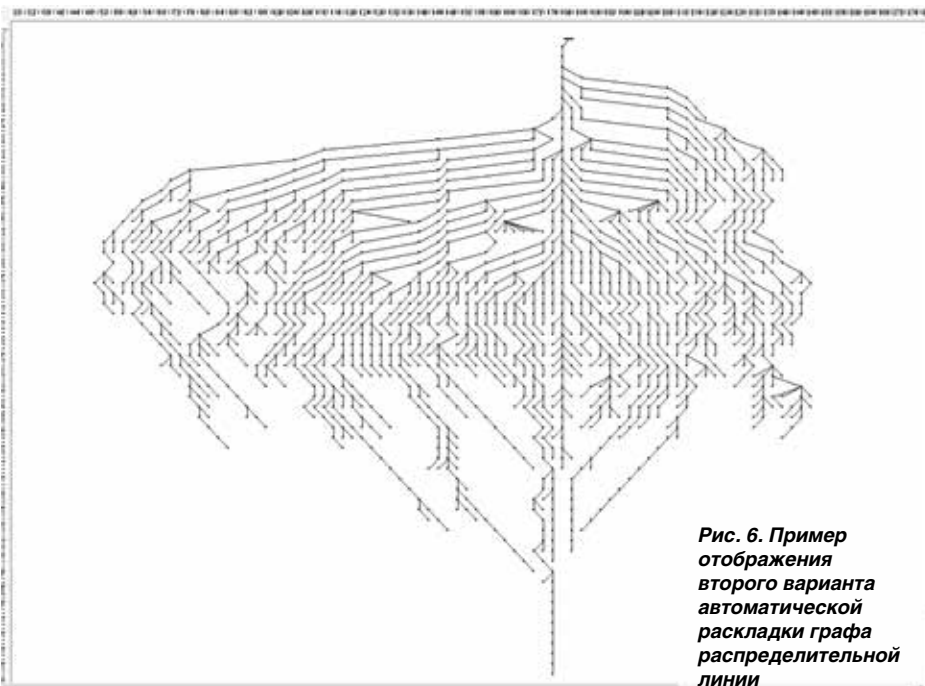


Рис. 6. Пример отображения второго варианта автоматической раскладки графа распределительной линии

выполнять на основе аналитически обоснованных (выбранных и рекомендованных) мероприятий, требующих финансовых затрат.

Исследования показали также, что анализ технических потерь электроэнергии (ΔW) целесообразно проводить на основе аналитических зависимостей потерь в относительных (%) и абсолютных (тыс. кВт·ч) единицах в функции отпуска в сетях электрической энергии W_p [8–10]. Анализ зависимостей $\Delta W \% = f(W_p)$ показал, что относительные потери имеют минимум, соответствующий равенству условно-постоянных и переменных потерь электроэнергии.

Выводы

1. Проанализированы новая структура, схемно-конструктивные решения и ин-

формационное обеспечение распределительных (в основном городских) электрических сетей 0,38–10 кВ в условиях Smart Grid.

2. Разработаны алгоритмы и программа расчета режимов усовершенствованных распределительных сетей на основе телемеханических графиков нагрузки на головных участках линий 10 кВ и численных значений фазных нагрузок узлов линий 0,38 кВ.

3. Предложен метод выбора оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях Smart Grid с учетом генерирующих источников потребителей.

4. Использование ПО DWRES позволяет графически отображать результаты расчета технологического расхода (потерь) электроэнергии филиала в виде двух вариантов автоматической раскладки графа распределительных линий.

Список литературы

1. Фурсанов, М.И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М.И. Фурсанов // Энергетика. Изв. высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2017. – № 5. – С. 393–406.
2. Кобец, Б.Б. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SMART GRID / Б.Б. Кобец, И.О. Волкова. – М.: ИАЦ Энергия, 2010. – 208 с.
3. Методические рекомендации по автоматизации распределительных электрических сетей 0,4–10(6) кВ Белорусской энергосистемы: проект СТП 09110.47.104-11.
4. Фурсанов, М.И. Учет потребительских энергоисточников в расчетах распределительных электрических сетей 6–10 кВ / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич // Энергетика. Изв. высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2011. – № 4. – С. 11–15.
5. Фурсанов, М.И. Об управлении режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой // Энергетика. Изв. высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2018. – № 1. – С. 15–27.
6. Кратчайшие пути из одной вершины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://comp-science.narod.ru/KPG/Deikstr.htm>. – Дата доступа: 15.06.2016.
7. Фурсанов, М.И. Методические принципы расчета и анализа разомкнутых электрических сетей с несколькими источниками питания / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич, А.Н. Муха // Энергетика. Изв. высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2009. – № 3. – С. 5–13.
8. Воропай, Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Н.И. Воропай // Малая энергетика: материалы международной научно-технической конференции, Москва, 11–14 окт. 2005 г. / г. Москва, Россия; редкол.: В.И. Гладков (гл. ред.) [и др.]. – Москва, 2005. – С. 12–14.
9. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-на-Дону: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720 с.
10. Гапанюк, С.Г. Нахождение оптимальных точек разреза контуров в замкнутых сетях 6–10 кВ с использованием ЭВМ / С.Г. Гапанюк, Д.В. Ковальчук // Актуальные проблемы энергетики: материалы научно-технической конференции студентов и аспирантов, Минск, 2014 / Минск, Беларусь; редкол.: И.П. Матвеев (гл. ред.) [и др.]. – Минск, 2014. – С. 87–88.

АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК В КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОМ СЕКТОРЕ

Наметившаяся тенденция увеличения объемов электропотребления в коммунально-бытовом секторе потребовала проведения анализа фактических нагрузок в электросетях с целью выявления допустимого роста этого потребления (без реконструкции сети) и выполнения соответствующих расчетов в случаях, когда реконструкция потребуется. Решить эти задачи позволяют внедренные на ряде объектов коммунально-бытового сектора автоматизированные системы учета электрической энергии (АСКУЭ). Расчеты, произведенные на основе предоставленной АСКУЭ оперативной фактической информации, дадут возможность обеспечить возрастающую потребность в электроэнергии при соблюдении допустимых потерь на ее транспорт в электросетях и показателей надежности электроснабжения.



Е.П. ЗАБЕЛЛО,
д.т.н., профессор кафедры
«Электрооборудование
сельскохозяйственных предприятий»
БГАТУ

Согласно приложению 1 ТКП 45-4.04-326-2018 «Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Строительные нормы проектирования» [1] при расчете нагрузок электроприемников квартир и коттеджей следует учитывать предполагаемый уровень их электрификации. Можно выделить два уровня. Разница между ними в том, что потребители, отнесенные ко второму уровню электрификации, кроме традиционных электроприемников используют в целях нагрева электрооборудование в различных сочетаниях (электроотопительные приборы, электроводонагреватели, бытовые кондиционеры, электрокамины и т.д.).

Расчетная нагрузка $P_{\text{кв}}$ на шинах 0,4 кВ ТП от электроприемников квартир, отнесенных к первому уровню электрификации, определяется по формуле

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{уд.кв}} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{\text{уд.кв}}$ – удельная нагрузка в расчете на одну квартиру, зависящая от числа квартир в доме и характеристик потребителей электроэнергии, кВт; n – количество квартир в доме.

Согласно таблице, приведенной в [1], в 100-квартирном доме, оборудованном плитами на природном газе, удельная расчетная нагрузка электроприемников составляет 1,13 кВт на квартиру. В этом случае при расчете сечения кабеля на вводе в здание следует использовать формулу

$$P_{\text{кв}} = P_{\text{уд.кв}} \cdot n \cdot K_n, \quad (2)$$

где K_n – рекомендуемый [1] коэффициент, равный 0,5.

Расчет по (2) показывает, что в доме указанного типа расчетная потребляемая пиковая нагрузка составит:



Д.М. ИВАНОВ,
ассистент кафедры
«Электрооборудование
сельскохозяйственных предприятий»
БГАТУ

$$P_{\text{кв}} = 1,13 \cdot 100 \cdot 0,5 = 56,5 \text{ кВт.}$$

На рисунках 1 и 2 приведены кривые усредненных на часовых интервалах значений электрических нагрузок 98-квартирного дома с газовыми плитами в г. Минске за четыре рабочих дня сентября 2019 года и четыре рабочих дня января 2020 года. Сведения получены с помощью метрологически аттестованных средств измерений АСКУЭ, смонтированной

в доме для организации коммерческого учета с дистанционной передачей информации. Согласно данным АСКУЭ максимальное значение потребляемой домом мощности в сентябре составило 17,1 кВт (05.09.2019, 22.00), в январе – 18,4 кВт (13.01.2020, 19.00). Таким образом, степень превышения расчетной пиковой мощности над фактической в осенний и зимний периоды составила:

$$E_{ос} = \frac{P_{кврасч}}{P_{кврасч}} = \frac{56,5}{17,1} = 3,3 \text{ раза;}$$

$$E_{зим} = \frac{56,5}{18,4} = 3,1 \text{ раза.}$$

Таблица 1. Усредненные на часовых интервалах электрические нагрузки 98-квартирного дома в зимний период в течение недели с минимальными и максимальными значениями, кВт

Число, месяц	День недели	Зона минимальных нагрузок, период суток				Зона максимальных нагрузок, период суток			
		2.00–3.00	3.00–4.00	4.00–5.00	5.00–6.00	18.00–19.00	19.00–20.00	20.00–21.00	21.00–22.00
13.01	понедельник	7,4	7,2	7,1	7,2	18,4	17,6	17,7	18,8
14.01	вторник	8,0	7,3	6,7	6,7	17,9	16,6	18,2	17,1
15.01	среда	7,3	7,4	6,7	7,0	17,2	16,9	16,7	15,3
16.01	четверг	6,9	6,3	7,2	7,5	16,5	15,2	18,3	16,0
17.01	пятница	7,2	7,3	7,1	7,0	16,8	16,1	17,9	18,2
18.01	суббота	7,3	7,5	7,2	7,3	16,5	16,8	18,3	17,8
19.01	воскресенье	7,0	6,8	7,0	6,4	17,5	17,2	17,3	15,3

В таблице 1 приведены усредненные на часовых интервалах значения нагрузок для двух зон суточных графиков за неделю (13–19.01.2020) в жилом многоквартирном доме на часовых интервалах двух периодов: с 2.00 до 6.00 (зона минимальных нагрузок) и с 18.00 до 22.00 (зона максимальных нагрузок). Из данных таблицы можно сделать следующие выводы:

- усредненные на часовых интервалах значения нагрузок в пиковой зоне в несколько раз выше, чем в зоне их минимальных значений;
- нагрузки в выходные и праздничные дни несущественно отличаются по величине от нагрузок в остальные дни недели (во всех зонах).

На основе данных таблицы 1 проведены расчеты усредненных значений минимальных (\bar{P}_{min}) и максимальных (\bar{P}_{max}) нагрузок в целом по зонам для каждого дня, то есть усредненных на четырехчасовых интервалах, а также выполнен расчет коэффициента K_H , определяющего их отношение:

Таблица 2. Расчетные показатели для оценки неравномерности суточных графиков нагрузки по дням недели, кВт

Показатели	Дни недели							Среднее значение
	ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС	
\bar{P}_{max}	18,1	17,5	16,5	16,5	17,3	17,4	16,8	17,2
\bar{P}_{min}	7,2	7,2	7,1	7,0	7,2	7,3	6,8	7,1
$K_H = \frac{\bar{P}_{max}}{\bar{P}_{min}}$	2,51	2,43	2,32	2,36	2,40	2,38	2,47	2,41

$$K_H = \frac{\bar{P}_{max}}{\bar{P}_{min}} \tag{3}$$

Результаты расчетов приведены в таблице 2. Они свидетельствуют об устойчивости как усредненных значений мощности в обеих зонах нагрузки по каждому дню недели, так и значений коэффициента K_H , в известной мере характеризующего степень неравномерности суточного графика электрических нагрузок.

Как показывают расчеты, проведенные на основе фактических значений реальных электрических нагрузок многоквартирного дома с газовыми плитами, запас возможного роста электрических нагрузок достаточно высок. Можно уверенно утверждать, что существующий объем электропотребления дома в течение суток ($W_{сут} = 278,2$ кВт·ч/сут) и месяца ($W_{мес} = 278,2 \cdot 30 = 8345,6$ кВт·ч/мес.) может быть увеличен не менее чем в три раза без реконструкции схемы распределительной сети, так как сечения кабельных вводов и проводок выбирались исходя из завышенных расчетных нагрузок.

Согласно новым правилам проектирования [1] расчет электрических нагрузок, соответствующих второму (повышенному) уровню электрификации, следует определять с учетом коэффициента спроса K_c на основании фактической устанавливаемой нагрузки квартиры. При этом расчетная нагрузка всех электроприемников одной квартиры дома определяется с учетом коэффициентов одновременности K_o по формуле

$$P_{кв} = (P_{уб} \cdot K_{сб} \cdot K_{об} + P_{уко} \cdot K_{со} \cdot K_{око} + P_{у2во} \cdot K_{с2в} \cdot K_{о2в}) \cdot n_{кв} \tag{4}$$

где $P_{уб}$, $K_{сб}$, $K_{об}$ – соответственно установленная мощность, коэффициент спроса и коэффициент одновременности бытовых электроприемников одной квартиры; $P_{уко}$, $K_{со}$, $K_{око}$ – установленная мощность, коэффициент спроса и коэффициент одновременности электроприемников системы отопления; $P_{у2во}$, $K_{с2в}$, $K_{о2в}$ – установленная мощность, коэффициент спроса и коэффициент одновременности электроприемников системы горячего водоснабжения; $n_{кв}$ – количество квартир с одинаковой установленной мощностью электроприемников.

Для части коэффициентов, приведенных в формуле (4), предложены табличные значения. Остальные коэффициенты определяются с учетом изложенного в [1] примечания: «Значения коэффициентов $K_{со}$, $K_{око}$, $K_{с2в}$, $K_{о2в}$ будут скорректированы по результатам опытной эксплуатации зданий с использованием электрической энергии на отопление и горячее водоснабжение».

В электротехническом справочнике за 1989 год [2] приведены действующие на то время значения удельной расчетной электрической нагрузки многоквартирного дома в зависимости от числа квартир.

Таблица 3. Удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников на одну квартиру, кВт

Показатель	Источник информации	Количество квартир											
		1–3	6	9	12	15	18	24	40	60	100	200	400
$P_{уд1}$, кВт	Приложение 1 к ТКП [1]	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5	1,36	1,27
$P_{уд2}$, кВт	Справочник за 1989 г. [2]	7,0	4,0	3,0	2,5	2,15	2,0	1,8	1,5	1,3	1,15	1,0	0,9
$\frac{P_{уд1}}{P_{уд2}}$		1,42	1,48	1,63	1,72	1,81	1,85	1,72	1,73	1,61	1,3	1,36	1,41

Сравнение этих значений с данными ТКП [1] для квартир, отнесенных к первому уровню электрификации, показывает (см. таблицу 3), что за 30 лет расчетные электрические нагрузки одной квартиры в домах с числом квартир от 1 до 400 выросли на 30–85 %. При этом фактическое суммарное электропотребление, согласно справочным данным по республике, в 1989 году составило 48,2 млрд кВт·ч, а в 2018 году – 37,8 млрд кВт·ч, то есть уменьшилось на 27,5 % [3]. Динамика изменения относительных объемов электропотребления в целом и потребления населением в период с 2013 по 2018 год (рис. 3) показывает некоторый рост потребления электроэнергии населением даже при снижении объемов суммарного электропотребления, хотя в последнее время темпы их роста сближаются, приходя к стабильной, практически нулевой величине по отношению к уровню 2013–2014 годов.

Абсолютные значения объемов суммарного электропотребления с 2013 по 2018 год [3] и потребления населением за тот же период, а также отношения этих объемов (см. таблицу 4) свидетельствуют о том, что доля электроэнергии, потребляемой населением, за последние 6 лет находилась на уровне 16,4–18,3 %. Основываясь на данных таблицы 2, сравним показатели, характеризующие формы суточных графиков нагрузок энергосистемы [4] и потребителей коммунально-бытового сектора.

Таблица 4. Абсолютные значения объемов суммарного электропотребления (W_{Σ} , млрд кВт·ч) и потребления населением ($W_{нас}$, млрд кВт·ч) и их соотношения на временном отрезке с 2013 по 2018 год

Год	2013	2014	2015	2016	2017	2018
W_{Σ}	37,87	38,06	36,85	36,59	37,1	37,94
$W_{нас}$	6,386	6,397	6,601	6,689	6,592	6,569
$\frac{W_{нас}}{W_{\Sigma}} \cdot 100\%$	16,4	16,8	17,9	18,3	17,8	17,3

Как видно из таблицы 2, значение коэффициента K_n , для потребителей коммунально-бытового сектора, определяемое отношением $\frac{P_{max}}{P_{min}}$, равно 2,41. Отношение подобных величин для всех потребителей энергосистемы, рассчитанное с учетом формы графика ее нагрузок в зимний сезон 2018 года [4], составило:

$$K_{нас} = \frac{P_{max}}{P_{min}} = \frac{5,8}{3,8} = 1,53.$$

Из сравнения показателей K_n и $K_{нас}$ видно, что форма графика нагрузок (ФГН) потребителей коммунально-бытового

сектора существенно хуже ФГН энергосистемы. Из этого следует вывод, что данную группу потребителей необходимо учитывать при разработке мероприятий по уплотнению электрических нагрузок, хотя для этой группы основным фактором, влияющим на формирование суточных графиков нагрузок, являются биологические циклы. Определяя меры, стимулирующие рост объемов электропотребления в этих условиях, нужно придерживаться комплексного подхода, предполагающего решение следующих задач:

- обеспечение абонентам возможности подключения трехфазных нагрузок достаточно высокой мощности (до 5–8 кВт), например, электрокотлов в отдельно стоящих домах и коттеджах;
- разработка и широкое применение сложных тарифов, стимулирующих перенос крупных по мощности нагрузок в зоны минимальных нагрузок энергосистемы;
- полная автоматизация электроучета, обеспечивающая получение достоверной оперативной информации как по объемам электропотребления, так и по потребляемой мощности в разрезе каждого получаса суточных нагрузок.

Подобные задачи с обоснованием вариантов их решения уже неоднократно формулировались как в руководящих отраслевых документах, так и в публикациях специалистов. Однако ситуация к настоящему времени существенно не изменилась, так как универсальные решения по реализации трехфазного ввода в коммунально-бытовом секторе и широкому внедрению сложных тарифов по-прежнему не приняты, а возможности АСКУЭ используются не в полной мере. Не предусмотрено внедрение устройств АСКУЭ там, где они до сих пор отсутствуют, что исключает возможность получения объективной картины нагрузок коммунально-бытовых потребителей в реальном времени. При расчете нагрузок не предусмотрено использование даже таких выборочных данных, как приведенные в данной статье. Об этом свидетельствуют положения ТКП 45-4.04-326-2018 [1], где расчет электрических нагрузок для жилых зданий по-прежнему рекомендуется проводить с учетом множества коэффициентов без анализа каких бы то ни было реальных данных, получаемых с помощью устройств действующих АСКУЭ.

Выводы

1. Последние 6 лет доля потребления электроэнергии населением в суммарном электропотреблении стабильно находится на уровне 16,4–18,3 %. Это более чем в два раза ниже аналогичных показателей в ряде зарубежных стран,

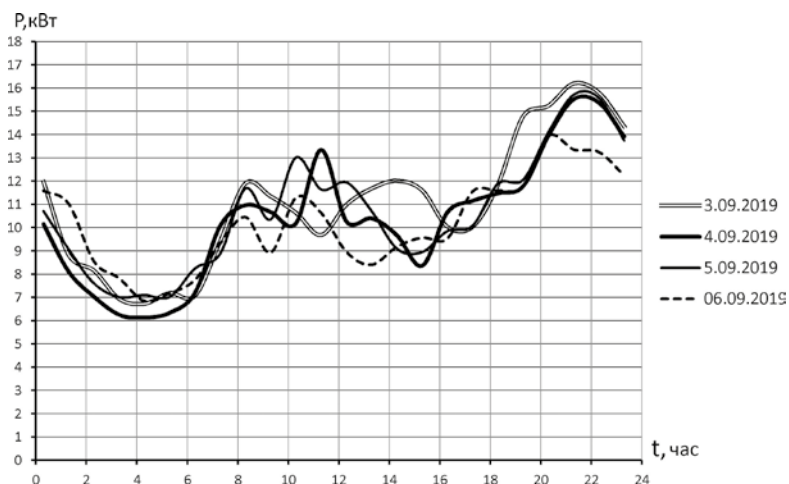


Рис. 1. Усредненная на часовых интервалах потребляемая мощность 98-квартирного жилого дома в г. Минске в рабочие дни сентября 2019 года

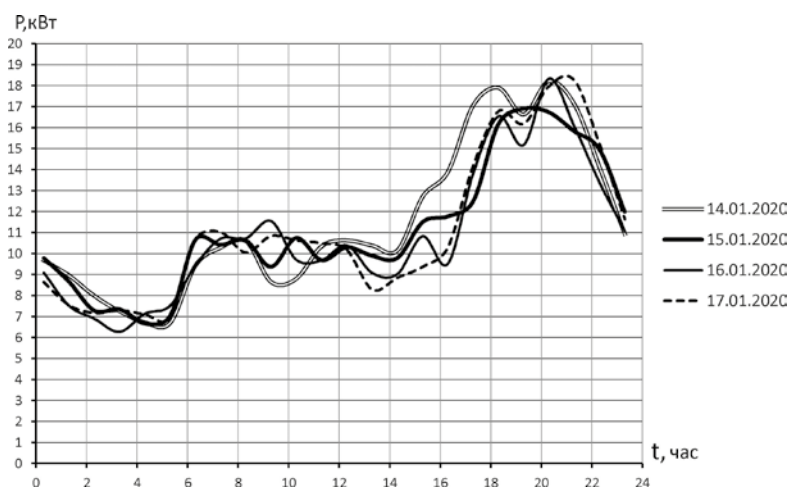


Рис. 2. Усредненная на часовых интервалах потребляемая мощность 98-квартирного жилого дома в г. Минске в рабочие дни января 2020 года

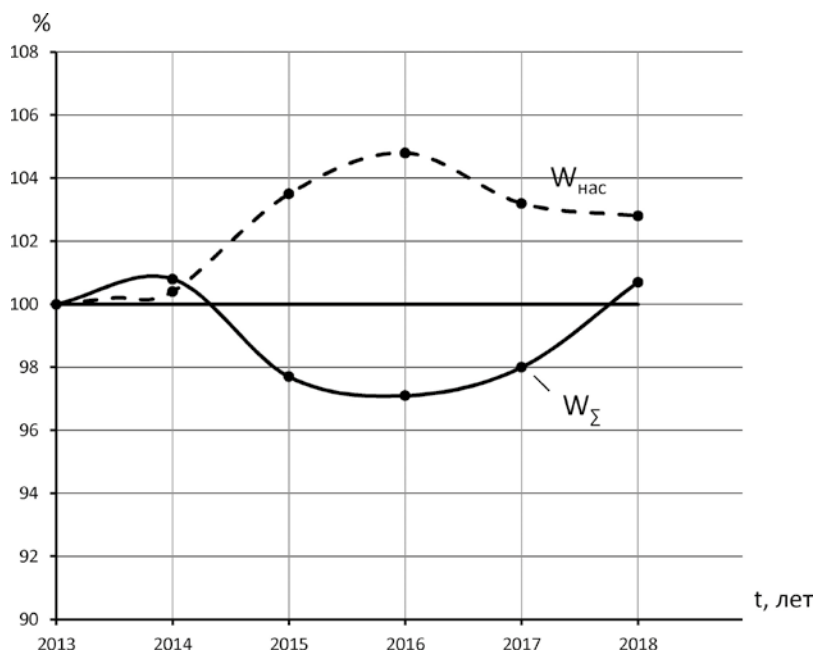


Рис. 3. Динамика изменения относительных объемов суммарного электропотребления (W_{Σ} , %) и электропотребления населением ($W_{нас}$, %) на временном интервале с 2013 по 2018 год

где отсутствует централизованное тепло-снабжение.

2. При намечившемся переходе к более широкому использованию электрической энергии в коммунально-бытовом секторе следует учитывать специфику потребителей данного сектора. Она заключается в том, что, несмотря на неравномерность суточных графиков нагрузок, имеется возможность переноса части нагрузок (например, электродуховок) в зоны минимальных значений при условии автоматизации их включения-отключения.

3. В условиях стимулирования роста электропотребления применение сложных тарифов не имеет альтернативы, так как возможности прямого управления электрическими нагрузками в коммунально-бытовом секторе ограничены. При этом желательно сохранение принципа единого ввода для абонента с применением единообразного сложного тарифа, что исключает дополнительные затраты на приборы автоматизированного энергоучета.

