

Энергетическая Стратегия

№1 (73) январь–февраль 2020
научно-практический журнал



**ПОДВЕДЕНЫ
ИТОГИ РАБОТЫ
ОРГАНИЗАЦИЙ
ОТРАСЛИ ЗА 2019 ГОД**

Стр. 7



ISSN 2310 - 6735



**ЧИТАЙТЕ
В НОМЕРЕ:**

**Потенциал общих рынков
энергоресурсов ЕАЭС**

Стр. 13

**Введены в действие
новые ТНПА**

Стр. 46



научно-практический журнал

Энергетическая Стратегия

ПОДПИСКА' 2020

Оформить подписку можно:



**в любом почтовом
отделении**

подписной индекс
009382