4. Разработка современных технических кодексов установившейся практики, регламентирующих расчет электрических нагрузок, должна базироваться на использовании фактических данных. Тогда рекомендуемые коэффициенты будут иметь реальные основания и их применение не обернется стимулированием роста затрат на построение системы электроснабжения. В данном случае достоверные данные для оценки величины нагрузок и их динамики могут предоставить только системы автоматизированного энергоучета, контроля и управления нагрузками, обеспеченность которыми должна быть стопроцентной.

Список литературы

1. Системы электрооборудования жилых и общественных зданий. Правила проектирования: ТКП 45-4.04-326-2018. – Введ. 01.01.2019. – Минск, 2019. – 45 с.
2. Электротехнический справочник: в 3 т. – Т. 3, кн. 1.: Производство и распределение электрической энергии. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. Статистический ежегодник Республики Беларусь за 2019 год. – Минск: Национальный статистический комитет, 2019.
4. Забелло, Е.П. Косвенное управление электрическими нагрузками в условиях развития интеллектуальной энергетики / Е.П. Забелло // Материалы международной научно-технической конференции, Минск, 19–20 декабря 2019 г. – Минск: БГАТУ, 2019.

ОПЫТ ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ И АВТОМАТИЗАЦИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

Цифровая трансформация энергетических систем сегодня является одной из актуальных тенденций развития мировой энергетики. Между тем переход на новый уровень невозможен без автоматизации и внедрения цифровых технологий, позволяющих обеспечить управляемость электросети в режиме реального времени, контроль параметров и режимов работы всех ее элементов, самодиагностику и самовосстановление электросети. В статье представлен опыт Могилевских электрических сетей в области диспетчеризации и автоматизации.



А.Н. БОРОВСКИЙ,
директор филиала «Могилевские электрические сети»
РУП «Могилевэнерго»

Обеспечение надежной и бесперебойной работы электрических сетей – сложный процесс, предполагающий большие объемы эксплуатируемого оборудования и высокий уровень ответственности. Эффективное решение задач в этой области, наряду с качественной профессиональной подготовкой оперативного персонала, требует широкого внедрения и использования современных средств диспетчерского управления.

Результатом коллективного труда персонала диспетчерской службы филиала «Могилевские электрические сети» РУП «Могилевэнерго» стало создание мнемосхемы сетей и ПС 35–330 кВ. Мнемосхема эксплуатируется на предприятии с 2017 года и представляет собой динамическую модель с широким функционалом и большим объемом информации, построенную на базе современных технологий. В качестве оболочки использовалось программное обеспечение (ПО) БелАИС. Мнемосхема выполнена на основе 18 видеопанелей диагональю 55 дюймов и управляющего сервера.

Схема сетей соответствует нормативным требованиям диспетчерского управления. Созданная модель содержит базу нормативно-технической документации, интегрированную в активную мнемосхему, и позволяет в реальном времени осуществлять все виды диспетчерского управления оборудованием более чем 200 объектов (ПС и ВЛ 35 кВ и выше).

Модель состоит из мнемосхем сети 330 кВ и 110/35 кВ.

Мнемосхема сети 330 кВ включает в себя схемы ВЛ 330/750 кВ с отображением коммутационных аппаратов на сборках 330 кВ ПС и дополнена информацией о закрепленных зонах обслуживания, схемах заземления ВЛ 330/750 кВ, а также списками персонала, выполняющего аварийные



О.П. СЮНДЮКОВА,
заместитель начальника
диспетчерской службы филиала
«Могилевские электрические
сети» РУП «Могилевэнерго»

обходы ЛЭП, и сведениями об участках линий, проходящих по лесным массивам и болотистой местности.

Мнемосхема сети 110/35 кВ отображает в полном объеме схему подстанций и линий электропередачи этих классов напряжения. Она обеспечивает диспетчеру ОДС доступ к оперативной информации режимного характера, данным о наличии и уставках устройств РЗА, типовым бланкам переключений, программам на вывод (ввод) ЛЭП,

К сведению:

Могилевские электрические сети РУП «Могилевэнерго» являются одним из самых крупных сетевых филиалов ГПО «Белэнерго». На балансе предприятия находятся 93 ПС 35–330 кВ, 154 ВЛ 35–330 кВ, 4949 ТП 10/0,4 кВ суммарной установленной мощностью 1189,5 МВА. Объем распределительных сетей составляет 88 918 условных единиц, или 15 781 км ВЛ 0,4–10 кВ.

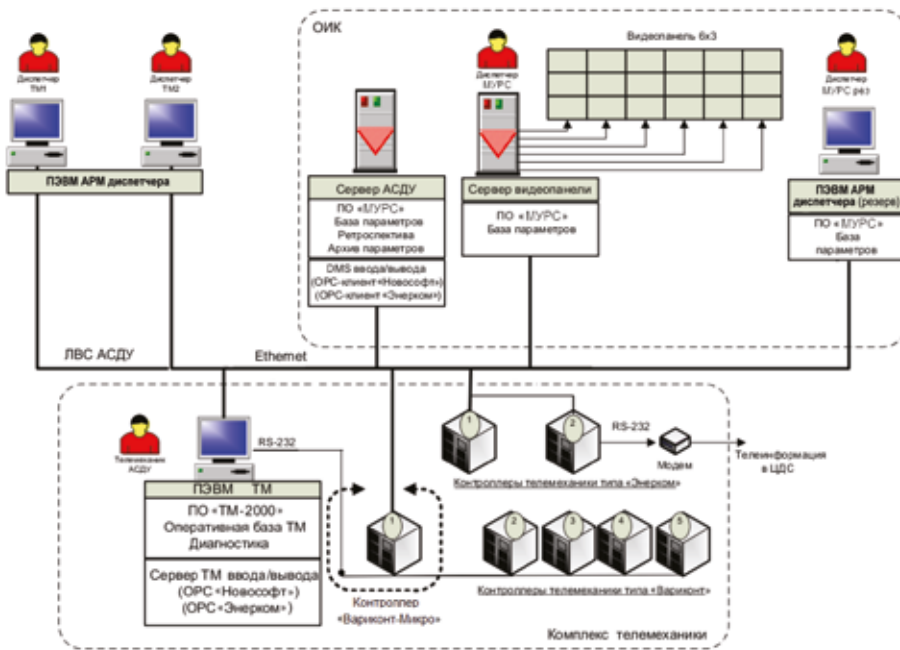
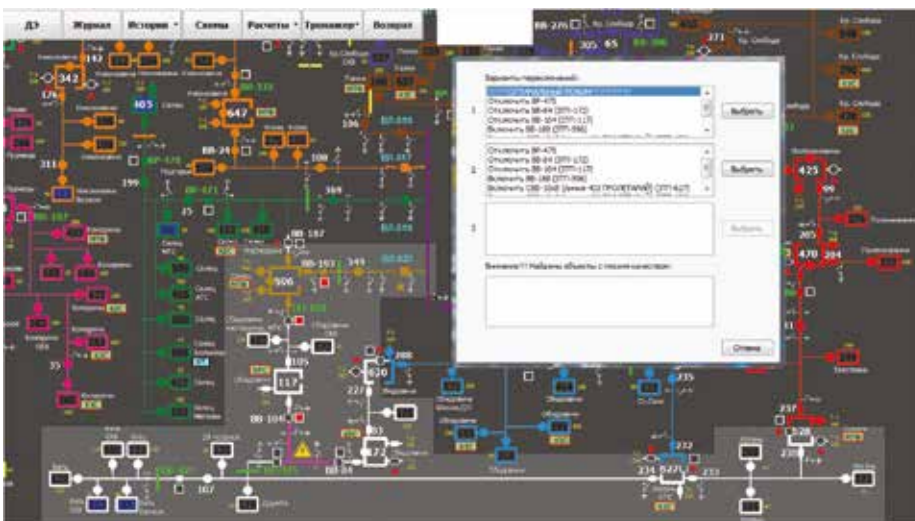


Схема организации рабочего места диспетчера РДС с применением ПО «ОИК «МУРС»



Диспетчерский зал ОДС филиала «Могилевские электрические сети»



Алгоритм работы ПО ОИК «МУРС» на примере отключения ВЛ-520 ПС «Пролетарий»

схемам главных соединений, собственных нужд и оперативного тока подстанций.

Линии под наведенным напряжением, а также линии, имеющие двухцепные участки, обозначены на мнемосхемах символами. Включение или отключение оборудования осуществляется системами телемеханики, а при их отсутствии – диспетчером.

В целях обеспечения диспетчера дополнительной информацией создана фотобазы оборудования электросетей, организовано видеонаблюдение на подстанциях. В обязательном порядке на мнемосхеме отражаются данные о бригадах, выполняющих работы по нарядам-допускам.

Проведение паспортизации объектов распределительной сети 0,4–10 кВ с их привязкой к картам местности, широкое внедрение средств автоматизации с учетом опыта эксплуатации мнемосхемы верхнего уровня позволило поднять на принципиально новый уровень систему диспетчеризации районов электрических сетей (РЭС). С 2018 года современные мнемосхемы внедрены в Бельничском, Быховском и Могилевском городском РЭС. Те же подходы в настоящее время используются при проведении автоматизации сетей 10 кВ Могилевского сельского РЭС.

При создании мнемосхемы использовалось специализированное ПО «Оперативно-информационный комплекс «Модуль управления распределительными сетями» («ОИК «МУРС»», которое позволило минимизировать вероятность ошибочных действий персонала при производстве оперативных переключений и ликвидации аварийных ситуаций.

- ПО «ОИК «МУРС» обеспечивает:
- сбор и визуализацию данных систем телемеханики;
 - отображение динамических мнемосхем ПС, РП, ТП, сетей 6–10 кВ в реальном времени;
 - автоматическую цветовую маркировку элементов мнемосхем в зависимости от уровня напряжения и состояния оборудования (под напряжением, отключено, заземлено);
 - формирование аварийных и предупредительных сообщений;
 - формирование и передачу команд телеуправления с многоступенчатой проверкой;

- отражение на мнемосхемах оперативных действий (переключение коммутационных аппаратов, установка заземлений, плакатов безопасности);
- архивирование информации и формирование отчетов;
- расчет токов короткого замыкания при аварийных отключениях, определение расстояния до места повреждения с отображением на карте местности;
- выбор оптимального ремонтного или аварийного режима исходя из расчетного напряжения источников, действующих значений токов, электрических параметров трансформаторов и линий с предложением вариантов организации электропитания.

Значимыми результатами диспетчеризации и автоматизации распределительных сетей 10 кВ стало снижение количества отключаемых потребителей и длительности отключений, увеличение полезного отпуска электрической энергии, а также оптимизация трудовых и транспортных затрат на поиск мест повреждений и производство оперативных переключений.

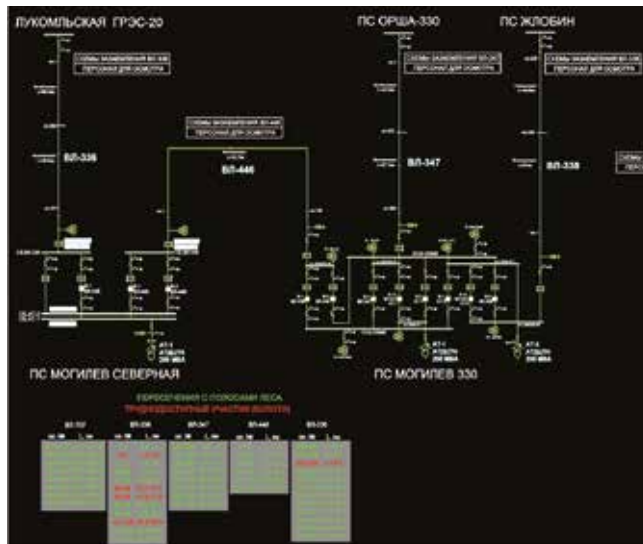
При аварийном отключении оборудования и ВЛ телемеханизированные коммутационные аппараты и индикаторы сигнализируют о протекании токов КЗ. Программное обеспечение позволяет реализовать следующее:

- определяет поврежденный участок на основании данных телесигнализации о срабатывании индикаторов в сети 10 кВ;
- формирует набор команд телеуправления по локализации поврежденного участка;
- на основании анализа текущего состояния схемы и данных телеизмерений формирует алгоритм необходимых действий – набор команд телеуправления по перезапитке неповрежденных участков;
- предлагает диспетчеру алгоритм устранения повреждения;
- по разрешению диспетчера (или автоматически) последовательно запускает выполнение команд.

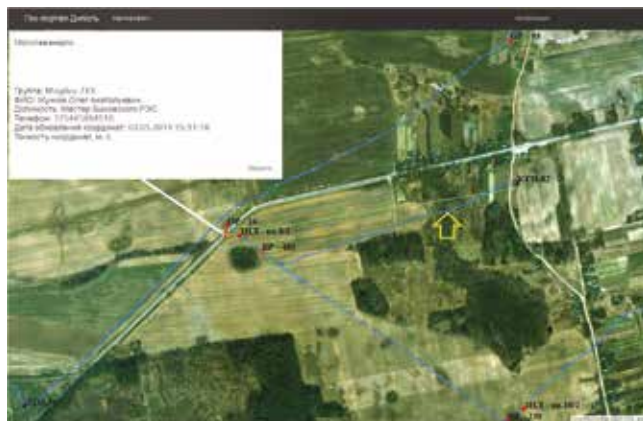
Кроме того, при нарушении электроснабжения потребителей автоматизированная система анализирует состояние сети, определяет обесточенные объекты, на основе интегрированной базы данных формирует список телефонов потребителей и рассылает им соответствующие SMS-сообщения.

Наличие телемеханизированных коммутационных аппаратов в сети 10 кВ и использование специализированного ПО также позволяет решить вопрос резервирования собственных нужд однотрансформаторной подстанции (или подстанции, где один из двух силовых трансформаторов находится в неавтоматическом резерве). Алгоритм предусматривает формирование списка команд, определяющих порядок производства переключений коммутационных аппаратов по подаче напряжения по резервной линии связи 10 кВ на оборудование собственных нужд ПС, в том числе на объекты телемеханики. В дальнейшем автоматически, без использования дополнительных устройств РЗА, производится подача напряжения на сборные шины СШ-10 обесточенной подстанции.

Одним из важных достоинств диспетчеризации процесса оперативных переключений является возможность составления



Мнемосхема сети 330–750 кВ

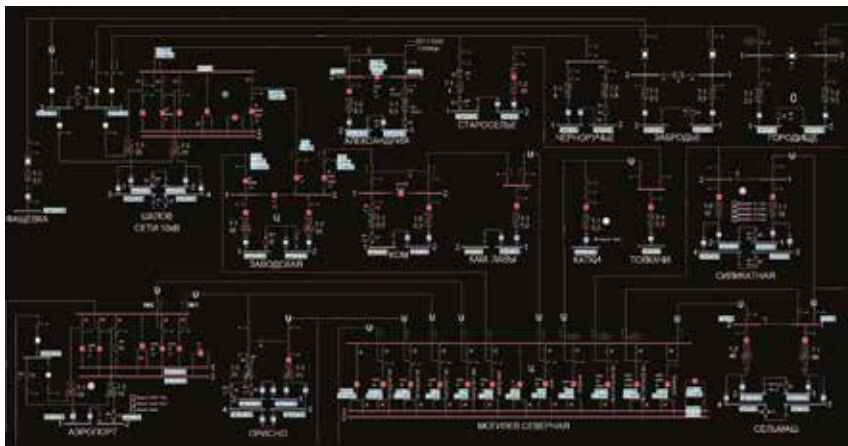


Отображение на карте местности расположения персонала и расчетного места повреждения на ВЛ 10 кВ



- Размещение всей необходимой оперативной документации в автомобиле ОБВ
- Автоматическое обновление документов с сервера 4 раза в сутки
- Актуальные схемы сетей 0,4–330 кВ с привязкой к местности
- Навигация бригад
- Бланки переключений в электронном виде
- Возможность пересылки фото-, видеоизображений с места аварии
- Электронный журнал дефектов

Программа переключений на планшетном компьютере



Участок мнемосхемы сети 35–110 кВ

программы переключений с обеспечением контроля за выполнением операций. Когда диспетчер в режиме «имитация» последовательно осуществляет все операции с коммутационными аппаратами, каждое его действие автоматически записывается в бланк. Созданный шаблон программы переключений после проверки и редакции (при необходимости) принимается к использованию диспетчером и бригадой, производящей переключения. До начала выполнения оперативных переключений на планшетный компьютер бригады приходит уведомление о том, что данное действие доступно. Осуществление бригадой по команде диспетчера операций с коммутационными аппаратами автоматически фиксируется отметкой в программе переключений на планшетном компьютере бригады и на мнемосхеме диспетчера, чем обеспечивается дополнительный контроль за ходом переключений.

Динамическая модель мнемосхемы распределительных сетей позволяет использовать ее в качестве тренажера для обучения персонала действиям в аварийных ситуациях. А при организации связи между мнемосхемами верхнего уровня (диспетчер ОДС) и распределительных сетей (диспетчер РЭС) противоаварийная тренировка может носить общесетевой характер.

Среди других положительных эффектов внедрения современных систем диспетчеризации и автоматизации:

- обеспечение расчета потерь электрической энергии в сети 10 кВ для выбора оптимального режима;
- повышение надежности электроснабжения категорированных потребителей без строительства дополнительных линий 10 кВ;
- повышение безопасности сетей 10 кВ для населения и домашних животных (при однофазном замыкании на землю поврежденный участок выявляется оперативно).

Практика использования систем диспетчеризации и автоматизации показала их эффективность и востребованность на всех уровнях управления распределительными электросетями.

В ближайшей перспективе в филиале предусмотрена модернизация средств диспетчерского управления в Шкловском, Чаусском, Могилевском сельском районах электросетей.



Диспетчерский зал Бельничского РЭС

Новые издания

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

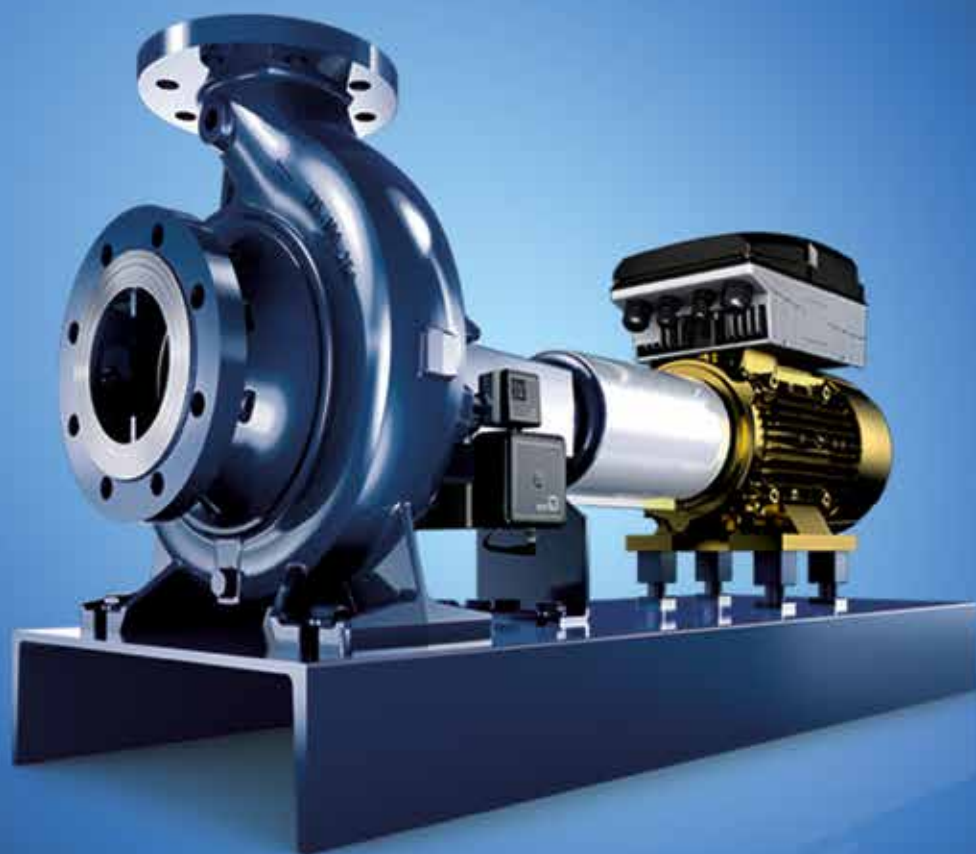
- ✓ СТП 33240.20.814-19
«Инструктивные указания о порядке сообщения о нарушениях в работе, аварийных режимах, стихийных бедствиях, пожарах и несчастных случаях в ОЭС Беларуси»
- ✓ СТП 33240.03.350-19
«Положение об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах ГПО «Белэнерго»»

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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



Интеллектуальный насос – умная система

УНП 191759977

- KSB FlowManager – мобильное приложение для настройки параметров и управления регулируемыми и нерегулируемыми насосами
- MyFlow Technology – концепция «умной» производительности нерегулируемых насосов
- KSB Guard – система дистанционного мониторинга работы всего насосного парка
- Дополненная реальность для экспертной диагностики, сервиса и ввода в эксплуатацию
- 3D-принтер – запчасти для любых насосов

› Наши технологии. Ваш успех.
Насосы • Арматура • Сервис

ИООО «КСБ БЕЛ»: 220089 Минск, ул.3-я Щорса, 9 - 607.
Т/ф: +375 17 336-42-56; 336-42-57; 336-42-58



Автомобильные решения «КВ-партнер» для эффективной энергетики

Завод «КВ-партнер» известен белорусским предприятиям как отечественный производитель спецтехники многофункционального назначения, а также официальный дилер и сервисный центр австрийского концерна PALFINGER. На протяжении 13 лет завод поставляет своим заказчикам автомобили, выполняющие

широкий спектр функций: от транспортировки энергетического оборудования и бурения скважин до монтажа опор и подключения ЛЭП.

На сегодняшний день в Беларуси успешно работает целый ряд машин, произведенных «КВ-партнер» специально для предприятий энергетической отрасли.

Машина многофункциональная «Партнер ИМ 95» на базовом шасси МТЗ 92 с краном-манипулятором «Инман ИМ 95»



«Партнер ИМ 95» способен выполнить целый комплекс работ по монтажу и обслуживанию энергетических объектов, включая погрузку, транспортировку, разгрузку и монтаж оборудования. Благодаря сменным навесным органам (кран-манипулятор машины укомплектован люлькой для работ на высоте, буром и трубным захватом) «Партнер ИМ 95» эффективно заменяет собой несколько единиц техники.



Максимальный вылет стрелы крана	8,25 м
Грузоподъемность на максимальном вылете	950 кг
Максимальная грузоподъемность крана	2830 кг (на вылете 3 м)

Автогидроподъемник (автовышка, АГП) PALFINGER P180T

Автомобиль на шасси ГАЗ 3308 с АГП PALFINGER P180T является одной из самых популярных моделей и часто используется при выполнении ремонта/монтажа уличного освещения на высоте до 18 м.

При создании АГП PALFINGER P180T был внедрен целый комплекс эффективных инженерно-технических решений. Так, алюминиевая корзина АГП имеет два входа и предназначена для подъема двух человек с грузом общим весом до 300 кг. Модель оснащена автоматической системой стабилизации, встроенным ОПГ и имеет электроизоляцию, способную защитить от тока напряжением до 1000 В. Эти инновационные решения позволяют обеспечить физическую и электрическую безопасность персонала при работе на высоте. Дополнительным удобством является наличие электрической розетки. К тому же корзина оборудована пультом управления, что дает возможность дистанционно запускать и останавливать двигатель автомобиля.



Высота подъема	18 м
Горизонтальный вылет стрелы	10,7 м
Грузоподъемность корзины	300 кг
Угол поворота колонны	370°
Тип подъемника	телескопический

Бортовой автомобиль «ПАРТНЕР АКМ IT-200» на шасси МАЗ-6312 с тросовым краном INMAN IT 200



Кран-манипулятор INMAN IT 200 разработан специально для нужд электросетевых организаций. С его помощью можно выполнить весь комплекс работ по монтажу линий электропередачи. Тросовый кран этой модели укомплектован люлькой для высотных работ, навесным буром для бурения лунок, трубным захватом для установки опор, а также домкратом для вытаскивания столбов.

Управление установкой осуществляется как с сиденья на колонне, так и с помощью пульта дистанционного управления. В конструкции крана применен шестигранный профиль стрелы австрийского производства. Модель имеет 5 секций гидравлического телескопирования и обладает возможностью отрицательного наклона стрелы под углом до -17° .



Максимальная грузоподъемность крана	7200 кг
Максимальный гидравлический вылет	18,9 м
Грузоподъемность на максимальной высоте	350 кг
Максимальная высота подъема	20,7 м
Максимальная глубина опускания	25,1 м

Для повышения безопасности АГП оснащен цельнометаллической рамой и гидравлическими опорами с гидрозамками. Такие технические решения надежно защищают автомобиль от опрокидывания. Стабилизацию машины осуществляет и специальная функция автоматического выравнивания. Платформа автогидроподъемника ограждена по периметру бортом из сплошного алюминиевого профиля высотой 200 мм. Настил платформы выполнен из рифленого противоскользящего алюминия.

Безопасность и качество работы обеспечивает и стрела АГП, изготовленная из высокопрочной стали S700. Качественная гидравлическая система гарантирует плавный ход стрелы и точное позиционирование груза при работе. Управление автогидроподъемником осуществляется из кабины автомобиля и с помощью пульта дистанционного радиоуправления.

Данная модель АГП совместима с любым шасси полной массой от 3,5 т как с дубли-кабиной, так и с однорядной кабиной.

Благодаря своим преимуществам все вышеперечисленные модели автомобилей являются выгодными и незаменимыми помощниками при монтаже и обслуживании линий электропередачи. ООО «КВ-партнер» обеспечивает не только полную гарантийную и постгарантийную поддержку в отношении ремонта и сервиса оборудования PALFINGER, но и оперативную поставку оригинальных запасных частей по приемлемой цене в день заказа. Это позволяет заказчикам быть уверенными в том, что приобретаемая техника будет работать бесперебойно и надежно.

Завод всегда готов направить для ремонтных работ на месте выездную бригаду квалифицированных специалистов, что дает возможность заказчику минимизировать простой техники и избежать расходов на ее доставку в ремонтную зону сервисного центра.

Для создания гибких финансовых условий покупки техники ООО «КВ-партнер» разработало специальные лизинговые программы «PALFINGER комфортный» и «PALFINGER в рассрочку», позволяющие приобретать современную технику и оборудование на льготных условиях, оплачивая покупку в белорусских рублях, при этом срок лизинга может составлять до 5 лет.



+375 17 362-03-35
+375 17 362-03-36
+375 29 188-48-00
www.kv-partner.com

УНП 190835233

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА БЕЛАРУСИ В ОБЩЕСТВЕННОМ МНЕНИИ

В статье представлены результаты социологического исследования по вопросам развития ядерной энергетики в Республике Беларусь и восприятия населением строительства АЭС. Выявленные в ходе опроса оценки и мнения представителей различных социально-демографических групп подтверждают общие тенденции позитивного восприятия населением страны работы энергетической отрасли, положительного отношения большинства опрошенных к развитию атомной энергетики и строительству Белорусской АЭС.

Строительство Белорусской АЭС является важнейшим стратегическим проектом для страны, открывающим новые перспективы в экономике, экологии, развитии инновационных технологий, человеческого и социального капитала, интеллектуального и творческого потенциала общества в целом и личностных способностей людей, вовлеченных в проект, в частности.

При реализации ядерного энергетического проекта государству важно заручиться поддержкой и доверием населения, поэтому общепризнанной мировой практикой является проведение на данном этапе социологических опросов. В связи с этим в 2005 году по решению Министерства энергетики Республики Беларусь и Национальной академии наук Беларуси было положено начало социологическому мониторингу общественного мнения по вопросам развития национальной энергетики, в том числе ядерной.

Общие тенденции в восприятии населением работы энергетической отрасли

Социологический мониторинг, проводимый ежегодно Институтом социологии НАН Беларуси, стал первым в республике отраслевым PR-проектом, нацеленным на анализ отношения населения к проблемам, связанным с энергетикой. Одной из задач мониторинга является выявление общественного мнения о состо-

янии и перспективах развития топливно-энергетического комплекса страны. Такая обратная связь имеет большое значение для принятия оптимальных оперативных и стратегических решений.

Результаты опросов взрослого населения, проводимых по национальной репрезентативной выборке (N = 2000), свидетельствуют о том, что электроэнергетическая отрасль страны успешно выполняет свою задачу по надежному электро- и теплоснабжению реального сектора экономики и населения, а также эффективно реализует мероприятия государственных и отраслевых программ по развитию и модернизации генерирующих источников, электрических и тепловых сетей, вовлечению местных и возобновляемых ресурсов в топливно-энергетический баланс и т.д.

Говоря об оценках населением работы энергетической отрасли, важно учитывать следующие моменты. Во-первых, оценщиками выступают не профессиональные специалисты-эксперты, а простые люди, которые, как правило, не имеют полной информации о масштабах проводимой в отрасли модернизации за текущий период. Во-вторых, оценки даются прежде всего по таким психологически понятным критериям, как получаемая зарплата (пенсия, другие источники дохода) и счет в жировке за тепловую и электрическую энергию.

На рисунке 1 представлена динамика оценки работы отрасли населением Беларуси по результатам мониторинговых замеров с 2005 по 2019 год.



Л.В. ДУЛИНЕЦ,
заместитель директора
Департамента по ядерной
энергетике – начальник отдела
международного сотрудничества
Министерства энергетики
Республики Беларусь



Е.В. МАРТИШЕНКОВА,
научный сотрудник отдела
социальной теории и методологии
Института социологии НАН Беларуси

Результаты 14-го этапа мониторинга (апрель – май 2019 года) еще раз подтвердили, что энергетическая отрасль сохраняет высокую репутацию в глазах населения. Обобщенные данные свидетельствуют о позитивной оценке работы энергетиков и высокой общей удовлетворенности услугами отрасли. За этим стоят устойчивые индивидуальные суждения людей, базирующиеся на отсутствии серьезных претензий и нареканий к технико-технологической стороне энерго- и теплоснабжения.

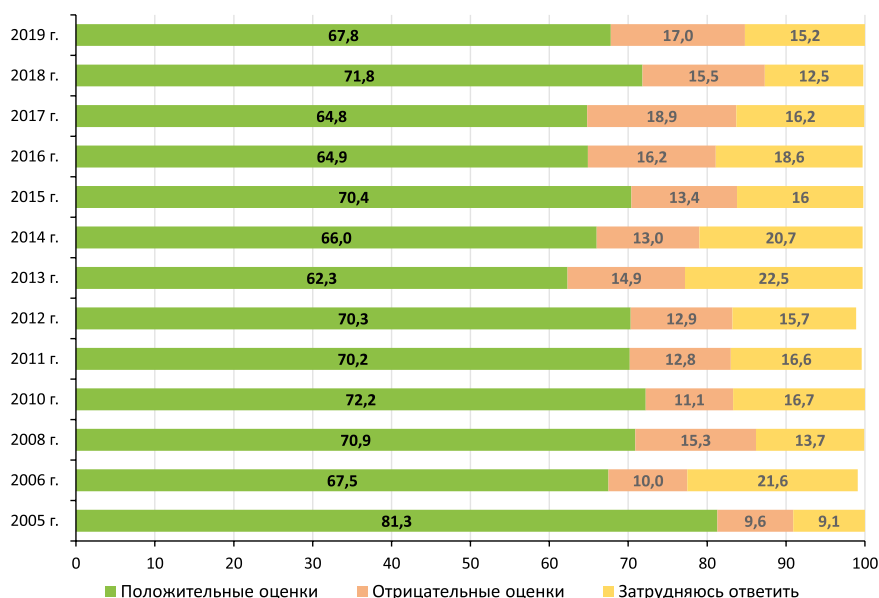


Рис. 1. Динамика оценки населением работы энергетической отрасли, % от числа опрошенных

Интервьюеры исследовали также отношение к случаям отключения электроэнергии, перебоев с теплоснабжением из-за порывов сетей или по другим причинам, несвоевременного включения системы отопления и др. Как и в ходе предыдущих опросов, респонденты отмечали, что подобные случаи единичны и, как правило, не связаны с работой самой отрасли.

Динамика общественного мнения по вопросам развития ядерной энергетики

Центральная задача социологического мониторинга – изучение динамики отношения населения к ядерной энергетике и строительству в Беларуси собственной АЭС.

После аварии на Чернобыльской АЭС прошло больше тридцати лет. Человечество практически в полном объеме осмыслило ее причины и последствия, приняло необходимые меры технико-технологического, социально-экономического, организационного, правового характера по повышению уровня безопасности ядерных энергетических объектов. За эти годы в стране выросло новое поколение, произошли кардинальные изменения общественно-политического устройства – Беларусь стала суверенным государством, успешно отстаивающим свои национальные интересы на мировой арене, способным самостоятельно решать проблемы жиз-

необеспечения населения, развития экономики, социальной сферы и культуры. Одной из важнейших составляющих независимости республики является энергетическая безопасность, при этом значимым шагом к ее повышению стало принятие решения о строительстве собственной атомной электростанции.

Начиная с 2005 года респондентам задавался вопрос: «Должна ли, на Ваш взгляд, иметь и развивать ядерную энергетику Беларусь?» Распределение ответов в динамике представлено на рисунке 2.

Анализ ответов показал некоторые изменения в их распределении, произошедшие за последний год. Так, количество сторонников ядерной энергетики по сравнению с прошлым годом умень-

шилось на 3,1 % (данное снижение превышает ошибку выборки $\pm 2,5$ % и является статистически значимым), а количество противников снизилось на 0,6 %. В то же время на 4,3 % увеличилось количество респондентов, затруднившихся ответить на данный вопрос. Однако в целом можно утверждать, что с 2013 года отношение населения к ядерной энергетике остается на одном уровне: треть населения все еще не определилась в своей позиции по данному вопросу, а количество сторонников ядерной энергетики по-прежнему более чем в два раза превышает количество ее противников.

В 2013 году в инструментарий исследования был включен вопрос о личном отношении респондентов к строительству в Островецком районе первой Белорусской АЭС. Распределение ответов представлено в таблице 2.

Причины негативного отношения к строительству АЭС

При изучении отношения населения республики к развитию ядерной энергетики и строительству собственной АЭС в Беларуси было проанализировано не только процентное соотношение противников и сторонников строительства АЭС в нашей стране, но и выяснены причины негативного отношения части населения к проекту.

В ходе опроса, проведенного в 2019 году, противники развития ядерной энергетики в республике чаще всего ссылались на страх перед новой техногенной катастрофой, аналогичной чернобыльской катастрофе или аварии на японской АЭС «Фукусима-1». По ча-

Таблица 2. Распределение ответов респондентов на вопрос о личном отношении к строительству Белорусской АЭС, % от числа опрошенных

Варианты ответа	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Положительно	23,7	22,4	20,6	17,0	25,2	26,9	20,3
Скорее положительно	38,3	35,7	38,4	42,5	33,1	33,9	39,5
Положительное отношение	62,0	58,1	59,0	59,5	58,3	60,8	59,8
Скорее отрицательно	10,8	11,4	10,7	12,8	12,3	13,0	13,5
Отрицательно	11,3	10,4	12,6	14,5	15,9	13,2	13,3
Отрицательное отношение	22,1	21,8	23,3	27,3	28,2	26,2	26,8
Затрудняюсь ответить	15,1	19,7	16,4	13,0	13,3	12,6	12,9
Нет ответа	0,9	0,4	1,2	0,2	0,2	0,4	0,5
Неопределенное отношение	16,0	20,1	17,6	13,2	13,5	13,0	13,4

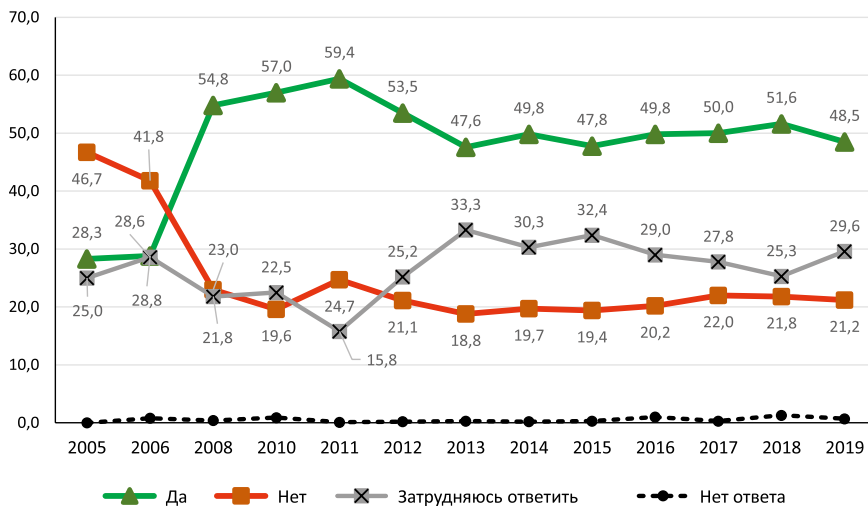


Рис. 2. Динамика общественного мнения о необходимости развития ядерной энергетики в Беларуси, % от числа опрошенных

стоте упоминания это самая распространенная причина несогласия со строительством АЭС в Беларуси. Подобного мнения придерживаются 57,9 % от общего числа респондентов-противников (в 2018 году этот показатель составлял 35,1 %).

На втором месте по частоте находится мнение о негативном влиянии строящейся АЭС на окружающую среду и здоровье населения. 22,5 % противников строительства БелАЭС причиной своего отрицательного отношения к ядерной энергетике назвали боязнь нарушения экологического состояния территории их проживания.

На третьем месте, как и в 2018 году, оказалась неуверенность опрошиваемых в наличии необходимой квали-

фикации у привлеченных к реализации проекта специалистов, а также допущение возможности халатного отношения строителей к своей работе. Это мнение разделяют 12,4 % от общего числа противников строительства АЭС в Беларуси.

Существует также мнение о нецелесообразности (в том числе экономической) и неперспективности данного проекта для Беларуси. Оно содержится в ответах 38 респондентов (11,0 %; в 2018 году было 5,8 %) и занимает четвертое место в ранжировании.

Незначительным количеством респондентов были названы следующие причины:

- недостаток информации о проекте и ходе строительства (2,9 %);

- приверженность использованию альтернативных источников энергии (2,3 %);
- неудачное расположение станции (2,3 %);
- проблемы утилизации радиоактивных отходов (2,0 %).

Если говорить о региональных различиях во мнениях, то по данным таблицы 3 видно, что чаще других свои опасения о возможности новой техногенной катастрофы высказывали жители Брестской области (70,9 %), реже остальных – жители Витебской области (40,4 %) при среднем показателе 57,9 %. Проблемы, возникающими при строительстве, больше обеспокоены в г. Минске (18,2 %) и Витебской области (21,3 %). Считающих строительство АЭС нецелесообразным для Беларуси больше среди минчан (24,2 %) и опрошенных из Гомельской области (22,2 %). Тех, кто указывал на предстоящие проблемы с утилизацией отходов, больше всего было в Могилевской области (10,0 %).

Оценка населением возможных изменений в ТЭК после ввода АЭС

В ходе исследования респондентам также предлагалось спрогнозировать возможное изменение ситуации в топливно-энергетическом комплексе страны при строительстве и вводе в действие собственной АЭС (таблица 4).

Как видно из таблицы, оценки респондентов были достаточно оптимистичными. Более половины опрошенных

Таблица 3. Распределение ответов о причинах неприятия строительства АЭС в Беларуси по регионам, % от ответивших

Категории анализа	Всего	В том числе по регионам:						
		г. Минск	Брестская обл.	Витебская обл.	Гомельская обл.	Гродненская обл.	Минская обл.	Могилевская обл.
Есть страх аварии/взрыва/техногенной катастрофы	57,9	56,1	70,9	40,4	52,8	56,1	65,2	62,5
Негативное влияние на окружающую среду	22,5	15,1	20,0	44,7	22,2	33,4	6,5	15,0
Вызывают опасения имеющиеся проблемы при строительстве АЭС, а также возможные проблемы при ее эксплуатации	12,4	18,2	7,3	21,3	11,1	7,0	15,2	5,0
Нецелесообразность строительства АЭС для Беларуси (экономическая, энергетическая и др.)	11,0	24,2	5,5	4,3	22,2	5,3	4,3	10,0
Недостаток информации о проекте и ходе его реализации	2,9	3,0	3,6	–	–	5,3	2,2	5,0
Приверженность использованию альтернативных источников энергии	2,3	1,5	–	–	2,8	1,8	4,3	7,5
Неудачное расположение	2,3	3,0	3,6	2,1	–	3,5	2,2	–
Проблемы утилизации радиоактивных отходов	2,0	3,0	–	–	–	1,8	–	10,0

Таблица 4. Прогноз респондентов о характере изменений в топливно-энергетическом комплексе страны при вводе собственной АЭС, % от числа опрошенных

Как, на Ваш взгляд, изменится ситуация в ТЭК страны с вводом собственной АЭС?	2008 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Существенно улучшится	35,2	36,9	39,2	37,6	31,2	31,7	30,2	22,3	29,5	25,7	24,5
Немного улучшится	29,1	27,7	27,5	25,2	27,1	29,7	30,5	33,4	31,0	32,3	34,8
Оптимистичный прогноз	64,3	64,6	66,7	62,8	58,3	61,4	60,7	55,7	60,5	58,0	59,3
Немного ухудшится	1,4	0,8	1,4	1,0	2,7	1,3	1,9	3,3	2,3	3,8	2,3
Существенно ухудшится	1,6	0,9	1,1	2,3	1,3	1,4	1,6	2,3	2,2	1,9	1,4
Пессимистичный прогноз	3,0	1,7	2,5	3,3	4,0	2,7	3,5	5,6	4,5	5,7	3,7
Не изменится	8,4	10,0	10,1	10,2	12,7	10,1	13,0	18,1	15,4	19,5	22,3
Затрудняюсь ответить	23,4	23,2	20,4	22,7	24,8	25,2	22,5	20,3	18,8	14,6	14,0
Нет ответа	0,9	0,5	0,3	1,0	0,3	0,5	0,3	0,3	0,9	2,1	0,7

отмечали, что с началом эксплуатации Белорусской АЭС ситуация в ТЭК в той или иной степени улучшится, от 8,4 % (2008 год) до 22,3 % (2019 год) – считали, что она не изменится в худшую сторону, и только от 1,7 до 5,6 % в разные годы – допускали ухудшение. То есть можно сказать, что в целом общественное мнение прогнозирует несомненное улучшение

положения в ТЭК страны с вводом АЭС в эксплуатацию.

Подводя итог, отметим: проведенные исследования показывают, что некоторые колебания в оценке состояния отрасли, наблюдаемые в разные годы, фактически не зависят от энергетиков. Население, как фиксируют социологические опросы, вполне удовлетво-

рено работой энергетической отрасли. Большинство опрошенных поддерживает строительство АЭС в г. Островце, при этом многие готовы переехать в город атомщиков при условии обеспечения работой их и членов их семей, медицинского контроля за состоянием здоровья, экологически чистого питания и других социальных гарантий.

Актуальное издание

ТКП 646-2019 (33240)

Электрические станции и котельные. Технические требования к нормам освоения проектных мощностей в начальный период эксплуатации (выпуск продукции)

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 17.01.2020 № 3

Настоящий технический кодекс установившейся практики устанавливает требования к нормам продолжительности освоения проектных мощностей и основных технико-экономических показателей в начальный период эксплуатации энергетических объектов (электрических станций, котельных), в том числе реконструированных и модернизированных, и предназначен для применения организациями, входящими в систему Министерства энергетики Республики Беларусь.



ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕГЕНЕРИРОВАННОГО УРАНА И ПЛУТОНИЯ В ТОПЛИВНОМ ЦИКЛЕ БЕЛАЭС

В статье отражены результаты анализа перспективных направлений использования регенерированного урана и плутония в топливном цикле Белорусской АЭС, рассмотрены проблемы переработки отработавшего ядерного топлива (ОЯТ) с высокой глубиной выгорания и подходы к определению эквивалента активности ОЯТ и возвращаемых высокоактивных отходов. Полученные данные могут применяться для технико-экономической оценки вариантов использования регенерированных ядерных материалов в топливном цикле Белорусской АЭС.

В связи с предстоящим вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС возникает необходимость решения вопросов, связанных с безопасным, экономически и технически целесообразным, экологически и социально приемлемым обращением с отработавшим ядерным топливом БелАЭС, а также с регенерированными ядерными материалами и отходами переработки ОЯТ. Основные подходы к обращению с ОЯТ определены Стратегией обращения с отработавшим ядерным топливом Белорусской атомной электростанции [1]. В документе Российская Федерация рассматривается как основная страна – поставщик услуг и технологий по обращению с ОЯТ БелАЭС. В настоящее время приоритетным вариантом является переработка ОЯТ в Российской Федерации с возвратом в Республику Беларусь включенных в стеклоподобную матрицу отходов, содержащих в своем составе радионуклиды цезиево-стронциевой фракции за исключением долгоживущих радионуклидов.

Переработка ОЯТ должна осуществляться после промежуточного хранения на территории Беларуси и/или России и подтверждения технической готовности соответствующих производственных мощностей на условиях, согласованных уполномоченными организациями двух стран,

включая договоренности об использовании выделяемых полезных продуктов переработки (уран, плутоний и, возможно, нептуний). Объемы и сроки переработки определяются исходя из принципов экологической приемлемости и экономической целесообразности.

Выработка совместного с российской стороной решения об условиях переработки ОЯТ БелАЭС в России требует также технико-экономической проработки уполномоченными организациями перспектив использования делящихся продуктов переработки в топливном цикле БелАЭС или иным образом, а также способов их окончательной изоляции после облучения в реакторе.

В связи с этим особую значимость приобретают вопросы, связанные с технико-экономической оценкой перспектив использования в топливном цикле БелАЭС REMIX- или MOX-топлива, а также регенерированного урана.

Как показано в работе [2], при загрузке активной зоны регенерированным уран-плутониевым топливом (REMIX- или MOX-топливом) наблюдается снижение эффективности жидкостной системы регулирования реактивности, уменьшение эффективной доли западающих нейтронов и времени жизни мгновенных нейтронов деления. При этом

А.В. КУЗЬМИН,
к.ф.-м.н., генеральный директор
научного учреждения «ОИЭЯИ –
Сосны»

В.Т. КАЗАЗЯН,
к.т.н., заведующий лабораторией
энергетического планирования,
разработок технических
нормативных актов, экспертного
анализа материалов и научно-
организационного обеспечения
госпрограммы научного
учреждения «ОИЭЯИ – Сосны»

Н.Д. КУЗЬМИНА,
старший научный сотрудник научного
учреждения «ОИЭЯИ – Сосны»

А.П. МАЛЫХИН,
к.т.н., ведущий научный сотрудник
научного учреждения «ОИЭЯИ –
Сосны»

В.Г. КОВАЛЕВИЧ,
младший научный сотрудник
научного учреждения «ОИЭЯИ –
Сосны»

увеличивается интенсивность обратных связей по мощности, температуре теплоносителя и топлива и снижается запас реактивности, компенсируемый борной кислотой. Однако эти особенности не препятствуют практическому использованию REMIX- или MOX-топлива.

Возможности использования REMIX-топлива

Одна из основных проблем использования свежего ядерного топлива, изготовленного с использованием регенерированного урана (RepU), связана с тем, что в случае многократной переработки RepU накапливается изотоп U-232, генерирующий цепочку короткоживущих мощных гамма-излучателей, в частности Tl-208, излучающего гамма-кванты с энергией 2,61 МэВ. Это требует дополнительных мер по обеспечению радиационной безопасности [3]. К примеру, в Российской Федерации содержание

U-232 в свежем топливе для реакторов типа ВВЭР ограничивается 2×10^{-7} % вес.

Другой причиной ограничения использования регенерированного урана является накопление U-236, который, являясь поглотителем нейтронов, ухудшает нейтронный баланс в реакторе. Наличие U-236 требует дополнительного обогащения урана, что снижает экономическую эффективность топливного цикла [4].

Нормируется также отношение содержания U-234 к U-235. Согласно российским нормативам оно не должно превышать 20 мг/г, в других странах – 10–11 мг/г [5].

Вариантом многократного использования регенерированного урана и наработанного плутония в топливном цикле БелАЭС является применение REMIX-топлива (англ. REgenerated MIXture of U-, Pu-oxides), топливная композиция которого включает извлекаемую при переработке ОЯТ смесь урана и плутония с добавлением обогащенного природного урана, содержащего около 16–17 % U-235. Добавление последнего необходимо для обеспечения требуемого запаса реактивности. Существенным преимуществом REMIX-топлива является возможность его использования для полной загрузки активной зоны реактора ВВЭР-1200, а не только ее части, как в случае с MOX-топливом.

Существуют различные технологические варианты изготовления топливных композиций REMIX-топлива. От выбора композиции существенно зависят технико-экономические показатели топливного цикла АЭС. В качестве основного вари-

анта рассматривается использование смеси регенерированных урана и плутония со свежим ураном, уровень обогащения которого по U-235 не превышает 19,75 %, что диктуется соображениями поддержки режима нераспространения ядерного оружия. При использовании указанной топливной композиции возможна многократная переработка REMIX-топлива. Однако в результате каждой переработки образуется 15 %-ный излишек регенерированного урана. Избежать этого можно путем использования для подпитки цикла урана с обогащением 55–65 % по U-235 [6].

Принципиально иное технологическое решение – разделение при переработке ОЯТ регенерированного урана и плутония с последующим обогащением RepU до 4–5 % по U-235. В этом случае не образуются излишки регенерированного урана и не требуется подпитка обогащенным свежим ураном. Дополнительные технологические переделы будут связаны с транспортировкой и обогащением RepU. Число возможных циклов переработки REMIX-топлива при указанных условиях может достигать семи. Этого вполне достаточно для обеспечения работы БелАЭС в течение всего периода ее эксплуатации, даже с учетом возможности его продления в будущем. Исключается также необходимость организации долговременного хранения отработавшего REMIX-топлива. Экономия природного урана при использовании указанной схемы составит порядка 30 %.

В рассмотренных вариантах формирования топливных композиций для REMIX-топлива предполагается сохранение

относительного содержания регенерированного урана и наработанного плутония в процессе переработки (возможно, даже без их разделения, что важно для обеспечения режима нераспространения). В случае переработки ОЯТ БелАЭС содержание плутония в REMIX-топливе будет достигать примерно 1,3 % вес.

Сокращение общего количества облученных ядерных материалов на заключительной стадии жизненного цикла БелАЭС с одновременным исключением необходимости подпитки свежим обогащенным ураном возможно за счет повышения содержания плутония в REMIX-топливе до уровня порядка 4 % вес. При этом потребуются обогащение урана, регенерированного из ОЯТ. Относительная сложность практической реализации данной технологии отчасти компенсируется сокращением объема ядерных материалов, содержащих плутоний, в 3–4 раза за один цикл переработки. Число циклов не превысит 2–3 из-за высокого содержания плутония в топливе, экономия природного урана при этом составит 25–30 %.

При использовании неоднородных по составу тепловыделяющих сборок (ТВС) количество уран-плутониевых твэлов в сборке зависит от изотопного состава плутония. Содержание плутония, а также количество и расположение твэлов в ТВС с REMIX-топливом выбираются таким образом, чтобы обеспечить одинаковую среднюю глубину выгорания твэлов с урановым и уран-плутониевым оксидным топливом. Такой подход позволит получить сбалансированное поле энерговыделения в активной зоне реактора в течение всей топливной кампании.

Пространственное разделение обогащенного урана и плутония улучшает нейтронно-физические характеристики гетерогенной по составу топлива ТВС благодаря меньшему экранированию U-235, а также лучшим характеристикам деления плутония в тепловом спектре. Содержание плутония в твэлах с REMIX-топливом должно составлять около 5 % вес., что почти в два раза меньше, чем в ТВС с MOX-топливом при той же достижимой глубине выгорания. REMIX-топливо гетерогенного состава может проходить до семи циклов переработки [6].

По сравнению со свежим оксидным урановым топливом обращение с необлученным REMIX-топливом осложнено его более высокой активностью, что обусловлено в основном наличием в нем плутония и U-232. Как показывают оце-



Загрузка имитационной зоны реактора

Белорусская АЭС



ночные расчеты, в зависимости от топливной композиции мощность эффективной дозы облучения вблизи ТВС на основе REMIX-топлива до облучения в реакторе может в 15–25 раз превышать величину этого показателя около необлученной ТВС с диоксидом урана. С увеличением числа циклов переработки это отношение будет увеличиваться, хотя и не так сильно, как после первого цикла.

Аналогичное заключение можно сделать и относительно необлученного REMIX-топлива, тепловыделение которого из-за наличия плутония может превышать тепловыделение свежего уранового топлива на 4 порядка [6]. Ввиду повышенного и увеличивающегося со временем радиационного фона вблизи свежих ТВС с REMIX-топливом, а также вблизи упаковочного комплекта и чехла в случае применения штатной схемы обращения с топливом на БелАЭС необходимо вводить организационные меры по ограничению времени обращения со свежими ТВС с REMIX-топливом для снижения радиационной нагрузки на персонал [7].

Возможности использования MOX-топлива

Плутоний, извлеченный из ОЯТ, является вторым по значимости ценным продуктом переработки после регенерированного урана. Вовлечение наработанного плутония в топливный цикл требует введения дополнительных технологических стадий его очистки.

В настоящее время утилизация как энергетического, так и оружейного

плутония-239 осуществляется в составе смешанного уран-плутониевого топлива на базе диоксидов UO_2 и PuO_2 – так называемого MOX-топлива (англ. Mixed-Oxide fuel) – в активных зонах энергетических реакторов. В качестве уранового компонента используется природный или обедненный уран, в качестве плутониевого – оружейный или энергетический плутоний. Содержание плутония в MOX-топливе, загружаемом в легководные реакторы, составляет 3–5 %, в быстрые – 10 % и выше.

Для производства MOX-топлива разработано много методов: механическое смешивание и совместный размол порошков PuO_2 и UO_2 ; технология золь-гель; гранулирование осадков гидроксидов; аммоний-карбонатное соосаждение; плазмохимическая конверсия; пироэлектрохимический процесс получения гранулированного смешанного диоксида (твердого раствора) с последующей виброупаковкой в оболочке твэлов и др. [8]. Промышленное производство MOX-топлива осуществляется с 2014 года на ФГУП «Горно-химический комбинат» (г. Железногорск, Красноярский край России) для топливообеспечения реактора БН-800 Белоярской АЭС.

Использование MOX-топлива в топливном цикле АЭС осложняется дороговизной его производства, повышенными требованиями к радиационной защите при его транспортировке и обращении с ним на АЭС, а также к системе управления реактивностью на АЭС. Кроме того, это топливо обладает существенно более высокими радиационными характеристиками и значительной мощностью

остаточного тепловыделения. В целом стоимость ТВС с MOX-топливом примерно в 4–6 раз выше стоимости аналогичной ТВС с природным ураном. Также следует учитывать тот факт, что стоимость хранения выделенного плутония составляет 1–2 \$/г. Если обязательства по оплате его хранения будут возложены на эксплуатирующие организации, это повлечет за собой рост тарифов на электроэнергию [9].

Использование штатного хранилища БелАЭС для приемки и хранения свежего MOX-топлива потребует разработки, изготовления и модернизации значительного количества оборудования, используемого для входного контроля. Может также возникнуть необходимость в строительстве дополнительных сооружений на площадке БелАЭС, включая отдельное хранилище для приемки и хранения свежего MOX-топлива.

Обращение с ТВС на основе MOX-топлива при их загрузке, выгрузке, перестановке в реакторе и в бассейне выдержки, а также контрольные операции по определению их герметичности могут выполняться по штатной схеме обращения с топливом. Вывоз отработавших ТВС, включая сборки с MOX-топливом, может выполняться в транспортных упаковочных комплектах также по штатной схеме вывоза ОЯТ [7].

Таким образом, радиационные характеристики и показатели тепловыделения свежих ТВС с MOX-топливом не позволяют в полной мере использовать применяемое в настоящее время оборудование для транспортирования и хранения свежего уранового топлива.



Производство топлива для БелАЭС на Новосибирском заводе химконцентратов

Использование регенерированного урана для изготовления диоксидного уранового топлива

Перспективным направлением использования регенерированного урана является отдельное производство REMIX-топлива и топлива на основе диоксида урана путем разделения потоков регенерированных ядерных материалов при переработке. Эти два вида топлива затем размещаются в гетерогенной топливной сборке [5]. Такой подход позволяет разделить технологические процессы производства содержащего плутоний REMIX-топлива и сравнительно более безопасного ядерного топлива из двуокиси урана.

Регенерированное урановое топливо (РУТ) изготавливается из регенерированного урана, выделяемого при переработке ОЯТ промышленных, транспортных или энергетических реакторов. Изотопный состав регенерированного урана зависит от источника ОЯТ и его изотопного состава. Поэтому при изготовлении РУТ регенерированный уран может обогащаться, смешиваться с высокообогащенным природным ураном или регенерированным ураном другого изотопного состава.

В России накоплен более чем 30-летний опыт промышленного использования регенерированного урана для производства ядерного топлива, основанного на российских спецификациях (ОЯТ ВВЭР-440 используется для фабрикации топлива РБМК), и более чем 15-летний опыт производства РУТ

для западноевропейских АЭС с реакторами PWR, BWR (Германия, Швейцария, Швеция, Голландия, Великобритания). К настоящему времени в рамках реализации контракта с AREVA NP в Российской Федерации произведено более 3 тыс. ТВС.

Основные проблемы переработки ОЯТ с высокой глубиной выгорания

ОЯТ БелАЭС имеет более высокую проектную глубину выгорания по сравнению с топливом, выгружаемым из реакторов ВВЭР-1000. Его существенные отличия по нуклидному составу требуют изменения технологических схем переработки ОЯТ.

Вопросы обращения с ОЯТ в мире в полной мере не решены. В настоящее время в России накоплено около 24 тыс. т ОЯТ. Ежегодно из реакторов российских атомных станций выгружается около 650–700 т ОЯТ, при этом перерабатывается не более 15 % этого объема. В связи с этим появилась концепция двухкомпонентной ядерно-энергетической системы, включающей реакторы обоих типов (ВВЭР и БН) [10]. Переходный период может включать повторное использование переработанных ядерных материалов в качестве смешанного топлива для реакторов типа LWR, к которым относятся ВВЭР.

С технической, экологической и экономической точек зрения переработку ОЯТ БелАЭС целесообразно осущест-

влять после решения всех вопросов, связанных с обеспечением захоронения отходов переработки, содержащих цезиево-стронциевую фракцию, в заглубленных приповерхностных сооружениях. Эти сооружения могут эксплуатироваться в режиме хранения до снижения величин тепловыделения и радиоактивности ОЯТ до установленных пределов. Затем, после окончательной консервации, их можно трансформировать в пункты захоронения радиоактивных отходов (РАО). Это исключит необходимость создания полномасштабного пункта захоронения ОЯТ или высокоактивных РАО (ВАО) в глубоких геологических формациях, действующих аналогов которому в настоящее время в мире нет [1].

Гибкость транспортно-логистических операций должна быть обеспечена за счет создания площадки накопления ОЯТ с возможностью ее расширения до сухого контейнерного хранилища, что позволит сохранить достаточную свободу принятия решений в области обращения с отработавшим топливом, минимизировать имеющиеся риски и влияние существующих неопределенностей.

В 2019 году в соответствии с проведенным технико-экономическим исследованием вариантов обращения с ОЯТ БелАЭС научным учреждением «ОИЭЯИ – Сосны» разработаны Предложения по содержанию долгосрочного плана мероприятий по реализации Стратегии обращения с отработавшим ядерным топливом Белорусской атомной электростанции. Документом определены как первоочередные, так и долгосрочные мероприятия, сроки их реализации, потенциальные организации-участники (с российской и белорусской стороны), а также ориентировочная стоимость работ. Среди первоочередных мероприятий – заключение Межправительственного соглашения между Российской Федерацией и Республикой Беларусь о сотрудничестве при обращении с ОЯТ БелАЭС, развертывание работ по созданию в нашей стране инфраструктуры для обеспечения обращения с ОЯТ/ВАО, а также разработка методики определения количества продуктов переработки ОЯТ БелАЭС, подлежащих возврату в Беларусь. Создание такой методики требуется при любом варианте использования ценных продуктов переработки ОЯТ БелАЭС, в первую очередь – регенерированного урана и плутония.

Подходы к определению эквивалента активности ОЯТ и возвращаемых ВАО

В соответствии с российским законодательством [11] продукты переработки ОЯТ рекомендуется возвращать в государство – поставщик ОЯТ в форме отвержденных ВАО. Объем продуктов переработки, подлежащих возврату, определяется методами, которые согласованы сторонами, на основе принципа радиационной эквивалентности ранее импортированных отработавших тепловыделяющих сборок (ОТВС) и продуктов переработки. При этом учитывается естественный распад радионуклидов в период технологического хранения и при переработке ОЯТ.

При определении количества возвращаемых РАО используется критерий дозовых эквивалентов партий ввозимых ОТВС на момент возврата РАО и возвращаемых РАО. Дозовые эквиваленты рекомендуется определять как сумму произведений активностей содержащихся в ОТВС радионуклидов на дозовые коэффициенты для населения при пероральном поступлении радионуклидов в организм, выраженные в единицах эффективной дозы, приходящейся на единичную активность, поступившую в организм.

Помимо продуктов деления и активности, а также актиноидов, необходимо учитывать неизвлекаемую из ОЯТ часть изотопов урана, плутония и нептуния. Ее доля зависит от степени очистки, которая достигается при используемой технологии извлечения. Эти продукты являются ценными и могут использоваться в форме регенерированного ядерного топлива (МОХ-топливо).

В России разрабатывается подход, предусматривающий возврат продуктов переработки в виде свежего ядерного топлива, содержащего регенерированные ядерные делящиеся материалы – регенерированный уран (RepU), плутоний (Pu), нептуний (Np). В случае реализации этого варианта объем возвращаемых ВАО может стать значительно меньше. Кроме того, возможным преимуществом такого подхода может стать отсутствие необходимости строительства хранилищ ВАО на территории Беларуси.

Следует отметить, что экспорт регенерированных ядерных материалов не противоречит международным обязательствам Российской Федерации по нераспространению ядерного оружия [12],

поскольку эти материалы поставляются в виде свежих ТВС.

Одним из возможных направлений развития технологий переработки ОЯТ в России является фракционирование ВАО. Выделение фракции с изотопами Cs-137 и Sr-137 рассматривается как предпочтительный вариант обращения с ОЯТ БелАЭС [1]. Хотя точный радионуклидный состав остеклованных ВАО пока не определен, предварительная оценка заключается в предположении, что вся активность РАО, остеклованных в боросиликатной матрице, обусловлена изотопами Cs-137 и Sr-90, а также их продуктами распада (другие радионуклиды в составе матрицы отсутствуют). Следует отметить, что в этом случае объем возвращенных ВАО будет значительно меньше, чем при возвращении нефракционированных отходов, также как и при возврате эквивалента активности в виде свежего МОХ-топлива вместе с фракционированными ВАО.

Заключение

В работе приведены результаты анализа перспективных направлений использования регенерированного урана и плутония в топливном цикле БелАЭС. Изменение цен на мировом рынке природного урана и подходов к эксплуатации атомных энергоблоков, а также развитие технологий ядерного топливного цикла могут привести к возможности (необходимости) применения в топливном цикле БелАЭС новых видов топлива, в том числе из регенерированных материалов. Однако техническая возможность и экономическая целесообразность повторного использования урана и плутония, извлеченных из ОЯТ Белорусской АЭС, требуют изучения и обоснования, в том числе с учетом изменения изотопного состава ОЯТ за время промежуточного хранения до переработки. В этой связи актуальными задачами являются продолжение исследования вариантов обращения с целевыми продуктами переработки ОЯТ БелАЭС и разработка методики определения количества продуктов переработки ОЯТ БелАЭС, подлежащих возврату в Республику Беларусь. Создание такой методики необходимо при любом варианте использования ценных продуктов переработки ОЯТ БелАЭС.

Список литературы

1. Стратегия обращения с отработавшим ядерным топливом Белорусской атомной электростанции: утв. постановлением Совета Министров Респ. Беларусь, 22.08.2019, № 558.
2. Павловичев, А.М. Нейтронно-физические характеристики активной зоны ВВЭР-1000 со 100 %-ной загрузкой топливом из регенерированного урана и плутония / А.М. Павловичев [и др.] // Атомная энергия. – Т. 101, вып. 6. – 2006. – С. 407–413.
3. Васильченко, И.Н. Анализ возможности обращения со свежим РЕМИКС-топливом на действующих АЭС с ВВЭР-1000 / И.Н. Васильченко [и др.] // Обеспечение безопасности АЭС с ВВЭР: материалы Шестой междунар. науч.-техн. конф., Подольск, 28–31 мая 2013 г. / ФГУП ОКБ «ГИДРОПРЕСС». – Подольск, 2013.
4. Федоров, Ю.С. Использование регенерированного урана и плутония в тепловых реакторах / Ю.С. Федоров [и др.] // Атомная энергия. – 2005. – Вып. 2, т. 99. – С. 136–141.
5. Management of Reprocessed Uranium Current Status and Future Prospects [Электронный ресурс]. – № 1529. – Вена: МАГАТЭ, 2007. – Режим доступа: https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/te_1529_web.pdf. – Дата доступа: 05.12.2019.
6. Evaluations of technical and economic indicators of REMIX fuel application in the LWR fuel cycle / A.V. Grol [et al.] // Conference on the Management of Spent Fuel: Proceed. of IAEA International Conf., Vienna, June 24–28 / IAEA. – Austria, Vienna, 2019. – P. 1–10.
7. Суров, Д.В. Концепция обращения с МОХ и REMIX топливом на АЭС с РУ АЭС-2006 / Д.В. Суров, В.Н. Чернышев // Бюллетень основных научно-технических работ АО ОКБ «ГИДРОПРЕСС», 2016.
8. Кравченко, Г.А. Получение МОКС-топлива как один из этапов замыкания ядерного топливного цикла / Г.А. Кравченко [и др.] // Ядерная и альтернативная энергетика. – 2014. – № 1(7). – С. 60–64.
9. Осецкая, М.М. Разработка методики формирования топливной составляющей себестоимости электроэнергии АЭС / М.М. Осецкая, М.А. Алленых // Вестник ИГЭУ. – 2017. – Вып. 6. – С. 67–76.
10. Алексеев, П.Н. Двухкомпонентная ядерная энергетическая система с тепловыми и быстрыми реакторами в замкнутом ядерном топливном цикле / П.Н. Алексеев [и др.]; под ред. Н.Н. Пономарева-Степного. – М.: Техносфера, 2016. – 160 с.
11. Рекомендации по обеспечению безопасности при возврате обработанных продуктов облученных тепловыделяющих сборок в страну их поставщика РБ-092-13: приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору, 30.12.2013, № 655.
12. Договор о нераспространении ядерного оружия: утв. резолюцией 2373 (XXII) Генеральной Ассамблеи Организации Объединенных Наций от 12 июня 1968 года.

О РЕШЕНИЯХ ТЕХНИЧЕСКОГО СОВЕТА ГОСЭНЕРГОГАЗНАДЗОРА

22 января в г. Минске состоялось заседание секции по энергетическому надзору технического совета государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор». В ходе мероприятия были рассмотрены актуальные аспекты надзорной работы, в том числе имеющие отношение к деятельности поднадзорных субъектов хозяйствования. В статье представлены основные решения секции.



Д.М. ЛОСЕНКОВ,
первый заместитель генерального директора – главный инженер государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор»

Целесообразность подписания (визирования) инспектором Госэнергогазнадзора актов разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон

До реорганизации органов Госэнергонадзора государственные инспекторы визировали акты разграничения, удостоверяя своей подписью правильность составления схемы, параметров элементов сети и места установки приборов учета. В настоящее время вступили в силу новые нормативные правовые акты. Так, Положением о порядке взаимодействия государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго», государственного производственного объединения по топливу и газификации «Белтопгаз», государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор», утвержденным совместным приказом от 14 июня 2019 года № 157/147/72, визирование Госэнергогазнадзором актов разграничения не предусмотрено. Оно также не предусматривается формой акта разграничения, установленной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь и Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 27 ноября 2019 года № 41/25, и формой акта разграничения, приведенной в приложении А ТКП 609-2017 (33240) «Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ».

С учетом требований нормативных правовых актов секцией технического совета принято решение об отсутствии необходимости подписания (визирования) Госэнергогазнадзором актов разграничения.

В связи с поступающими обращениями энергоснабжающих организаций секция технического совета в рамках данного вопроса рассмотрела форму предоставления акта разграничения в орган Госэнергогазнадзора. Отмечено, что в соответствии с пунктом 12 Инструкции о порядке осуществления органом государственного энергетического и газового надзора осмотра электроустановок для определения возможности их ввода в эксплуатацию, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 26 января 2016 года

№ 2, в орган Госэнергогазнадзора при осуществлении процедуры осмотра электроустановок юридических лиц и индивидуальных предпринимателей предоставляется копия акта разграничения. Секцией технического совета решено указать инспекторскому персоналу на исключение требования о предоставлении оригиналов актов разграничения при осуществлении такого осмотра.

Сроки действия протоколов электрофизических измерений, предоставляемых при подключении ранее отключенных объектов потребителей либо при подключении новых

На практике часто складывается ситуация, когда с момента проведения электрофизических измерений (ЭФИ) до момента обращения потребителей для подключения их к электриче-

К сведению:

Технический совет государственного учреждения «Государственный энергетический и газовый надзор» является постоянно действующим совещательным органом, в функции которого входят рассмотрение и выработка решений по вопросам деятельности Госэнергогазнадзора. Основной целью технического совета является повышение эффективности работы учреждения, формирование технической политики по вопросам, находящимся в пределах его компетенции, путем анализа законодательства, рассмотрения документов и предложений.

ской сети проходит несколько месяцев. Электрофизические свойства изоляции электроустановок, в течение длительного времени не находящихся под напряжением, могут измениться. При этом нормативными правовыми актами срок действия протоколов ЭФИ до момента подачи напряжения на электроустановки не определен, установлена только периодичность испытаний в процессе эксплуатации. По результатам обсуждения данного вопроса секцией технического совета принято решение о целесообразности внесения соответствующих изменений в ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

До внесения изменений в ТКП 181 необходимо:

- при проведении осмотра электроустановок новых и ранее отключенных объектов в отношении срока действия протоколов ЭФИ руководствоваться требованиями ТКП 181, регламентирующими периодичность испытаний;

- при проведении осмотра объекта электроснабжения, отключенного в результате пожара или аварии (после проведения восстановительного ремонта электрооборудования (электропроводки)), необходимо рассматривать протоколы ЭФИ, выполненные после проведения электромонтажных работ.

Осуществление осмотра квартир со свободной планировкой в многоквартирных жилых домах для определения возможности их ввода в эксплуатацию

В ряде случаев при проектировании многоквартирных жилых домов со свободной планировкой устройство внутренней электропроводки квартир предусматривается не в полном объеме либо вовсе не предусматривается. В этом случае к осмотру для определения возможности ввода в эксплуатацию предъявляются только электроустановки, которые предусмотрены проектным решением, электроустановки квартир не осматриваются. Электропроводка и защитные аппараты, смонтированные в ходе последующего ремонта, инспектором Госэнергогазнадзора также не осматриваются, электрофизические измерения после монтажа в подавляющем большинстве случаев не выполняются.

Принято решение осмотр электроустановок многоквартирного жилого дома со свободной планировкой квартир осуществлять в объеме, предусмотренном проектным решением. При этом в акт осмотра электроустановок вносится запись о том, что осмотр электромонтажных работ по внутренней электропроводке квартир (жилых помещений) не производился. При этом Госэнергогазнадзором будет обеспечена выдача организациям, осуществляющим эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющим жилищно-коммунальные услуги, уполномоченным лицам по управлению общим имуществом специальных памятков для дальнейшего информирования жильцов о порядке действий при выполнении электромонтажных работ в квартире.

Рассмотрение проектной документации на электро- и теплоснабжение объектов в части соответствия требованиям безопасности и эксплуатационной надежности

Единым перечнем административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями

в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 года № 156, не предусмотрено обязательное согласование Госэнергогазнадзором проектной документации на электро- и теплоснабжение. Дополнение единого перечня новой административной процедурой в настоящее время невозможно.

Вместе с тем возможна ситуация, при которой допущенное в проектной документации нарушение требований ТНПА будет реализовано при производстве монтажных работ и выявлено только на этапе осмотра электро- или теплоустановок инспектором Госэнергогазнадзора. Возможны случаи, при которых устранение такого нарушения потребует значительных финансовых затрат и приведет к срыву сроков ввода объекта в эксплуатацию.

По итогам обсуждения этого вопроса секцией технического совета принято решение, что рассмотрение органом Госэнергогазнадзора проектной документации на электро- и теплоснабжение объектов в части ее соответствия требованиям безопасности и эксплуатационной надежности до начала строительства объекта возможно только при добровольном обращении заинтересованного лица в соответствии с Положением о государственном энергетическом и газовом надзоре, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 марта 2019 года № 213.

Осмотр электроустановок арендаторов для определения возможности их ввода в эксплуатацию

В территориальные подразделения Госэнергогазнадзора обращаются юридические лица с заявлениями о необходимости осмотра вновь смонтированных электроустановок арендаторов для определения возможности их ввода в эксплуатацию в рамках выполнения этапа административной процедуры, предусмотренной пунктом 3.31 единого перечня.

При этом арендаторам арендодателями выдаются технические условия на электроснабжение, после чего арендатором разрабатывается проект электроснабжения арендуемого помещения (здания), проводятся электромонтажные работы и ЭФИ. Зачастую это связано с установлением отдельного прибора учета для определения величины электроэнергии, потребленной электроустановками арендатора, поскольку арендатор и арендодатель относятся к разным тарифным группам потребителей. В дальнейшем сведения об указанном приборе учета электроэнергии включаются в договор электроснабжения арендодателя и расчеты за потребленную электроэнергию производятся по соответствующей тарифной группе.

Фактически арендатором производится реконструкция или монтаж новых электроустановок. Действующими нормативными правовыми актами не определено, кто является заинтересованным лицом в подобной ситуации.

По результатам обсуждения данного вопроса секция технического совета подготовила разъяснение, согласно которому вновь смонтированные, реконструированные электроустановки арендуемого здания (помещения) подлежат осмотру для определения возможности их ввода в эксплуатацию органом Госэнергогазнадзора в установленном порядке, при этом акт осмотра оформляется в отношении собственника данного здания (помещения). Осмотр вновь смонтированных, реконструированных электроустановок арендуемого здания (поме-

щения) осуществляется по заявлению собственника объекта электроснабжения либо энергоснабжающей организации. При наличии письменного согласия собственника объекта электроснабжения (электроустановок объекта электроснабжения) арендаторы также вправе выступить заявителями на осуществление процедуры осмотра электроустановок.

Допуск в эксплуатацию тепловых сетей с системой оперативно-диспетчерского контроля

При осуществлении Госэнергогазнадзором осмотра тепловых сетей бесканальной прокладки из стальных труб, предварительно термоизолированных пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке (ПИ-трубы), при вводе их в эксплуатацию фиксируются случаи, когда монтаж системы оперативно-диспетчерского контроля (СОДК) не предусмотрен проектом либо не предоставляется документация, подтверждающая монтаж и исправность такой системы. Перечень документации, предъявляемой Госэнергогазнадзору при допуске в эксплуатацию СОДК, отдельно не определен.

Секцией технического совета указано, что в соответствии с пунктом 10.38 ТКП 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» при применении ПИ-труб должны быть предусмотрены элементы оборудования СОДК, комплектно поставляемые изготовителями ПИ-труб.

Для осуществления контроля качества работ при монтаже тепловых сетей необходимо руководствоваться СТБ 2116-2010 «Строительство. Монтаж тепловых сетей. Контроль качества работ». В акте приемочного контроля качества работ по монтажу тепловых сетей (приложение А), выполненных из ПИ-труб, в состав приложений включаются документы, в том числе удостоверяющие качество монтажа СОДК, согласно ТКП 45-4.02-89-2007 (02250) «Тепловые сети бесканальной прокладки из стальных труб, предварительно термоизолированных пенополиуретаном в полиэтиленовой оболочке. Правила проектирования и монтажа».

Для выдачи заключения о соответствии требованиям безопасности и эксплуатационной надежности и при допуске в эксплуатацию тепловых сетей, оснащенных СОДК, в обязательном порядке Госэнергогазнадзору предъявляются для рассмотрения в составе исполнительной документации документы, приведенные в Изменении № 1 ТКП 45-4.02-89-2007, а именно:

- акт комплексного опробования тепловой сети и проверки готовности к эксплуатации (приложение Е.4);
- протокол измерений сопротивления изоляции участков трубопроводов и сопротивления шлейфа сигнальных проводников (приложение Ж.2). Данный протокол прилагается к акту формы Е.4.

Если данные документы не предоставлены или выявлено отсутствие СОДК в составе объекта, Госэнергогазнадзор отказывает в выдаче положительного заключения о возможности ввода в эксплуатацию объекта.

О выявленных случаях отсутствия в проектах тепловых сетей с ПИ-трубами решений об установке СОДК Госэнергогазнадзор будет информировать заинтересованные органы государственного управления.

К сведению:

СОДК предназначена для контроля электрического сопротивления теплоизоляционного слоя ПИ-труб и позволяет с помощью контрольных и измерительных приборов обнаружить места повреждений и участки с повышенной влажностью изоляции.

Новые издания

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.05.837-20
«Нормы времени на техническое обслуживание и ремонт оборудования подстанций 35–750 кВ»
- ✓ СТП 33240.10.361-20
«Нормы расхода материалов на ремонт устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 0,4–10 кВ»

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Внимание ответственных за электрохозяйство предприятий предлагаем статью, в которой рассмотрены требования по обеспечению электробезопасности в ванных комнатах и душевых кабинах. Один из обязательных этапов подготовки их к нормальному функционированию – подключение к электросети. Между тем особенностью ванных и душевых помещений является избыточная влажность, которая обуславливает повышенную опасность применения электрооборудования. Приступая к работе в этих помещениях, электротехнический персонал обязан учитывать соответствующие требования нормативных документов.

Пишите, если вас интересуют проблемные аспекты электро- и теплобезопасности, применения положений нормативных правовых и нормативных технических актов и другие вопросы. На страницах журнала вам ответят самые квалифицированные специалисты.

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

Требования по обеспечению электробезопасности в ванных комнатах и душевых кабинах

Ванная комната относится к помещениям с повышенной опасностью поражения электрическим током, поэтому в ванных комнатах и душевых должны предприниматься дополнительные меры по обеспечению электробезопасности, отвечающие требованиям ГОСТ 30331.11-2001 «Электроустановки зданий. Часть 7. Требования к специальным электроустановкам. Раздел 701. Ванные и душевые помещения».

ГОСТ 30331.11-2001 устанавливает специальные требования к электроустановкам в ванных и душевых помещениях и окружающих их зонах, где имеет место повышенный риск поражения людей электротоком.

Согласно стандарту помещение ванной комнаты делится на 4 зоны (см. рисунок):

– **зона 0** – это внутренний объем ванны или душевого поддона;

– **зона 1** ограничивается внешней вертикальной плоскостью ванны или душевого поддона или вертикальной плоскостью на расстоянии 0,60 м от душевого разбрызгивателя – для душа без поддона; полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 2,25 м над полом;

– **зона 2** ограничивается внешней вертикальной плоскостью зоны 1 и параллельной ей вертикальной плоскостью на расстоянии 0,60 м; полом и горизонтальной плоскостью на расстоянии 2,25 м над полом;

– **зона 3** ограничивается внешней вертикальной плоскостью зоны 2 и параллельной ей вертикальной плоскостью на расстоянии 2,40 м; полом и горизонтальной плоскостью над полом на расстоянии 2,25 м.

Для обеспечения безопасности в ванной комнате ГОСТ 30331.11-2001 предписывает:

- **устройство дополнительной системы уравнивания потенциалов.** Для этого в зонах 0–3 все сторонние проводящие части, открытые проводящие части и защитные проводники должны быть присоединены к дополнительной системе уравнивания потенциалов;

- **применение систем безопасного сверхнизкого напряжения (БСНН) или защитного сверхнизкого напряжения (ЗСНН).** В качестве источника питания для БСНН следует применять безопасный разделительный трансформатор номинальным напряжением не более 12 В, размещенный вне зоны 0. При использовании системы БСНН для защиты от непосредственного прямого прикосновения к токоведущим частям независимо от номинального напряжения необходимо применять ограждения или оболочки, обеспечивающие степень защиты от механического воздействия по крайней мере не ниже IP2x, или изоляцию, способную выдержать испытательное напряжение переменного тока 500 В в течение 1 мин;

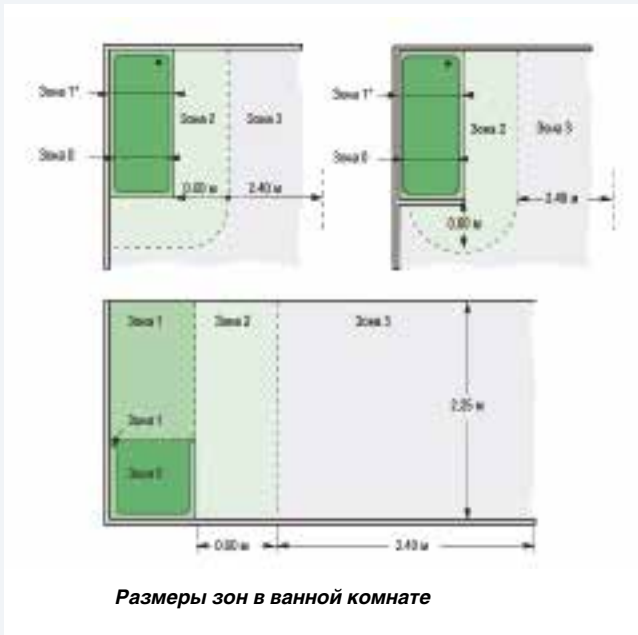
- **применение электрооборудования с соответствующей степенью защиты от влаги по классификации IP:**

- в зоне 0 – IPx7;

- в зоне 1 – IPx5;

- в зоне 2 – IPx4 (IPx5 – в ванных комнатах общего пользования);

- в зоне 3 – IPx1 (IPx5 – в ванных комнатах общего пользования).



• **рациональное размещение электрооборудования.**

В зонах 0–2 должны находиться только те электропроводки, которые необходимы для подачи питания к устройствам, расположенным в этих зонах. В них также запрещено устанавливать соединительные коробки, распределительные устройства и устройства управления. В зоне 3 могут быть установлены штепсельные розетки, если они:

- подключены к индивидуальному разделяющему трансформатору в соответствии с п. 413.5.1 ГОСТ 30331.3-95 «Электроустановки зданий. Часть 4. Требования по обеспечению безопасности. Защита от поражения электрическим током»;
- подключены к источнику питания системы БСНН или ЗСНН в соответствии с п. 411.1 указанного ГОСТ;

– защищены устройством защитного отключения дифференциального тока с величиной срабатывания, не превышающей 30 мА.

Эти технические решения реализуются в жилых и общественных зданиях, введенных в эксплуатацию после 2003 года. До этого основным документом, регламентирующим вопросы обеспечения электробезопасности в ванных комнатах и душевых, были Правила устройства электроустановок (ПУЭ, 6-е издание, гл. 7.1 «Электрооборудование жилых и общественных зданий»). Согласно пп. 7.1.36, 7.1.37 ПУЭ устанавливаемые в этих помещениях светильники должны иметь корпус и патрон, выполненные из изолирующего материала, а установка розеток допускается только при подключении их через разделительный трансформатор. В соответствии с этими требованиями ПУЭ в ванных комнатах и душевых розетки, как правило, не устанавливались, поэтому самым распространенным вариантом решения вопроса о способе подключения бытовых переносных и передвижных приборов (фенов, электробритв, водонагревателей, стиральных машин) стало применение удлинителей. Подобная схема подключения является потенциально опасной, что уже доказано практикой. Оптимальным решением с точки зрения обеспечения электробезопасности является реконструкция электрической сети квартиры и приведение ее в соответствие с современными требованиями ТНПА. Безусловно, это потребует от собственников квартир определенных расходов, но целесообразность выбора в пользу безопасности очевидна.

В заключение следует отметить, что в действующих сегодня ТНПА уделено большое внимание проблеме обеспечения электробезопасности в ванных и душевых помещениях, в том числе разработан целый комплекс технических решений, призванных исключить риск поражения человека электротоком при пользовании электроприборами в любой зоне ванной комнаты.

Е.А. Щенников, руководитель электротехнической группы № 1 Могилевского МРО филиала ГУ «Госэнергогазнадзор» по Могилевской области

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.45.312-20
«Методические указания по созданию и эксплуатации тестовой модели энергосистемы для проверки автоматических регуляторов возбуждения сильного действия»
- ✓ СТП 33240.20.322-19
«Методические указания по испытанию тепловых сетей на гидравлические потери»
- ✓ СТП 33240.20.670-19
«Указания по разработке организационно-технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок и линий электропередачи»

Новые издания

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЯГОВЫХ РАСЧЕТОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ УСТРОЙСТВ СИСТЕМЫ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

В статье рассматриваются подходы к совершенствованию тяговых расчетов для определения параметров устройств системы железнодорожного электроснабжения. Авторы представили способы расчета среднего значения поездного тока, эквивалентного по нагреву масла тока обмотки, максимального эффективного тока обмотки при максимальных размерах движения поездов, мощности подстанции и других параметров.

Annotation

The article discusses approaches to improving traction calculations to determine the parameters of devices of a railway power supply system. The authors presented methods for calculating the average value of the train current, equivalent to heating the oil of the winding current, the maximum effective winding current at the maximum train sizes, substation power, and other parameters.

Статья поступила в редакцию 27 января 2020 года

Актуальность совершенствования расчетов тяговых электрических нагрузок обусловлена перегрузками тяговых трансформаторов и последующим отключением уставок тока срабатывания, связанными с появлением двухсекционных магистральных грузовых электровозов БКГ2 большой мощности (9600 кВт). Тяговые расчеты позволяют определять параметры, необходимые для нормирования расхода электрической энергии на тягу поездов, расчета пропускной и провозной способности, проектирования новых и реконструкции существующих железных дорог.

Подходы к расчету системы электроснабжения

Для расчета системы электроснабжения (СЭС) железных дорог необходимо решить две задачи: определить

параметры СЭС (оптимальное расстояние между тяговыми подстанциями, мощности тяговых подстанций, экономическое сечение контактной подвески) и произвести оценку ее технико-экономических показателей.

Можно выделить три основные группы технико-экономических показателей работы СЭС:

- количество переработанной электроэнергии для питания тяговых и нетяговых нагрузок, потери электроэнергии в основных элементах системы (в тяговой сети и на тяговых подстанциях), рекуперация энергии, в том числе инвертирования;

- показатели, характеризующие качество электроэнергии, потребляемой тяговой и нетяговой нагрузками (падение напряжения в тяговой сети и на тяговых подстанциях), фактический уровень напряжения на токоприемнике электровозов, коэффициент мощности,



А.В. ДРОБОВ,
м.т.н., преподаватель
УО «Белорусский государственный университет транспорта»,
аспирант кафедры «Локомотивы»



В.Н. ГАЛУШКО,
к.т.н., доцент кафедры
«Электротехника»
УО «Белорусский государственный университет транспорта»

показатель несимметрии токов и напряжений;

- максимальные рабочие токи фидеров тяговых подстанций и постов секционирования, пунктов параллельного соединения, максимальные эффективные токи фидеров тяговых подстанций и выпрямительных агрегатов, потенциалы рельсов относительно земли, наведенные значения напряжений и токов в линиях связи.

Основным принципиальным отличием условий работы тяговых сетей и сетей со стационарными (неподвижными) нагрузками является непрерывное изменение во времени расположения

нагрузок, их величины и числа в зоне питания. Это обуславливает резкопеременный и неустойчивый характер графиков нагрузки отдельных элементов системы, поэтому методы расчета сетей со стационарными нагрузками неприменимы для расчета электрических нагрузок тяговых сетей. В связи с этим для расчета СЭС электрифицированных железных дорог были разработаны специальные методы, которые в той или иной степени учитывают особенности тяговых сетей [1].

При этом все существующие сегодня методы расчета, начиная с самого простого и кончая наиболее сложным, основаны на одной и той же схеме решения: сначала определяются значения необходимых величин в отдельные моменты времени, затем вычисляются их средние значения различного порядка и учитываются те мгновенные значения, которые представляют интерес при проектировании и эксплуатации. В одних случаях такой подход используется непосредственно при проведении расчетов (графические методы расчета), в других – при выводе расчетных формул.

Все методы в качестве исходных данных предусматривают использование графика движения поездов, заданного в явном или неявном виде, и результатов расчета тяговых нагрузок, представленных зависимостями тока поезда и времени его хода в функции пути. При этом результаты расчетов используются примерно одинаково,



учет же характерных особенностей графика движения поездов производится по-разному. Поэтому в основу классификации методов расчета СЭС электрифицированных железных дорог положен способ учета характерных особенностей графика движения поездов. В соответствии с ним методы можно разбить на три группы [1]:

- методы расчета по заданному графику движения поездов (график движения задан в явном виде, в графическом отображении с использованием осей времени и пути);
- методы расчета по заданным размерам движения (график движения задан в неявном виде, без графического отображения);
- методы расчета на основе имитационной модели работы СЭС.

Методы тяговых расчетов включают комплекс способов и приемов определения массы состава, скорости его движения и времени хода по перегону, расхода топлива и электроэнергии на тягу, а также решение тормозных задач. Расчеты позволяют определить количество необходимых тяговых мощностей для организации движения определенного количества грузов. От их точности напрямую зависит экономический эффект предприятий железнодорожного транспорта, эффективность использования локомотивного и вагонного парка. Использование единых типовых практических подходов при проведении тяговых расчетов позволит

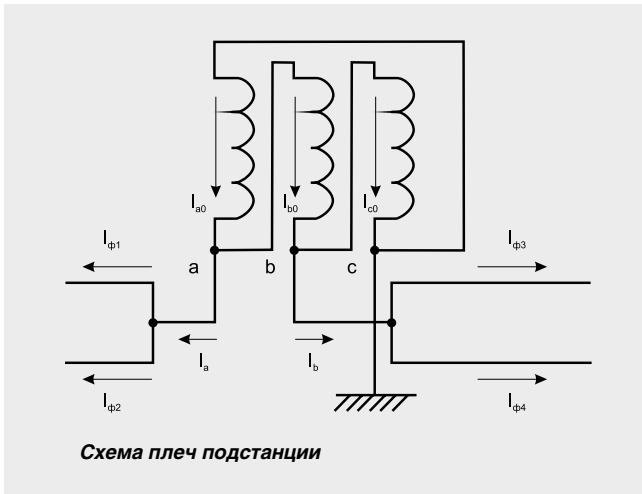
повысить качество проектных работ, сократить сроки и снизить стоимость проектирования.

В расчетах дополнительно учитывается:

- сопротивление от поворота тележек экипажей на кривых, направленных в разные стороны (так называемых S-образных или обратных кривых);
- сопротивление на стрелочных переводах при движении на боковой путь;
- зависимость сопротивления от состояния пути или уровня его рельсовых нитей;
- снижение силы тяги при температуре наружного воздуха 20 °С и выше, а также при атмосферном давлении ниже 1013 гПа (760 мм рт.ст.);
- сопротивление движению локомотива (в промышленном транспорте тяговые расчеты выполняются не только для поездного движения, но и для маневровых передвижений локомотива с небольшим количеством вагонов или без вагонов);
- сопротивление движению от встречного и бокового ветра. Для логически обоснованного его учета аппроксимированы опытные данные (в расчетах для промышленного транспорта этот показатель учитывается значительно заниженным коэффициентом, равным 1,2, без зависимости от скорости, силы ветра и плотности воздуха).

Тяговые расчеты позволяют комплексно устанавливать массу поезда (маневрового состава), вид тяги, тре-

буемую или оптимальную мощность и необходимый парк локомотивов, время и энергоресурсы, затрачиваемые на поездную и маневровую работу, и связанные с этими показателями общие технико-экономические показатели железнодорожного транспорта.



При проектировании и расчетах параметров СЭС для повышения точности и достоверности результатов предлагается использовать представленные ниже коэффициенты, учитывающие дополнительное удельное сопротивление движению поезда от низкой температуры наружного воздуха.

Основные положения усовершенствованного расчета

1. Расчет среднего значения поездного тока и среднего значения его квадрата.

Среднее значение поездного тока по разложенной кривой поездного тока определяется по формуле

$$I_{cp} = \frac{1}{t} \cdot \sum_{i=0}^n (I_{i,cp} \cdot t_i),$$

где t – время хода поезда по фидерной зоне, мин; t_i – рассматриваемый промежуток времени, мин; $I_{i,cp}$ – среднее значение тока за рассматриваемый промежуток времени t_i , А.

Квадрат эффективного тока равен:

$$I_9^2 = \frac{1}{t} \cdot \sum_{i=0}^n (I_{i,cp}^2 \cdot t_i).$$

2. Расчет эквивалентного нагреву масла тока обмотки для заданного размера движения поездов.

Определяем средние и эффективные токи фидеров от всех нагрузок при различных размерах движения однопутных поездов и двухстороннем питании:

$$I_{\phi} = \frac{n_{\phi} \cdot N}{N_0} \cdot I_{cp},$$

где n_{ϕ} – наибольшее число поездов в фидерной зоне; N – число пар поездов в сутки; N_0 – пропускная способность (максимальное число пар поездов) в сутки.

Находим эффективные токи фидеров от всех нагрузок при заданных размерах движения:

$$I_{\phi\alpha}^2 = \frac{4}{3} \cdot \frac{n_{\phi} \cdot N}{N_0} \cdot I_9^2 + \left(n_{\phi} - \frac{4}{3} \right) \cdot \frac{n_{\phi} \cdot N^2}{N_0^2} \cdot I_{cp}^2.$$

Линейные нагрузки подстанции (средние и эффективные токи плеч питания, см. рисунок) определяются в следующем порядке.

Находим квадраты эффективных токов плеч питания подстанции:

$$I_{a\alpha}^2 = I_a^2 + (I_{\phi\alpha 1}^2 - I_{\phi 1}^2) + (I_{\phi\alpha 2}^2 - I_{\phi 2}^2);$$

$$I_{b\alpha}^2 = I_b^2 + (I_{\phi\alpha 3}^2 - I_{\phi 3}^2) + (I_{\phi\alpha 4}^2 - I_{\phi 4}^2).$$

Определяем ток обмоток «а» и «с», предполагая, что углы сдвига фаз средних нагрузок на обоих плечах равны:

$$I_{a\alpha 0}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{a\alpha}^2 + I_{b\alpha}^2 + 2 \cdot I_a \cdot I_b);$$

$$I_{c\alpha 0}^2 = \frac{1}{9} \cdot (4 \cdot I_{b\alpha}^2 + I_{a\alpha}^2 + 2 \cdot I_a \cdot I_b).$$

Эквивалентный нагреву масла ток обмотки равен:

$$I_{\alpha 0}^2 = \frac{1}{9} \cdot (2 \cdot (I_{a\alpha 0}^2 + I_{c\alpha 0}^2) + I_a \cdot I_b).$$

3. Расчет эквивалентного нагреву масла тока обмотки в период восстановления нормального движения поездов после «окна».

Определяем средние и эффективные токи фидеров от всех нагрузок при движении однопутных поездов и двухстороннем питании в период восстановления движения после «окна», введя коэффициент $\gamma = \gamma_{cr} = \frac{N_{cr}}{N_0} = 0,9$ [2], тогда эффективные токи фидеров от всех нагрузок составят:

$$I_{\phi cr} = n_{\phi} \cdot \gamma_{cr} \cdot I_{cp}.$$

Квадрат эффективных токов фидеров в период восстановления нормального движения после «окна» определяется по формуле

$$I_{\phi\alpha cr}^2 = \frac{4}{3} \cdot n_{\phi} \cdot \gamma_{cr} \cdot I_9^2 + \left(n_{\phi} - \frac{4}{3} \right) \cdot n_{\phi} \cdot \gamma_{cr}^2 \cdot I_{cp}^2.$$

4. Расчет максимального эффективного тока обмотки при максимальных размерах движения поездов.

Определяем средние и эффективные токи фидеров от всех нагрузок при максимальном движении однопутных поездов и двухстороннем питании при условии, что $N = N_0, \gamma = 1$.

Затем рассчитываем средние токи фидеров от всех нагрузок при максимальном движении однопутных поездов и квадрат эффективных токов, причем за максимальный эффективный ток обмотки принимаем наибольший из двух эквивалентных нагреву масла токов обмоток «а» или «с».

5. Расчет мощности подстанции.

Определяем мощность подстанции, взяв в качестве базовой суммарную мощность двух трансформаторов по 25 МВА, то есть $S_{нт} = 50$ МВА. Тогда мощность трансформаторов, которую допустимо использовать для тяги, составит:

$$S_{нт} = \frac{S_H}{K_y} - S_{p,пасч},$$

где $K_y = 0,97$ – коэффициент участия районной нагрузки; $S_{p,расч.} = 15$ МВА – потребная мощность для питания районной нагрузки.

Номинальный ток для двух трансформаторов равен:

$$I_{2HT} = \frac{S_{HT}}{3 \cdot U_{щ}}$$

Уточненные коэффициенты нагрузок определяются следующим образом:

$$K_0 = \frac{\sqrt{I_{0э}}}{I_{2HT}}$$

$$K_{cr} = \frac{\sqrt{I_{3cr}}}{I_{2HT}}$$

$$K_{max} = \frac{\sqrt{I_{эmax}}}{I_{2HT}}$$



Средняя интенсивность износа обмотки в сутки предоставления «окна» составит:

$$F_{1cp} = \frac{A_{cr} \cdot L_{об,max} \cdot L_{мсг} \cdot T_{вос}}{24}$$

где $A_{cr} = e^{-\alpha \cdot (\theta_{интб} - \theta_{охлс})}$; $L_{об,max} = \gamma_{cr} \cdot e^{\alpha \cdot (aK_{max}^2 + b)}$;

$$L_{мсг} = e^{\alpha \cdot (g \cdot ((1-\eta) \cdot K_{cr}^2 + K_0^2) + h)}$$
; $\eta = e^{-\frac{T_{вос} - t_0}{\tau}}$;

$\theta_{охлс} = 25$ °С – температура окружающей среды в период восстановления нормального движения; $\theta_{интб} = 98$ °С – базовая температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой скорость расчетного износа витковой изоляции соответствует сроку службы трансформатора; $\alpha = 0,115 \frac{1}{\text{°С}}$.

Так как $F_{1cp} > 1$, определим расчетный номинальный ток, при котором относительная интенсивность износа будет нормальной:

$$I_{0ном} = I_{2HT} \cdot \sqrt{\frac{\ln(F_{1cp}) + \ln\left(\frac{365}{n_{cr} \cdot \gamma_{cr}}\right) + 8,9 - 0,115 \cdot \theta_{охлс}}{\ln\left(\frac{365}{n_{cr} \cdot \gamma_{cr}}\right) + 8,9 - 0,115 \cdot \theta_{охлс}}}$$

где $n_{cr} = \frac{2}{3} \cdot n_{вл}$ – число суток с предоставлением «окна» в весенне-летний период.

Необходимая расчетная мощность будет находиться в пределах S_{min} и S_{max} с разницей в 8 % по току.

Ток располагаемой мощности для тяги равен:

$$I_{2HT} = \frac{1}{3 \cdot U_{щ}} \cdot \left(\frac{S_{ном}}{K_y} - S_{p,расч.} \right)$$

6. Проверка выбранных трансформаторов по коэффициентам нагрузок.

Вычисляем среднюю интенсивность износа изоляции обмотки в сутки предоставления «окна» и максимальную температуру масла и обмотки.

Определяем мощность и ток для тяги при работе одного трансформатора:

$$S_{1HT} = \frac{S_{ном}}{2 \cdot K_y} - S_{p,расч.}; \quad I_{1HT} = \frac{S_{1HT}}{3 \cdot U_{щ}}$$

Максимальная температура масла и обмотки при нормальных размерах движения составит:

$$\theta_{мо} = \theta_{охлс} + \frac{g \cdot I_{0э}^2}{I_{1HT}^2} + h < 95^\circ;$$

$$\theta_{интб} = \theta_{охлс} + a \cdot \frac{I_{эmax}^2}{I_{1HT}^2} + b < 140^\circ$$

Выводы

Методы тяговых электрических расчетов, представленные в статье, позволяют рассчитывать параметры оборудования для перспективного скоростного движения (160–300 км/ч) железнодорожного транспорта на электротяге. Также расчеты с помощью уточненных коэффициентов позволяют более правильно определять параметры тяговых трансформаторов при перегрузках и последующего отключения по уставке срабатывания при нахождении в фидерной зоне одного и более локомотивов, в том числе серии БКГ. Применение данной методики расчетов позволит не допускать отключения тяговых подстанций из-за перегрузки трансформаторов и обеспечивать непрерывное электроснабжение потребителей (электрического подвижного состава), расположенных по обоим плечам питания.

Список литературы

1. Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций: ТКП 336-2011 (02230). – Введ. 12.08.2011. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2011. – 165 с.
2. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок: ТКП 427-2012 (02230). – Введ. 01.03.2013. – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2012. – 82 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА: ПУТЬ ОТ СОВМЕСТИМОСТИ К СРАБОТАННОСТИ

В процессе решения профессиональных задач работники должны координировать свои действия. Результат деятельности зависит от уровня согласованности этих действий. К сожалению, персонал не всегда готов к конструктивному сотрудничеству. Отсутствие психологической совместимости в коллективе чревато такими негативными явлениями, как саботаж, провокация на конфликт, выяснение отношений на рабочем месте и служебное расследование. Между тем все эти события можно предупредить.



С.А. ВЫСОЦКАЯ,
психолог филиала «Минские
электрические сети»
РУП «Минскэнерго»

Определение психологической совместимости

Неблагоприятный психологический климат в коллективе способен привести к серьезной конфликтной ситуации, которая негативно повлияет на результаты работы и может закончиться в том числе травмой на рабочем месте. За последствия такой ситуации отвечает наниматель, ведь именно он должен обеспечить безопасные условия труда и грамотно произвести ротацию кадров, объединить сотрудников в бригады, рабочие группы и т.д. по принципу совместимости. В большинстве случаев руководители знают, как обеспечить соблюдение требований по охране труда, а вот с понятием «психологическая совместимость» у многих возникают вопросы.

И это неудивительно. Даже при попытке дать определение этому понятию на основе научных исследований обнаруживается ряд проблем, в частности:

- отсутствие объективных критериев психологической совместимости;
- некорректная синонимизация понятий «совместимость» и «сработанность»;
- проблема выбора индикаторов измерения совместимости (неясно, существуют ли «более» или «менее» совместимые психологические типы работников).

При всей активности употребления термина «совместимость» в научной литературе, он до сих пор не имеет одно-

значного истолкования. Поэтому каждый автор вкладывает в это слово свой смысл, руководствуясь собственными взглядами. Теме оптимизации взаимодействия персонала наиболее соответствует следующее определение: **психологическая совместимость персонала** – это способность согласовывать (делать непротиворечивыми) свои действия и оптимизировать взаимоотношения в условиях совместной деятельности.

Способность «согласовывать действия» подразумевает принятие участниками взаимодействия:

- ролей (более опытный работник учит новичка);
- функций (подчиненный выполняет указания руководителя, соблюдает субординацию);
- интересов и мотиваций (бригада или рабочая группа выполняют общее задание).

Психологическая совместимость в общем смысле требует общности интересов, взаимной симпатии, готовности и способности ужиться с другим человеком.

Уровни психологической совместимости

Во избежание конфликтных ситуаций с участием работников наниматель должен изначально принимать на работу персонал, способный к професси-

ональному взаимодействию. При этом необходимо учитывать относительность определения психологической совместимости: люди имеют разные темпераменты, личностные качества, опыт, знания и, соответственно, разную способность к совместимости.

Можно выделить несколько уровней психологической совместимости, обусловленных как индивидуальными особенностями работников, так и содержанием и сложностью решаемых ими профессиональных задач.

I уровень – психофизиологический. Совместимость на этом уровне определяется сходством природных свойств людей: особенностей нервной системы, физических возможностей, работоспособности, эмоциональной устойчивости и т.д. В ряде видов профессиональной деятельности эти качества выходят на первый план. Если, например, бригада рабочих ликвидирует аварию, их действия требуют от каждого участника определенной скорости реакций, концентрации и выносливости. Если один из работников будет отставать, проявлять несобранность или выражать недовольство, это может замедлить процесс и привести к конфликту в бригаде.

Данный уровень подразумевает скоординированность, точность действий там, где необходима быстрота и согласованность в работе, делающая совместный труд эффективным.

II уровень – психологический. Совместимость здесь проявляется в совпадении личностных качеств, являющихся результатом обучения и воспитания, отдельных черт характера, профессиональных интересов, показателей интеллектуального развития и др. Например, работа управленцев различных уровней, оперативных работников требует не столько физической выносливости, сколько высокого уровня развития познавательных процессов (памяти, внимания, мышления), профессионального опыта, признания общих принципов и норм совместной деятельности.

III уровень – социально-психологический. Для совместимости на этом уровне требуется сходство личностных свойств, необходимых для социального взаимодействия на основе общности мировоззрения. Развитые коммуникативные навыки, моральные установки, ценностные ориентации необходимы для работников профсоюзов, социальной и идеологической сферы, верхних эшелонов руководства, где требуется постоянное взаимодействие с людьми, разрешение проблемных ситуаций, эффективное управление.

При совпадении качеств работников на всех уровнях можно говорить об их полной психологической совместимости, а если она обеспечивает успешное выполнение профессиональных задач и дает результат – это уже сработанность.

Отличительные признаки совместимости и сработанности

Как совместимость, так и сработанность служат для характеристики взаимодействия людей.

Для *сработанности* ведущим является **поведенческий компонент**: высокая результативность взаимодействия, удовлетворенность прежде всего успешностью работы и, как следствие, отношениями с партнером, низкие эмоционально-энергетические затраты.

Ведущий компонент *совместимости* – **эмоциональный**: удовлетворенность общением с партнерами, оптимальные эмоционально-энергетические затраты.

Таким образом, сработанность имеет значение прежде всего в ситуации не-

обходимости «сработать» на результат. Совместимость же предполагает работу в удовольствие.

Чтобы сформировалось понимание этих различий, разберем пример. Если два работника А и В сработались в какой-либо деятельности, они чаще всего испытывают взаимную симпатию. Однако эта симпатия, вполне вероятно, связана только с данным конкретным видом совместной деятельности. В неформальных условиях (во время отдыха или общественных мероприятий) А и В могут не испытывать особого желания общаться. Более того, если позволяют условия, эти два индивида предпочтут контакты с другими людьми, образуя, например, пары А и D, В и С. При этом взаимодействие может ограничиться неформальным общением, работать с D и С эти двое не захотят, а главное – не смогут. Иначе говоря, А и В – люди сработавшиеся, но несовместимые; пары А и D, В и С – наоборот.

При сработанности взаимная удовлетворенность партнеров опосредована именно совместной деятельностью. Для большей наглядности представьте себе экипаж гребцов, который участвует в соревнованиях. Что приблизит находящихся в одной лодке спортсменов к победе – совместимость или сработанность? Согласимся: совместимость здесь имеет значение, но успех в большей степени будет зависеть от сработанности.

Создание безопасной и психологически благоприятной обстановки в коллективе

Прежде чем приступать к практическим шагам, направленным на создание в коллективе благоприятного психологического климата, который будет содействовать формированию совместимости, а затем и сработанности персонала, важно уяснить, что универсальных решений, которые подошли бы для всех без исключения организаций, не существует.

Первый этап

На начальном этапе необходимо определить существующие отношения в коллективе (микроклимат). Для этого можно использовать несколько методик.

Наблюдение и анализ. Тщательное и продолжительное наблюдение, в том числе с использованием методов хронометража рабочего времени, оценки фактических результатов труда (отчеты), особенно при сходных задачах персонала,

позволяет узнать о наличии психологических проблем в коллективе и принять меры по оптимизации микроклимата.

Опрос и анкетирование. Прямой опрос сотрудников является еще одним способом узнать о наличии проблем в организации. Однако если в отдельном коллективе или на предприятии в целом сложилась неблагоприятная психологическая обстановка, результаты такого опроса могут не отвечать действительности. В таком случае будет логичным применить анонимное анкетирование (опрос).

Психологическая диагностика (если в штате есть психолог). Используются методы исследования психологических свойств работников, состояние личности каждого, изучаются внутригрупповые отношения. При этом стоит помнить, что стопроцентной результативности добиться не получится, так как оценка совместимости и сработанности персонала требует методологической доработки, совершенствования понятийного аппарата, грамотного подбора исследовательских подходов.

Второй этап

После изучения взаимоотношений персонала, выявления проблемных ситуаций необходимо принять ряд решений, направленных на создание благоприятного психологического климата. При этом необходимо понимать, какой именно микроклимат будет более выгоден на данный момент для организации. Например, если важно стимулировать активное участие в проектах, личную инициативу персонала, создаются условия, основанные на позитивных поощрениях; если необходимо укрепить дисциплину – усиливается контроль, выявляются нарушители, применяются санкции.

К мероприятиям, направленным на создание безопасной и психологически комфортной среды в коллективе, относятся:

– **кадровые перестановки.** Решение может заключаться в переводе отдельных сотрудников на более подходящие должности или даже в увольнении работников, которые, несмотря на личные достижения, мешают формировать безопасный микроклимат из-за своей «токсичности»;

– **проведение информационных занятий, совещаний.** Подобные формы деятельности позволяют транслировать нормы профессиональной этики, корпоративные ценности и ориентиры, а также своевременно сообщать сотрудникам о событиях в жизни организации. Более эффективны занятия в обучающем фор-

мате, способствующие формированию благоприятного социально-психологического климата и повышению уровня лояльности сотрудников. Однако необходимо помнить, что такие мероприятия должны быть адаптированы для каждой конкретной группы работников;

– **работа с мотивацией.** Повышение размеров заработной платы и премий, создание гибкой системы взысканий и поощрений дает возможность мотивировать работников к труду и улучшить взаимоотношения в коллективе, особенно если предусмотреть отдельные методики поощрения за успешную деятельность рабочей группы, а не только отдельных сотрудников;

– **развитие персонала.** Предоставление возможности профессионального продвижения, планирования карьеры, а также использование потенциала сотрудников в процессе принятия управленческих решений;

– **организация коллективного досуга персонала.** Проведение спортивных соревнований, организация экскурсий, корпоративов и т.д. (выбор формы коллективного досуга должен осуществляться после изучения запроса персонала);

– **создание «ящика (электронной книги) предложений и пожеланий»** по улучшению работы коллектива, куда сотрудники могут вносить свои предложения.

Из опыта руководителя

Если руководитель занимается персоналом, создает доверительную обстановку, не позволяет манипулировать собой, то и климат в коллективе будет соответствующий. Я с первого дня предупредил работников, что терпеть не могу сплетен, мне нужны факты, аргументы, но прежде всего – результат в работе. Конечно, как в любом коллективе, у нас возникают конфликты, но при этом работники знают, что со мной можно обсуждать любые проблемы. Иногда я даю людям время самим разобраться, иногда приходится быстро реагировать и выступать «миротворцем». Главное – не обострять ситуацию. Я объясняю, что это работа, простой она никогда не будет и в любой ситуации надо оставаться людьми.

Что касается совместимости персонала, то это дело возраста, опыта. Когда мы приходим на новую работу, у нас много амбиций, мы хотим заявить о себе. Это может раздражать более опытный персонал и приводить к конфликту. Поэтому чтобы обеспечить совместимость работников в коллективе, нужно работать над адаптацией новичков и проводить обучение молодых специалистов. Это я поручаю отделу кадров (в штате нет психолога). А для того, чтобы в коллективе появилась сработанность, нужно время. Только длительная совместная работа позволит членам коллектива подстроиться друг к другу.

Считаю, что несовместимых работников нет, к любому человеку можно найти подход, кроме бездельников. С такими я быстро прощаюсь. А чтобы в коллективе была атмосфера доверия, руководитель прежде всего должен слышать персонал.

В процессе создания безопасной и психологически благоприятной обстановки в коллективе я бы выделил еще один этап – мониторинг. Раз в год мы проводим анонимные опросы для определения «токсичных» зон в коллективе. С удовольствием делюсь анкетой!

АНКЕТА

Вам предлагается принять участие в исследовании, цель которого – оказать реальную помощь в повышении психологической безопасности и социальной защищенности сотрудников.

Ответьте, пожалуйста, как можно подробнее на предлагаемые вопросы.

1. Я работаю здесь, потому что (отметьте три самые важные причины):
- o Здесь я могу зарабатывать деньги
 - o Есть возможность реализовать себя
 - o Я могу многому научиться
 - o Я чувствую стабильность
 - o Я ощущаю признание и уважение
 - o Мне нравится коллектив
 - o Я связываю свое будущее с этой профессией
 - o Я больше ничего не умею
 - o Для меня это временная работа
- Другое _____

2. Меня стимулирует к работе _____
3. Моей работе мешает _____
4. В коллективе есть люди, которые мешают работать, создают конфликтные ситуации _____
5. Если у Вас возникают недоразумения, конфликты с руководителями, то по каким причинам?
- o Стиль управления, невнимательность к подчиненным
 - o Некомпетентность руководства
 - o Безразличное отношение к нуждам сотрудников, улучшению их социально-бытовых условий, условий труда и отдыха
 - o Необоснованное изменение функциональных обязанностей сотрудников и возложение дополнительных
 - o Переработка, частые сверхурочные
 - o Частая сменяемость состава работников
 - o Несправедливое распределение заработной платы, премий
 - o Неудовлетворительное распределение отпусков
 - o Недостаточная обеспеченность техникой и материалами
- Другое _____
6. В коллективе есть люди, которым я доверяю и с которыми могу поделиться проблемами _____
- Ваши пожелания и предложения: _____

ВВОДЯТСЯ НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К НОРМАМ ОСВОЕНИЯ ПРОЕКТНЫХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ

Комментарии к ТКП 646-2020 (33240)

С 1 апреля постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 17 января 2020 года № 3 введен в действие ТКП 646-2020 (33240) «Электрические станции и котельные. Технические требования к нормам освоения проектных мощностей в начальный период эксплуатации (выпуск продукции)». ТКП вводится впервые с отменой документа «Нормы продолжительности, уровни освоения проектных мощностей и основных технико-экономических показателей вводимых в действие предприятий, объектов», утвержденного Министерством энергетики 19 марта 2009 года.

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

Е.Н. ГОРБУНОВ,
инженер

ТКП 646-2020 (33240) «Электрические станции и котельные. Технические требования к нормам освоения проектных мощностей в начальный период эксплуатации (выпуск продукции)» содержит требования к разработке и установлению норм продолжительности, уровня освоения и допускаемых отклонений от проектных значений отдельных показателей вводимых в действие электрических и тепловых мощностей.

Кодекс устанавливает порядок определения, согласования и утверждения норм освоения проектных показателей, которые должны использоваться при планировании объемов и структуры производства продукции, а также необходимых затрат ресурсов на полное освоение этих показателей.

При разработке ТКП учтены требования Закона Республики Беларусь «Об архитектурной, градостроительной и строительной деятельности в Республике Беларусь» с дополнениями и изменениями (ст. 59.1) и Положения о порядке приемки в эксплуатацию объектов строительства, утвержденного постановлением Совета Министров от 6 июня 2011 года № 716, в части подготовленности объекта к эксплуатации и выпуску продукции (выполнению работ, оказанию услуг) в объемах, соответствующих нормам освоения проектных мощностей в начальный период эксплуатации (ст. 39). Учтены также положения действующих отраслевых ТНПА в сфере нормирования и контроля сроков освоения мощности и основных технико-экономических показателей (ТЭП) объектов, вводимых в действие.

В ТКП систематизирован порядок установления норм объемов и структуры производства электроэнергии и тепла, продолжительности и уровня освоения проектной мощности и основных ТЭП, а также допускаемого снижения ТЭП объектов (установок, агрегатов) в течение календарного года после даты ввода в эксплуатацию. Определен порядок корректировки норм времени на освоение проектных показателей нескольких последовательно вводимых в действие очередей (пусковых комплексов), не имеющих принципиальных отличий по ос-

новному оборудованию и технологическим схемам. При этом учитывалось снижение затрат времени на освоение второй и последующих очередей объекта.

В ТКП учтены особенности ввода в эксплуатацию и освоения проектных показателей новых для энергосистемы типов объектов (установок, агрегатов), определены подходы к нормированию продолжительности освоения их проектных мощностей и ТЭП, порядку внесения поправок к нормам. Для объектов, создаваемых на базе закупленных лицензий и импортного комплектного технологического оборудования, условия освоения проектных мощностей и ТЭП могут определяться соответствующими положениями договоров (контрактов) с фирмами – поставщиками оборудования. Нормы снижения основных ТЭП энергоблоков, агрегатов (КПД, удельных расходов топлива) дифференцированы по месяцам или кварталам, что позволяет обеспечить эффективный контроль освоения вводимых в действие объектов.

При разработке окончательной редакции проекта ТКП и в процессе его согласования учтены предложения и замечания, представленные энергопредприятиями и учреждениями Министерства энергетики в отзывах на рабочий проект документа. В частности, принято во внимание замечание о необходимости применения единого порядка отнесения затрат топлива на производство тепловой и электрической энергии для когенерационных установок при определении проектных и фактических значений удельных расходов топлива на отпуск тепловой и электрической энергии. Учтены предложения о расшифровке отдельных используемых в тексте обозначений и сокращений, а также об определении порядка расчета показателей для оборудования, работающего в составе энергоблока (совместно или поагрегатно).

При согласовании проекта ТКП Госстандартом было указано на неправомочность приемки в эксплуатацию агрегатов, установок до окончания периода освоения оборудования без подтверждения проектных показателей. Для устранения этого

замечания потребовалась скорректировать текст п. 3.2.26 СТП 33240.20.501-19 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Беларусь». Вне-сенное в стандарт изменение предусматривает, что для ввода объекта (установки, агрегата) в эксплуатацию достаточно подтверждения как гарантируемых показателей его работы, в том числе таких как номинальная мощность, так и проверки необходимых функциональных показателей работы.

Разработанный ТКП нацелен на технологическое совершенствование процедуры освоения проектных показателей

энергообъектов, которое возможно лишь при постоянном уточнении методов нормирования и контроле процесса освоения, систематическом пересмотре нормативов с учетом достижений научно-технического прогресса и передовой практики энергопредприятий и при наличии четкой организации и управления всем комплексом работ, связанных с проектированием, строительством и освоением вводимых в действие предприятий и объектов.

ВВЕДЕНЫ НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К ИСПЫТАНИЯМ ТЕПЛОСЕТЕЙ НА ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПОТЕРИ И ПОРЯДКУ РАСЧЕТА ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ

Комментарии к ТКП 642-2019 и стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.322-19

С 10 февраля введен в действие стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.322-19 «Методические указания по испытанию тепловых сетей на гидравлические потери», с 1 марта вступил в силу ТКП 642-2019 «Порядок расчета величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации». Оба технических нормативных правовых акта вводятся впервые.

Е.А. ИВАШКЕВИЧ,
руководитель группы теплофикации
филиала «Инженерный центр»
ОАО «Белэнергоремналадка»

Стандарт СТП 33240.20.322-19 «Методические указания по испытанию тепловых сетей на гидравлические потери» введен в действие приказом ГПО «Белэнерго» № 360 от 31 декабря 2019 года. Документ подготовлен 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.

Стандарт устанавливает содержание и порядок проведения работ по определению гидравлических потерь в тепловых сетях. В нем приведены основные термины и определения, используемые при описании гидравлических режимов и характеристик оборудования тепловых сетей, средств измерений и процесса измерений.

Документ также регламентирует:

- подготовку к испытаниям: выбор участков теплосети; расчет параметров испытаний; разработку схем включения оборудования и установки средств измерений; выбор, подготовку средств измерений и требования к ним; основные требования к программе испытаний;

- проведение испытаний: порядок создания испытательных гидравлических режимов, методы оперативного контроля хода испытаний;

- обработку и анализ результатов испытаний: методику обработки результатов испытаний и определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов;

- основные требования по охране труда при проведении испытаний теплосетей на гидравлические потери.

В СТП впервые отражены вопросы испытания на гидравлические потери паровых тепловых сетей.

Стандарт разработан с учетом современного уровня оборудования тепловых сетей и средств измерений. Документ предназначен для применения работниками предприятий тепловых сетей и электростанций, в ведении которых находятся тепловые сети, а также энергообъединений и дочерних организаций.

ТКП 642-2019 «Порядок расчета величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий

эксплуатации» утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь, Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 17 декабря 2019 года № 46/73/27.

ТКП регламентирует единый подход к расчету величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации, а также к расчету величины нормативной подпитки в тепловых сетях, системах теплоснабжения и теплопотребления. Действие кодекса распространяется на энергоснабжающие организации, организации, осуществляющие передачу тепловой энергии, и потребителей тепловой энергии (абонентов, субабонентов).

Технический кодекс разрабатывался во исполнение поручения Министерства энергетики в рамках выполнения плана мероприятий по устранению замечаний, отраженных в постановлении коллегии Комитета государственного контроля от 24 сентября 2018 года № 8, согласованного заместителем Премьер-министра Республики Беларусь 17 декабря 2018 года.

Целью разработки ТКП является приведение методологии расчета технологического расхода тепловой энергии на ее передачу (тепловых потерь) в соответствие с современными принципами экономии и бережливости (с учетом сравнения производственных и непроизводственных потерь теплоносителя с фактически достигнутыми показателями), а также с требованиями действующего законодательства и технических нормативных правовых актов.

ТКП 642 создан на основе Методики расчета потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации, утвержденной постановлением Комитета по энергоэффективности при Совете Министров Республики Беларусь от 29 сентября 2006 года № 2, пересмотренной и согласованной Министерством энергетики (письмо № 04-2-1/5278 от 18.12.2009 г.), Министерством жилищно-коммунального хозяйства (письмо № 03-36/9 от 05.01.2010 г.), Департаментом по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации (письмо № 06-11/87 от 18.02.2010 г.).

В техническом кодексе по сравнению с Методикой содержится ряд новых положений, в частности:

- введены нормы плотности теплового потока и коэффициенты местных тепловых потерь, соответствующие ТНПА, вступившим в действие после 2009 года;

- предусмотрена возможность определения значений плотности теплового потока организаций, проектирующей тепловую сеть, методом теплотехнического расчета. Для ПИ-, ГПИ-, ГСИ-трубопроводов расчетные значения плотности теплового потока определены на основании заводских характеристик согласно действующим ТНПА и приведены в приложениях ТКП 642;

- порядок определения расчетных температур теплоносителя и температур окружающей трубопровод среды, а также норм плотности теплового потока приведен в соответствие со сложившейся практикой проектирования тепловой изоляции трубопроводов теплосетей, отраженной в соответствующих ТНПА.

Переход на новый порядок определения расчетных температур теплоносителя привел к уменьшению норм плотности теплового потока в сопоставимых условиях для ПИ-трубопроводов на 50–60 %, для остальных трубопроводов – на 2–6 % по сравнению с предусмотренными Методикой. В связи с этим результаты испытаний на тепловые потери, проведенных в период действия Методики (коэффициенты «К»), должны быть пересчитаны на нормативные значения тепловых потерь, соответствующие требованиям ТКП 642;

- на основании анализа фактически достигнутых показателей подпитки в системах теплоснабжения от теплоисточников ГПО «Белэнерго» скорректированы значения коэффициентов для определения расчетного объема воды в трубопроводах и системах теплопотребления.

Так, уменьшены коэффициенты для ПИ-трубопроводов, трубопроводов надземной прокладки и прокладываемых в тоннелях и помещениях, а также для отопительно-вентиляционных систем. Ограничен коэффициент старения трубопроводов, обеспечивающий минимально-необходимый уровень надежности тепловых сетей. Значительно снижен коэффициент для определения расчетного объема воды в системах теплопотребления, в связи с чем изменится распределение фактических потерь сетевой воды в элементах систем теплоснабжения, при этом доля потребителей тепла в сумме потерь уменьшится.

Результаты проведенных испытаний свидетельствуют, что рекомендуемая ТКП 642 методология позволяет определять реальный уровень тепловых потерь в сетях теплоснабжения.

Новое издание

Стандарт ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.35.132-20
«Системы оперативного постоянного тока тепловых электростанций и котельных. Технические требования и типовые технические решения»

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

ВВЕДЕНЫ В ДЕЙСТВИЕ НОВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СТАНДАРТЫ

Комментарии к стандартам ГПО «Белэнерго»
СТП 33240.35.132-20 и СТП 33240.10.361-20

С 24 февраля 2020 года приказами ГПО «Белэнерго» от 31 января 2020 года № 55 и № 56 соответственно введены в действие отраслевые стандарты СТП 33240.35.132-20 «Системы оперативного постоянного тока тепловых электростанций и котельных. Технические требования и типовые технические решения» и СТП 33240.10.361-20 «Нормы расхода материалов на ремонт устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 0,4–10 кВ».

М.А. ШЕВАЛДИН,

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

Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.132-20 «Системы оперативного постоянного тока тепловых электростанций и котельных. Технические требования и типовые технические решения» разработан ОАО «Белэнергоремналадка». Его действие распространяется на возводимые, расширяемые, а также подлежащие техническому перевооружению и реконструкции ТЭЦ и котельные Белорусской энергосистемы.

Технические требования и типовые технические решения документа обязательны для применения проектными, строительно-монтажными и энергоснабжающими организациями ГПО «Белэнерго». Другими организациями и ведомствами Республики Беларусь данный стандарт может быть использован по согласованию с объединением.

Общая часть СТП содержит требования к уровням допустимых напряжений на шинах щита постоянного тока (ЩПТ) и электроприемников системы оперативного постоянного тока (СОПТ), длительности работы аккумуляторных батарей (АБ) в режимах аварийного разряда, к системам заземления и другому оборудованию СОПТ.

Документом регламентируются состав и режимы работы СОПТ (нормальный и аварийные), требуемое количество АБ для различных энергообъектов, распределение нагрузки потребителей. В справочном приложении к стандарту подробно рассмотрены особенности режимов заряда АБ.

В стандарте определены принципы и подходы к построению схемы электрических соединений СОПТ. Предусмотрено, что оно осуществляется в комплексе с компоновкой электрооборудования, выбором источников питания, защитной аппаратуры и кабелей с учетом конфигурации существующих (при реконструкции) либо проектируемых кабельных трасс. Даны рекомендации по типовым схемным решениям СОПТ, в том числе приведены конкретные примеры:

- принципиальных схем панелей вводов, отходящих присоединений типа «ШП», «ШУ» ЩПТ для электростанций и котельных;
- схем взаиморезервирования ЩПТ;
- схем питания;
- электромагнитов включения выключателей на открытых распределительных устройствах;

- распределительных устройств собственных нужд 0,4–6 кВ;
- аварийного освещения;
- оперативной блокировки.

СТП содержит конкретные требования к АБ, в том числе по типу исполнения пластин (намазным положительным электродом – OGi, панцирным (трубчатым) положительным электродом – OPzS, поверхностным положительным электродом – GroE), применению фильтр-пробок, резервированию АБ, схемам их размещения и др. Также даны рекомендации по выбору емкости и количества элементов АБ с указанием величин напряжения на элементах АБ различных типов. В приложении к стандарту приведен пример выбора АБ по номограммам с учетом и без учета стабилизатора, а также упрощенная методика выбора АБ с конкретными образцами графиков нагрузки и разряда АБ с учетом приведенных разрядных характеристик различных типов батарей.

Отдельные разделы документа содержат требования к зарядно-подзарядным устройствам, устройствам стабилизации напряжения, системам (источникам) бесперебойного питания, распределительным щитам и шкафам СОПТ, системам мониторинга, силовым и контрольным кабелям.

В разделе, содержащем требования к защитным и коммутационным аппаратам, подробно описана процедура их выбора, а также предложена упрощенная методика расчета токов короткого замыкания. В приложении к СТП представлены конкретные примеры расчета по предлагаемой методике, приведен ряд графических зависимостей, в том числе зависимости величины конечного тока от времени его протекания и длины кабеля с различными параметрами и зависимости внутреннего сопротивления различных типов АБ с электролитом в различных состояниях от глубины разряда АБ. Там же приведен пример определения потерь напряжения в сети СОПТ.

В стандарте указаны конкретные требования к вентиляции, отоплению и пожарной безопасности помещений СОПТ (ЩПТ и помещение АБ), требования по обоснованию их категорий по пожарной и взрывопожарной опасности, требования к автоматической пожарной защите, а также объемно-планировочные и конструктивные требования.

Документом определены требования к разделам проектной документации по СОПТ, а также к объему работ по наладке и испытаниям при вводе элементов СОПТ в эксплуатацию.

В качестве справочного приложения приведены варианты исполнения стационарных АБ, конструктивное исполнение стационарных и других типов аккумуляторов. В СТП также даны рекомендации по типовым техническим требованиям к АБ и выпрямительным агрегатам зарядно-подзарядных устройств для ЦПТ.

Положения СТП 33240.35.132-20 охватывают ряд других аспектов, связанных с проектированием, внедрением и эксплуатацией систем оперативного постоянного тока на объектах ГПО «Белэнерго».

Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 33240.10.361-20 «Нормы расхода материалов на ремонт устройств релейной защиты и автоматики в электрических сетях напряжением 0,4–10 кВ» разработан ОАО «Экономэнерго» в рамках реализации мероприятий ГПО «Белэнерго» по оптимизации и актуализации норм и нормативов расхода ресурсов и материалов при эксплуатации и ремонте энергетического оборудования, в том числе устройств и аппаратуры релейной защиты и автоматики (РЗА).

Действие документа распространяется на устройства РЗА в электросетях напряжением 0,4–10 кВ предприятий электрических сетей и электростанций Белорусской энергосистемы. Стандарт устанавливает нормы годового расхода запасных панелей, реле защиты и электроавтоматики, аппаратуры дистанционного управления и запасных частей к ним на ремонтно-эксплуатационные нужды, в том числе при выходе из строя устройств РЗА, выявленном:

- в процессе эксплуатации;
- при плановом техническом обслуживании;
- при выполнении реконструкций;
- при замене изношенных и снятых с производства устройств РЗА.



Нормы расхода запасных реле и запасных частей, указанные в стандарте, рассчитаны исходя из того, что устройства РЗА в большинстве случаев являются ремонтпригодными и условно подразделяются на восстанавливаемые и невосстанавливаемые.

На основе расчета необходимого количества запасных восстанавливаемых устройств и элементов, произведенного по общепринятой методике, принято, что резерв объемом 2 % от эксплуатируемых (находящихся в эксплуатации) устройств и элементов способен обеспечить надежное функционирование любого устройства РЗА в течение года.

В стандарте приведены таблицы с нормами годового расхода:

- запасных простых реле защиты, управления и автоматики,
- запасной аппаратуры дистанционного управления, сигнализации и защиты;
- запасных частей реле и радиоэлектронных элементов;
- материалов на техническое обслуживание устройств РЗА;
- микропроцессорных защит.

В документе учтены современные подходы к маркировке жил контрольных вторичных кабелей, ремонту блоков питания микропроцессорной техники, использованию растворителей и специальных клеевых материалов, применению контроллеров управления для целей АСУ ТП и др.

Стандартом допускается не хранить на складе запасные части и дорогостоящее оборудование при наличии в Республике Беларусь официального представителя их производителя, готового в течение 24 часов обеспечить поставку оборудования на энергообъект.

В качестве образца в документе приведен конкретный пример расчета годового расхода запасных реле и запасных частей для устройств и аппаратуры РЗА на планируемый год.

СТП 33240.10.361-20 предназначен для персонала служб, занимающихся ремонтом и эксплуатацией устройств РЗА электрических сетей и электростанций, и должен применяться при составлении ежегодных заявок на запасные реле и запасные части к ним.

Введение в действие СТП 33240.35.132-20 и СТП 33240.10.361-20 будет способствовать оптимизации работы технического персонала, в том числе служб РЗА, что, в свою очередь, позволит обеспечить повышение экономичности и эффективности функционирования Белорусской энергосистемы.

ВВЕДЕН НОВЫЙ СТАНДАРТ В ОБЛАСТИ ОРГАНИЗАЦИИ РАБОТ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.670-19

С 1 марта приказом ГПО «Белэнерго» от 21 января 2020 года № 29 введен в действие отраслевой стандарт СТП 33240.20.670-19 «Указания по разработке организационно-технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок и линий электропередачи», разработанный РУП «Белэнергосетьпроект».

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

Л.А. УСОВА,
специалист отдела
внешнеэкономических связей
РУП «Белэнергосетьпроект»

Современное развитие энергетических технологий обуславливает повышенные требования к проведению на объектах электрических сетей и станций работ по техническому обслуживанию и ремонту (ТОиР) электроустановок (линий электропередачи, трансформаторных подстанций, распределительных устройств, электрооборудования и т.д.), а также работ, выполняемых при их модернизации и реконструкции.

Важным условием обеспечения эффективности и качества указанных работ является разработка организационно-технологической документации, регламентирующей:

- операционное описание процессов при производстве работ по ТОиР электрических сетей;
- правила выполнения технологических операций;
- выбор средств технологического оснащения (технологической оснастки, инструмента, инвентаря и приспособлений), машин, механизмов и оборудования;
- требования к качеству и приемке работ;
- требования по охране труда и требования безопасности (в том числе пожарной безопасности);
- требования по охране окружающей среды (экологические требования).

Основной составляющей частью комплекта технологической документации являются:

- организационно-технологические карты (ТК);
- типовые технологические карты (ТТК);
- проекты производства работ (ППР).

С учетом специфики и объема выполняемых работ на конкретном объекте электрических сетей и станций могут разрабатываться как ТК (ТТК), так и ППР. В последнем случае ТК (ТТК) входят в состав ППР.

Новый стандарт содержит требования к разработке, составу, содержанию, изложению и оформлению ТК (ТТК) и ППР по ТОиР электроустановок и линий электропередачи. Основная цель СТП – обеспечение РУП-облэнерго и других организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», нормативной организационно-технологической документацией, необходимой для разработки ТК (ТТК) и ППР и последующего качественного и безопасного выполнения работ в действующих электроустановках.

Нормативно-правовая основа стандарта

При разработке СТП были использованы действующие в сфере энергетики нормативные правовые акты (НПА) и технические нормативные правовые акты (ТНПА) Республики Беларусь, регламентирующие вопросы устройства и эксплуатации электроустановок, технического нормирования, применения современных технологий, охраны труда и безопасности, а также нормативно-техническая и технологическая документация стран СНГ, главным образом России.

К основным НПА, ТНПА, техническим и технологическим документам, использованным при разработке СТП, следует отнести:

- **Законы Республики Беларусь** «Об оценке соответствия техническим требованиям и аккредитации органов по оценке соответствия» и «О внесении изменений и дополнений в Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации»;

• основополагающие ТНПА:

- ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей»;
- ТКП 290-2010 (02230) «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках»;
- ТКП 339-2011 (02230) «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 427-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок»;
- ТКП 611-2017 (33240) «Силовые кабельные линии напряжением 6–110 кВ. Нормы проектирования по прокладке кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки»;
- СТП 33240.20.501-18 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Беларусь»;
- ТКП 45-1.01-159-2009 (02250) «Технологическая документация при производстве строительно-монтажных работ. Состав, порядок разработки, согласования и утверждения технологических карт»;

– ППБ Беларуси 01-2014 «Правила пожарной безопасности Республики Беларусь»;

• **основные нормативно-технические и технологические документы России:**

– СТО 56947007-29.240.55.168-2014 «Методические указания по разработке технологических карт и проектов производства работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ» (стандарт ПАО «ФСК ЕЭС»);

– РД-11-06-2007 «Методические рекомендации о порядке разработки проектов производства работ грузоподъемными машинами и технологических карт погрузочно-разгрузочных работ»;

– СТО 56947007-29.240.01.219-2016 «Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при техническом обслуживании и ремонте» (стандарт ПАО «ФСК ЕЭС»).

Использовались и другие источники. Их перечень приведен в разделе «Нормативные ссылки» и библиографии.

Особо следует отметить, что по рекомендации Управления эксплуатации электрических сетей ГПО «Белэнерго» в СТП использовались материалы «Союзтехэнерго» «Типовые технологические карты по техническому обслуживанию и капитальному ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ» (части 1 и 2) и разработки РУП-облэнерго, в том числе сборник типовых технологических карт, выполненных РУП «Могилевэнерго».

Разработка ТК (ТТК) и ППР

В стандарте даны указания по разработке ТК (ТТК) и ППР.

ТК (ТТК) разрабатываются с целью обеспечения энергопредприятий рациональными решениями по организации ТОиР действующих электроустановок, способствующими повышению производительности труда и качества выполнения работ при соблюдении требований безопасности и охраны окружающей среды, а также по снижению стоимости работ.

При составлении ТК (ТТК):

– разрабатываются и принимаются решения по выбору технологии (состава и последовательности технологических процессов и операций) ремонтных, монтажных и строительно-монтажных работ;

– определяются номенклатура и объемы необходимых материально-технических ресурсов;

– устанавливаются требования к качеству и приемке работ, обеспечению безопасности (в том числе электрической и пожарной безопасности), охране окружающей среды;

– предусматриваются мероприятия по охране труда.

При разработке ТК (ТТК) используются основополагающие, а также другие действующие ТНПА (в зависимости от вида работ), НПА (при необходимости), государственные и межгосударственные стандарты, технические регламенты Таможенного союза, зарубежная нормативно-техническая и технологическая документация.

ППР разрабатывается на выполнение сложных ремонтных, монтажных и строительно-монтажных работ в действующих электроустановках, а также любых работ по усмотрению технического руководителя энергопредприятия. В документе должны быть указаны конкретный объект и время выполнения работ.

Работы, регламентированные ТНПА и технологической документацией, на которые должны разрабатываться ТК (ТТК) и ППР, приведены в приложениях СТП.

Состав, содержание и оформление организационно-технологической документации

В СТП приводится состав ТК (ТТК) и ППР и подробно определены требования к их содержанию и оформлению.

ТК (ТТК), как правило, содержат следующие разделы:

- область применения;
- нормативные ссылки;
- общие данные;
- организация и технология производства работ;
- операционный контроль при выполнении работ, контроль качества, приемка работ;

- охрана труда и требования безопасности;
- охрана окружающей среды;
- требования пожарной безопасности;
- графические материалы (чертежи, рисунки, эскизы);
- калькуляция и нормирование затрат труда.

В частности, раздел «Организация и технология производства работ» должен содержать организационные и технологические требования к производству работ по ТОиР действующих электроустановок в последовательности их выполнения (подготовительные, основные, вспомогательные и заключительные работы).

В данный раздел рекомендуется включать:

– описательную часть выполнения работ со ссылками на приложенные чертежи, схемы (в том числе с техническими решениями узлов и конструкций);

– последовательность технологического процесса (технологических операций);

– сведения о ремонтном персонале (должности, группы по электробезопасности, количество исполнителей);

– затраты времени на технологическую операцию (при необходимости).

Раздел «Охрана труда и требования безопасности» должен содержать мероприятия по охране труда и обеспечению безопасности (с учетом требований электробезопасности) с описанием безопасных методов выполнения технологических операций для всех рабочих мест, в том числе:

– решения по охране здоровья ремонтного персонала и технике безопасности, принятые для данного технологического процесса (приемы безопасного производства работ);

– схемы безопасной организации рабочих мест в действующих электроустановках (согласно ТКП 427) с указанием при необходимости расположения ограждений, предупреждающих надписей, знаков (плакатов), а также способов освещения рабочих мест;

– правила безопасной эксплуатации машин (в том числе грузоподъемных), механизмов и оборудования, порядок их установки на рабочих местах;

– применяемые средства защиты (индивидуальной и коллективной) и указания по их использованию;

– правила безопасной эксплуатации средств технологического оснащения, приспособлений, грузозахватных устройств;

– мероприятия по ограничению опасных зон вблизи мест перемещения грузов кранами;

– мероприятия при работах в охранных зонах (в том числе в местах с наведенным напряжением);

В ППР, как правило, включаются следующие разделы:

– согласования (лист с согласованиями);

– состав проекта;

– пояснительная записка;

- потребность в материально-технических ресурсах;
- состав ремонтного персонала (бригады) и трудозатраты;
- охрана труда и требования безопасности;
- охрана окружающей среды;
- пожарная безопасность;
- технико-экономические показатели;
- организация и технология производства работ;
- графические материалы (чертежи, рисунки, эскизы).

Разделы ППР могут изменяться в зависимости от специфики и сложности производства работ, сокращаться или дополняться новыми разделами. В стандарте подробно изложены требования к их содержанию и оформлению.

Большое внимание в СТП уделено оформлению ТК (ТТК) и ППР: в приложениях даны формы титульных листов и таблиц, содержащих:

- перечень средств механизации, технологического оснащения и потребности в материалах и изделиях;
 - информацию о составе ремонтного персонала и трудозатратах;
 - калькуляцию затрат труда;
 - последовательность выполнения организационных и технологических операций и другие сведения.
- В СТП также приведены примеры ТТК и ППР.

Требования нового стандарта обязательны для организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», самостоятельно разрабатывающих и применяющих организационно-технологические карты и проекты производства работ.

ВВЕДЕНЫ НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ЭНЕРГООБЪЕКТОВ И НОРМЫ ВРЕМЕНИ НА РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ПГУ

Комментарии к стандартам ГПО «Белэнерго»

СТП 33240.03.350-19, СТП 33240.20.814-19, СТП 33240.05.645-20

В целях совершенствования технических нормативных правовых актов ГПО «Белэнерго», реализации научно-технических работ по развитию и функционированию электроэнергетики пересмотрены и разработаны отраслевые стандарты, предназначенные для применения в организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

А.А. ЯКУШЕВ,
директор ОАО «Экономэнерго»

С 3 февраля 2020 года приказом ГПО «Белэнерго» от 16 января 2020 года № 21 взамен одноименного стандарта ГПО «Белэнерго» 09110.03.350-15 введен в действие отраслевой стандарт **СТП 33240.03.350-19 «Положение об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах ГПО «Белэнерго».**

Документ разработан в соответствии с Законом Республики Беларусь от 5 января 2016 года № 354-З «О промышленной безопасности», Примерным положением об организации и осуществлении производственного контроля в области промышленной безопасности, утвержденным постановлением Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 15 июля 2016 года № 37, иными актами законодательства.

Стандарт устанавливает требования по организации и осуществлению производственного контроля за соблюдением

требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах организаций ГПО «Белэнерго». Документом определены цели и основные задачи производственного контроля в области промышленной безопасности, полномочия ГПО «Белэнерго» по его организации, обязанности организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, и их работников. Стандарт устанавливает порядок организации производственного контроля, основные функции службы промышленной безопасности, а также регламентирует ряд других вопросов в этой области.

В приложениях к стандарту приведены:

- форма перечней опасных и потенциально опасных объектов;
- форма предписания проверки соблюдения требований промышленной безопасности;
- форма журнала регистрации предписаний проверки соблюдения требований промышленной безопасности;
- форма отчета о результатах производственного контроля;

– форма информации о состоянии промышленной безопасности и результаты ее контроля.

Стандарт обязателен для выполнения всеми организациями ГПО «Белэнерго», в составе которых имеются (эксплуатируются) опасные производственные объекты.

С 3 февраля 2020 года приказом ГПО «Белэнерго» от 17 января 2020 года № 26 введен в действие отраслевой стандарт **СТП 33240.20.814-19 «Инструктивные указания о порядке сообщения о нарушениях в работе, аварийных режимах, стихийных бедствиях, пожарах и несчастных случаях в ОЭС Беларуси»** взамен одноименного СТП 09110.20.814-08 и Циркуляра Ц-02-2015 «Об информации по нарушениям в работе энергообъектов».

Стандарт устанавливает порядок сообщения о нарушениях в работе, аварийных режимах, стихийных бедствиях, пожарах и несчастных случаях, а также ответственность лиц, осуществляющих сбор, подготовку и передачу информации.

В основу стандарта положены требования следующих документов:

– СТП 09110.20.817-13 «Инструкция по расследованию и учету нарушений в работе энергоисточников, электрических и тепловых сетей», утвержденный указанием ГПО «Белэнерго» от 20 марта 2013 года № 11;

– Порядок предоставления информации об авариях, инцидентах, чрезвычайных ситуациях и несчастных случаях, произошедших в организациях Министерства энергетики руководству Минэнерго и в органы повседневного управления МЧС, утвержденный Министерством энергетики Республики Беларусь 18 апреля 2017 года;

– Инструкция по обмену информацией между государственным учреждением «Республиканский центр управления и реагирования на чрезвычайные ситуации МЧС Республики Беларусь» и государственным производственным объединением «Белэнерго», утвержденная ГПО «Белэнерго» 25 июня 2008 года.

В стандарте приведен перечень нарушений в работе энергосистем и организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», сообщения о которых подлежат передаче в ГПО «Белэнерго», Министерство энергетики, МЧС. Документ также регламентирует:

– порядок передачи информации о нарушениях в работе, аварийных режимах, пожарах, стихийных бедствиях в ОЭС Беларуси;

– порядок сообщения о несчастных случаях в ОЭС Беларуси; – ответственность лиц, осуществляющих передачу и получение информации о нарушениях в работе, аварийных режимах, стихийных бедствиях и несчастных случаях в ОЭС Беларуси.

Документ содержит четыре обязательных приложения. Они устанавливают те сведения, которые должны содержать следующие документы:

– оперативное сообщение о несчастном случае с работником, с населением;

– информационное сообщение о несчастном случае на производстве;

– оперативное сообщение о нарушении в работе оборудования;

– административно-технологическая информация о нарушении в работе оборудования.

Стандарт распространяется на организации, входящие в состав ГПО «Белэнерго».

С 17 февраля 2020 года приказом ГПО «Белэнерго» от 6 февраля 2020 года № 65 впервые введен в действие отраслевой стандарт **СТП 33240.05.645-20 «Нормы времени на ремонт оборудования парогазовых установок. Ремонт котлов-утилизаторов»**.

Стандарт предназначен для определения трудоемкости и формирования отпускной цены на работы по ремонту котлов-утилизаторов на предприятиях и в организациях Белорусской энергосистемы. В документ включены нормативы на подготовительные работы и работы со следующим оборудованием парогазовых установок:

– поверхности нагрева;

– коллекторы и камеры;

– барабаны;

– парохладители;

– трубопроводы;

– гарнитура котла;

– газовоздухопроводы;

– наружная обшивка, лестницы, площадки, элементы каркаса котла и другие металлоконструкции.

Регламентируются также прочие работы.

Кроме общих указаний стандарт содержит нормы времени для определения объемов работ и коэффициенты к нормам.

Новое издание

Стандарт ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.05.645-20
«Нормы времени на ремонт оборудования парогазовых установок. Ремонт котлов-утилизаторов»

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 октября 2020 года в республике начнет действовать ряд государственных стандартов в области возобновляемой энергетики.

СТБ 2560-2019 «Возобновляемая энергетика. Установки ветроэлектрические. Руководство по составлению документации на оборудование» устанавливает требования к составлению документации на поставляемое оборудование для оснащения ветроэлектрических станций (ВЭС) ветроэлектрическими установками (ВЭУ) в отношении технической и технологической совместимости всех аппаратов ВЭУ; установленных показателей оборудования; необходимых параметров вспомогательного оборудования ВЭУ; надежности, работоспособности, долговечности и безопасности; мер по обеспечению качества.

Действие стандарта распространяется на ВЭУ с площадью ометания свыше 40 м².

СТБ 2561-2019 «Возобновляемая энергетика. Сооружения ветроэлектрических станций и ветроэлектрических установок. Требования безопасности при эксплуатации» применяется к ВЭУ и ВЭС всех типов и любых субъектов хозяйствования, осуществляющих деятельность в электроэнергетике.

Стандарт устанавливает нормы и требования к эксплуатации, техническому обслуживанию ВЭУ и ВЭС, в том числе к их утилизации по окончании срока службы, и к эксплуатационным документам.

Стандарт не распространяется на ВЭУ мощностью до 5 кВт индивидуального пользования, на системы аккумулирования электроэнергии ВЭУ и ВЭС и общестанционное оборудование.

СТБ 2562-2019 «Возобновляемая энергетика. Установки ветроэлектрические. Требования безопасности и меры защиты при эксплуатации и техническом обслуживании, устанавливаемые в проектной документации» определяет требования безопасности и меры защиты жизни и здоровья персонала при эксплуатации и техническом обслуживании ВЭУ и предназначен для применения при разработке проектной документации в этой части.

Стандарт распространяется на технические устройства, являющиеся частью ВЭУ, например платформы, лестницы и т.д.; инструкции и предупреждающие знаки, обеспечивающие безопасное производство работ, осмотр и техобслуживание.

В область применения СТБ 2562-2019 входят ВЭУ большой мощности с горизонтальной осью вращения ветроколеса, имеющие в своем составе обслуживаемые гондолы. Для других конструкций ВЭУ (например, с вертикальной осью вращения или мощностью менее 50 кВт) сохраняются основные подходы и принципы стандарта, конкретные же правила и требования должны быть разработаны в соответствии с конструктивными особенностями установок.

СТБ 2563-2019 «Возобновляемая энергетика. Сооружения ветроэлектрических станций и ветроэлектрических установок. Требования безопасности. Основные положения» распространяется на стационарные здания и/или сооружения ВЭУ и ВЭС, входящие в их состав сети и системы инженерно-технического обеспечения, территорию размещения строительных объектов, а также на связанные с ними процессы проектирования, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, сноса и утилизации ВЭУ и ВЭС.

Документ применяется при проектировании, возведении, эксплуатации и техническом обслуживании ВЭУ и ВЭС. Стандарт устанавливает требования, учитывающие как нормальные, так и чрезвычайные условия эксплуатации, к механической прочности и устойчивости, пожарной и эксплуатационной безопасности, экономии энергии и тепловой защите, гигиене, защите здоровья и наследственности человека, охране окружающей среды.

СТБ 2563-2019 обеспечивает комплексное осуществление принципов безопасности, гарантий качества, технической целостности и специфических особенностей ВЭУ и ВЭС и учитывает опыт проектирования, обслуживания и эксплуатации ветроэнергетического оборудования как в Республике Беларусь, так и за рубежом.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC TS 62257-9-6:2019 «Системы возобновляемых источников энергии и гибридные системы для сельской электрификации. Часть 9-6. Интегрированные системы. Рекомендации по выбору фотогальванических индивидуальных систем электрификации (PV-IES)» (принят 26.09.2019);

IEC TS 62257-9-7:2019 «Системы возобновляемых источников энергии и гибридные системы для сельской электрификации. Часть 9-7. Рекомендации по выбору инверторов» (принят 14.10.2019);

IEC 62282-8-102:2019 «Технологии топливных элементов. Часть 8-102. Системы хранения энергии с использованием модулей топливных элементов в реверсивном режиме. Методика испытания характеристик отдельных ячеек и блоков с протонообменной мембраной, включая реверсивную операцию» (принят 13.12.2019);

IEC 62282-8-201:2020 «Технологии топливных элементов. Часть 8-201. Системы хранения энергии с использованием модулей топливных элементов в реверсивном режиме. Методика испытания характеристик энергосистем» (принят 10.01.2020).

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

Законы Республики Беларусь

Закон Республики Беларусь от 18.12.2019 г. № 274-З

[«Об изменении Закона Республики Беларусь
«Об охране труда»](#)

Нормы Закона приведены в соответствие с принятыми в республике законодательными актами, прежде всего с Указом Президента Республики Беларусь от 16.10.2017 № 376 «О мерах по совершенствованию контрольной (надзорной) деятельности», Законом Республики Беларусь «О нормативных правовых актах». Кроме того, в Закон внесены изменения с учетом правоприменительной практики.

Закон вступит в силу с 28 июня 2020 года.

Закон Республики Беларусь от 18.12.2019 г. № 278-З

[«Об изменении законов»](#)

Внесены изменения в два закона: Закон Республики Беларусь от 05.01.2004 № 262-З «О техническом нормировании и стандартизации» в редакции Закона от 24.10.2016 № 436-З (Закон о ТНис-2016) и Закон Республики Беларусь от 24.10.2016 № 437-З «Об оценке соответствия техническим требованиям и аккредитации органов по оценке соответствия» (Закон об оценке-2016).

Указанный законодательный акт направлен, прежде всего, на устранение коллизий и отдельных пробелов в законодательстве о техническом нормировании, стандартизации, оценке соответствия техническим требованиям и аккредитации органов по оценке соответствия, а также реализует в Законе о ТНис-2016 и Законе об оценке-2016 новейшие требования нормотворческой техники.

Закон № 278-З вступает в силу (за исключением отдельных положений) с 1 июля 2020 года.

**Указы Президента
Республики Беларусь**

Указ Президента Республики Беларусь от 31.01.2020 г. № 37

[«Об изменении Указа Президента Республики
Беларусь»](#)

В целях обеспечения при строительстве Белорусской атомной электростанции расчетов с генеральным подрядчиком – акционерным обществом «Атомстройэкспорт» (Российская Федерация) в Указе Президента Республики Беларусь от 28.07.2017 № 265 «Об открытии специальных счетов» установлено, что зачисленные на специальные счета денежные средства имеют целевое назначение и направляются участниками строительства, кроме прочего:

- на возврат сумм предварительной оплаты (авансов) за невыполненные работы, связанные со строительством АЭС;
- погашение задолженности за услуги, оказанные генеральным подрядчиком – акционерным обществом «Атомстройэкспорт».

Указ вступил в силу с 20 февраля 2020 года.

Указ Президента Республики Беларусь от 12.03.2020 г. № 92

[«О стимулировании использования электромобилей»](#)

Документом предусмотрены меры стимулирования спроса на электромобили, создание в стране соответствующей за-

рядной и сервисной инфраструктуры. В частности, владельцы электромобилей освобождаются от уплаты пошлины за выдачу разрешения на допуск к участию в дорожном движении. Физлицам не придется уплачивать НДС при ввозе в Беларусь электромобилей для личного пользования. При этом они будут иметь возможность вернуть уплаченную при приобретении электромобиля сумму НДС в пределах 500 базовых величин.

До 1 января 2026 года владельцы электротранспорта освобождаются от платы за парковку в специально оборудованных местах на коммунальных автомобильных парковках.

Производители электромобилей и электрозарядных станций, а также эксплуатирующие их организации получили право применять повышенный инвестиционный вычет в порядке, установленном Налоговым кодексом.

Освобождены от НДС зарядные станции в случае их использования в Беларуси.

Указ от 10.07.2018 № 273 «О стимулировании использования электромобилей» признается утратившим силу.

Указ вступил в силу после его официального опубликования, пп. 1–4 – через 3 месяца после официального опубликования.

Указ Президента Республики Беларусь от 14.04.2020 г. № 127

[«О возмещении расходов на электроснабжение
эксплуатируемого жилищного фонда»](#)

Указом предусматривается возмещение гражданам Республики Беларусь, являющимся собственниками индивидуальных жилых домов, за счет средств местных бюджетов части расходов, понесенных на выполнение работ по электроснабжению жилых домов для целей отопления, горячего водоснабжения и приготовления пищи. Размер возмещаемых средств предусматривается в объеме 20 % от стоимости выполненных работ по электроснабжению, но не более 40 базовых величин.

Указом также предусматривается внесение изменений в Указ Президента Республики Беларусь от 02.06.2006 г. № 368 «О мерах по регулированию отношений при газификации природным газом эксплуатируемого жилищного фонда граждан» в части предоставления Правительству Республики Беларусь права по утверждению единого порядка возмещения части средств гражданам при подключении новых потребителей природного газа к построенным за счет средств этих граждан газопроводам.

Порядок возмещения части расходов на электроснабжение, а также части средств гражданам при подключении новых потребителей природного газа к построенным за счет средств этих граждан газопроводам будет определен в течение трех месяцев после официального опубликования Указа.

**Постановления Совета Министров
Республики Беларусь**

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 15.02.2020 г. № 88

[«Об изменении постановления Совета Министров
Республики Беларусь от 7 июня 2018 г. № 433»](#)

Внесены изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 07.06.2018 № 433 «Об утверждении Положения о порядке возмещения арендаторами (судополучателями) расходов по содержанию, эксплуатации, ремонту сданного в аренду (переданного в безвозмездное пользование)

недвижимого имущества, затрат на санитарное содержание, коммунальные и другие услуги».

Изменения касаются терминологии; правил определения размеров общей площади и площади мест общего пользования недвижимого имущества; определения возмещаемой арендатором (ссудополучателем) части расходов арендодателя (ссудодателя), в том числе по тепло- и электроснабжению.

В части теплоснабжения и электроснабжения установлено следующее: при сдаче в аренду (предоставлении в безвозмездное пользование) недвижимого имущества и (или) его частей для размещения имущества арендатора (ссудополучателя), работающего в автономном режиме (без создания рабочих мест), осуществляется возмещение расходов арендодателя (ссудодателя) по коммунальным услугам (электроснабжение, горячее и холодное водоснабжение, водоотведение (канализация) – при наличии отдельно установленных приборов учета расхода на соответствующие коммунальные услуги на основании показаний этих приборов, при их отсутствии – по соглашению сторон.

Постановление вступило в силу с 1 марта 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 20.02.2020 г. № 102

«О контроле радиоактивного загрязнения»

Утверждено Положение о контроле радиоактивного загрязнения, в котором определяются цели, задачи, принципы и требования к организации и осуществлению контроля радиоактивного загрязнения в связи с катастрофой на Чернобыльской АЭС (далее – контроль радиоактивного загрязнения), порядок функционирования системы контроля радиоактивного загрязнения, взаимодействия субъектов, входящих в ее состав, и представления информации о результатах контроля радиоактивного загрязнения.

Согласно документу контроль радиоактивного загрязнения будет осуществляться в целях обеспечения радиационной безопасности населения; заготовки, производства и реализации продукции и сырья с содержанием радионуклидов, не превышающим референтных уровней, установленных гигиеническими нормативами, иных нормативов предельно допустимого воздействия ионизирующего излучения; оценки радиационной обстановки и уровней воздействия ионизирующего излучения радионуклидов чернобыльского происхождения на человека; планирования и проведения защитных мероприятий на территории, подвергшейся радиоактивному загрязнению в результате катастрофы на Чернобыльской АЭС, и оценки их эффективности.

Система контроля радиоактивного загрязнения будет функционировать на республиканском, ведомственном и производственном уровнях. На ведомственном уровне она будет обеспечиваться в том числе Министерством энергетики Республики Беларусь.

Постановление вступило в силу с 24 февраля 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16.03.2020 г. № 148

«О генеральных проектных, подрядных организациях для строительства объектов в городах-спутниках г. Минска»

Определен перечень генеральных проектных, подрядных организаций для строительства жилых домов, объектов инженерной, транспортной, социальной инфраструктуры и благоустройства в городах-спутниках г. Минска. В перечень вошли в том числе организации Министерства энергетики Республики Беларусь, в частности РУП «Белэнергосетьпроект», филиал «Энергопроект» ОАО «Западэлектросетьстрой» (генеральные проектные организации); ОАО «Электроцен-

тронтаж» и ОАО «Белэлектромонтажналадка» (генеральные подрядные организации).

Постановление вступило в силу с 19 марта 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18.03.2020 г. № 152

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 12 июня 2014 г. № 571»

Внесены изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 12.06.2014 № 571 «Об утверждении Положения о порядке расчетов и внесения платы за жилищно-коммунальные услуги и платы за пользование жилыми помещениями государственного жилищного фонда, внесении изменений и дополнений в постановления Совета Министров Республики Беларусь и признании утратившими силу постановлений Совета Министров Республики Беларусь и их структурных элементов».

В частности, облисполкомам и Минскому горисполкому поручено обеспечивать на безвозмездной основе ежемесячное информирование организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющих жилищно-коммунальные услуги, в том числе газо- и энергоснабжающих организаций, входящих в состав ГПО «Белтопгаз» и ГПО «Белэнерго»:

- о многоквартирных жилых домах, построенных и введенных в эксплуатацию в предыдущем месяце, с указанием даты их ввода в эксплуатацию;

- о многоквартирных жилых домах, оборудованных в установленном порядке системами централизованного теплоснабжения на цели отопления и газоснабжения на цели пищевого приготовления и не оборудованных в установленном порядке электрическими плитами, системами централизованного горячего водоснабжения и индивидуальными газовыми водонагревателями.

Изменения, внесенные в Положение о порядке расчетов и внесения платы за жилищно-коммунальные услуги и платы за пользование жилыми помещениями государственного жилищного фонда, касаются:

- расчета платы (по субсидируемым тарифам для населения) за жилищно-коммунальные услуги в жилых помещениях в завершенном строительстве многоквартирных жилых домах, подлежащей внесению дольщиком, заключившим договор, предусматривающий передачу ему во владение и пользование объекта долевого строительства, либо членом организации застройщиков;

- платы за услуги электроснабжения. В частности, установлено, что плата за услуги электроснабжения взимается по субсидируемым тарифам для населения с применением коэффициента 0,85 с плательщиков жилищно-коммунальных услуг (абонентов) в жилых помещениях (квартирах) многоквартирных жилых домов, оборудованных в установленном порядке системами централизованного теплоснабжения на цели отопления и газоснабжения на цели пищевого приготовления и не оборудованных в установленном порядке электрическими плитами, системами централизованного горячего водоснабжения и индивидуальными газовыми водонагревателями.

Постановление вступило в силу с 1 апреля 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30.03.2020 г. № 179

«О разработке проекта Программы социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021–2025 годы»

Создана межведомственная рабочая группа для разработки проекта Программы социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021–2025 годы.

Межведомственной рабочей группе поручено:

– организовать работу по подготовке проекта прогноза социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021 год и плановый период;

– осуществлять координацию работы государственных органов и организаций по разработке проекта Программы;

– привлекать при необходимости к работе над проектом Программы представителей республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству, облисполкомов и Минского горисполкома, других заинтересованных.

Республиканским органам государственного управления и иным государственным организациям, подчиненным Правительству, поручено представить:

– до 24 апреля 2020 года облисполкомам и Минскому горисполкому – предложения о развитии подчиненных (входящих в состав, систему) организаций и курируемых видов экономической деятельности на период до 2025 года;

– до 11 мая 2020 года Министерству экономики – материалы согласно техническим заданиям на разработку соответствующих подразделов проекта Программы.

Постановлением также определены сроки предоставления соответствующих предложений и материалов облисполкомом и Минским горисполкомом.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31.03.2020 г. № 188

[«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 31 декабря 2010 г. № 1932»](#)

Установлены следующие ставки вывозных таможенных пошлин на товары, вывозимые с территории Республики Беларусь за пределы таможенной территории Евразийского экономического союза (за 1000 кг):

– нефть сырая – \$ 52,0;

– прямогонный бензин – \$ 28,6;

– бензины товарные – \$ 15,6;

– тримеры и тетрамеры пропилена – \$ 3,3;

– легкие дистилляты, средние дистилляты, дизельное топливо, бензол, толуол, ксилолы, масла смазочные – \$ 15,6;

– мазут, отработанные нефтепродукты, вазелин и парафин, битум нефтяной – \$ 52,0;

– кокс нефтяной некальцинированный – \$ 3,3;

Постановление вступило в силу с 1 апреля 2020 года.

Постановление Совета Министров от 08.04.2020 г. № 208

[«О введении ограничительного мероприятия»](#)

Правительство постановило ввести на территории Республики Беларусь самоизоляцию для граждан Республики Беларусь, иностранных граждан и лиц без гражданства:

– имеющих инфекцию COVID-19;

– относящихся к контактам первого уровня с лицами, имеющими инфекцию COVID-19, – в течение 14 календарных дней с даты последнего контакта;

– относящихся к контактам второго уровня с лицами, имеющими инфекцию COVID-19, при наличии одного или нескольких респираторных симптомов – на период наличия указанных симптомов;

– прибывших в Республику Беларусь из стран, в которых регистрируются случаи инфекции COVID-19, – в течение 14 календарных дней со дня прибытия в Республику Беларусь.

Подлежащему самоизоляции гражданину вручается требование о соблюдении правил поведения в самоизоляции.

Гражданам, имеющим инфекцию COVID-19, или контактам первого и второго уровней с инфицированными, на которых распространяется государственное социальное страхование, уплачиваются обязательные страховые взносы в ФСЗН на со-

циальное страхование, выдается листок нетрудоспособности на период пребывания в самоизоляции.

В случае нарушения гражданином требования о самоизоляции пособие по временной нетрудоспособности назначается в размере 50 % от пособия, исчисленного в соответствии с законодательством.

Указанные сроки пребывания граждан в самоизоляции могут быть продлены по решению организации здравоохранения, осуществляющей медицинское наблюдение за гражданином.

Нарушение требований о самоизоляции влечет ответственность в соответствии с законодательными актами.

Постановление вступает в действие с 10 апреля 2020 года и действует до особого решения Правительства Республики Беларусь.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 10.02.2020 г. № 13
[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 27 сентября 2019 г. № 79»](#)

Повышен тариф на услугу по транспортировке нефти по магистральному трубопроводу ОАО «Гомельтранснефть Дружба», расположенному на территории Республики Беларусь, по маршрутному направлению «Унеча (Высокое) – Полоцк – Невель» с 191,2 рос. руб. до 203,8 рос. руб. за 1 т нетто (без НДС).

Постановление вступило в силу с 21 февраля 2020 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 21.02.2020 г. № 15

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 28 января 2020 г. № 6»](#)

Установлены тарифы на услуги по транспортировке нефти на территории Республики Беларусь по маршрутному направлению Броды – Мозырь – ОАО «Мозырский нефтеперерабатывающий завод»:

– при осуществлении расчетов в белорусских рублях – 0,87 бел. руб. за 1 т нетто (без НДС);

– при осуществлении расчетов в иностранной валюте – 26,61 рос. руб. за 1 т нетто (без НДС).

Постановление вступило в силу с 1 марта 2020 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 01.04.2020 г. № 24

[«О ценах на природный газ»](#)

Установлена отпускная цена на природный газ без налога на добавленную стоимость при расчетной теплоте сгорания 7900 ккал/м³ и курсе белорусского рубля по отношению к доллару США 2,1085:1 газоснабжающим организациям, входящим в состав ГПО «Белтопгаз», при поставке через систему газоснабжающих организаций (перепродавцов) юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям при потребленном объеме природного газа в 2019 году от 600 млн м³, кроме юридических лиц, индивидуальных предпринимателей, использующих природный газ для производства азотных удобрений: с 1 по 30 апреля – 338,58 бел. руб., с 1 мая – 332,08 бел. руб. за 1000 м³.

Как поясняет министерство, рост цены для энергоснабжающих организаций в апреле позволит компенсировать недополученный доход газоснабжающих организаций в связи со снижением потребления природного газа энергоснабжающими организациями в январе – марте 2020 года. Повышение цен не повлияет на уровень тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергоснабжающими организациями ГПО «Белэнерго» потребителям реального сектора экономики.

Постановление вступило в силу после его официального опубликования и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 апреля 2020 года.

Министерство энергетики Республики Беларусь

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 08.01.2020 г. № 2

[«Об утверждении и введении в действие изменений в технические кодексы установившейся практики»](#)

Утверждены Изменение № 2 в ТКП 458-2012 «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и Изменение № 2 в ТКП 459-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей».

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 25.02.2020 г. № 7

[«Об одобрении Концепции развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года»](#)

Одобрена Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года. Данный документ направлен на реализацию положений Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь и описывает базовый сценарий развития Белорусской энергосистемы.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 24.03.2020 г. № 11

[«Об изменении постановления Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 17 августа 2018 г. № 46»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 17.08.2018 № 46 «О составе и содержании документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности при осуществлении деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения».

Внесены изменения в ряд положений, определяющих состав и содержание документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности при осуществлении деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения. В частности это касается:

- сведений об укомплектованности кадрами, составе и квалификации работников (персонала), планах подготовки и переподготовки работников (персонала) исследовательского

ядерного реактора, критического и подкритического ядерных стенов (ИЯУ), наличии разрешений, выданных Департаментом по ядерной и радиационной безопасности Министерства по чрезвычайным ситуациям (Госатомнадзор) работникам (персоналу) ИЯУ, на право ведения работ при осуществлении деятельности по использованию атомной энергии;

- сведений о наличии условий, исключающих несанкционированное распространение ядерных технологий, оборудования и материалов, в случае, если оборудование, которое организация предполагает конструировать, включено в перечни специфических товаров (работ, услуг), установленные постановлением Государственного военно-промышленного комитета Республики Беларусь и Государственного таможенного комитета Республики Беларусь от 28.12.2007 г. № 15/137 «Об установлении перечней специфических товаров (работ, услуг)»;

- сведений, подтверждающих наличие в организации системы подбора, подготовки, поддержания квалификации и допуска к самостоятельной работе работников, а также сведений об укомплектованности организации квалифицированными работниками с указанием их основного образования и результатов прохождения обучающих мероприятий и повышения квалификации, имеющих отношение к лицензируемой деятельности (в произвольной форме за подписью руководителя организации);

- сведений, подтверждающих наличие в организации системы обеспечения должного уровня технической и программной оснащенности, системы разработки или внедрения, а также актуализации применяемых документов, определяющих порядок выполнения работ и (или) оказания услуг, в том числе применяемых методик и технологий, с приложением копий указанных документов;

- сведений, подтверждающих наличие в организации системы производственного контроля за обеспечением радиационной безопасности при выполнении работ и (или) оказании услуг, и других документов.

Постановление вступает в силу с 27 июня 2020 года.

Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь

Постановление Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь от 09.01.2020 г. № 1

[«Об утверждении, введении в действие, отмене и изменении технических нормативных правовых актов»](#)

Введен в действие ГОСТ 34569-2019 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Устройства сливо-наливные нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия».

Стандарт распространяется на сливо-наливные устройства нефти/нефтепродуктов, предназначенные для установки на железнодорожных и автомобильных сливо-наливных эстакадах магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. Стандарт не распространяется на сливо-наливные устройства нефти/нефтепродуктов, предназначенные для присоединения к танкеру при выполнении погрузочно-разгрузочных операций на морском терминале, тактового налива нефти/нефтепродуктов, а также на сливо-наливные устройства, не относящиеся к объектам магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Введен впервые. Вступает в силу 1 декабря 2020 года.



TKP 640-2019 (33240)

Предприятия торфяной промышленности. Пожарная безопасность. Нормы проектирования и правила устройства

Утвержден постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18.11.2019 № 38

Настоящий технический кодекс установившейся практики устанавливает нормы проектирования и правила устройства в части обеспечения требований пожарной безопасности полей добычи торфа, торфобрикетных и торфоперерабатывающих цехов.



TKP 641-2019 (33240)

Линии электропередачи воздушные. Ветровые воздействия, гололедные нагрузки и ветровые воздействия при гололеде

Утвержден постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18.11.2019 № 39

TKP устанавливает требования к определению используемых при проектировании воздушных линий электропередачи нормативных значений природных воздействий, а также к построению карт климатического районирования территории Республики Беларусь. Требования технического кодекса учитывают основные природные воздействия на ВЛ: ветровые и гололедно-изморозевые, в том числе действующие в сочетаниях.



TKP 642-2019 (33240/33540/33040)

Порядок расчета величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь, Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь от 17.12.2019 № 46/73/27

Настоящий ТКП регламентирует единый подход к расчету величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения с учетом их износа, срока и условий эксплуатации, а также к расчету величины нормативной подпитки в тепловых сетях, системах теплоснабжения и теплопотребления.

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

RENWEX

«Возобновляемая энергетика
и электротранспорт»



Международный форум
«Возобновляемая энергетика
для регионального развития»

20-22 ОКТЯБРЯ 2020

Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,
павильон №3

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ:

- Развитие розничного рынка ВИЭ и необходимых технических решений
- Нормативное регулирование ВИЭ
- Использование ВИЭ для энергоснабжения удаленных и изолированных потребителей
- Использование биотоплива и утилизация отходов
- Международный опыт развития возобновляемой энергетики
- Цифровизация современной энергетики
- Развитие систем накопления энергии для промышленных потребителей и домохозяйств
- Развитие электротранспорта и сопутствующей инфраструктуры

Возраст 12+



www.renwex.ru

Партнеры:



МИПРОМОТОРГ
РОССИИ

СИБИРЬ
СОЮЗ



A.P.S.O.



Партнеры:



ЭКСПОЦЕНТР
РОССИЯ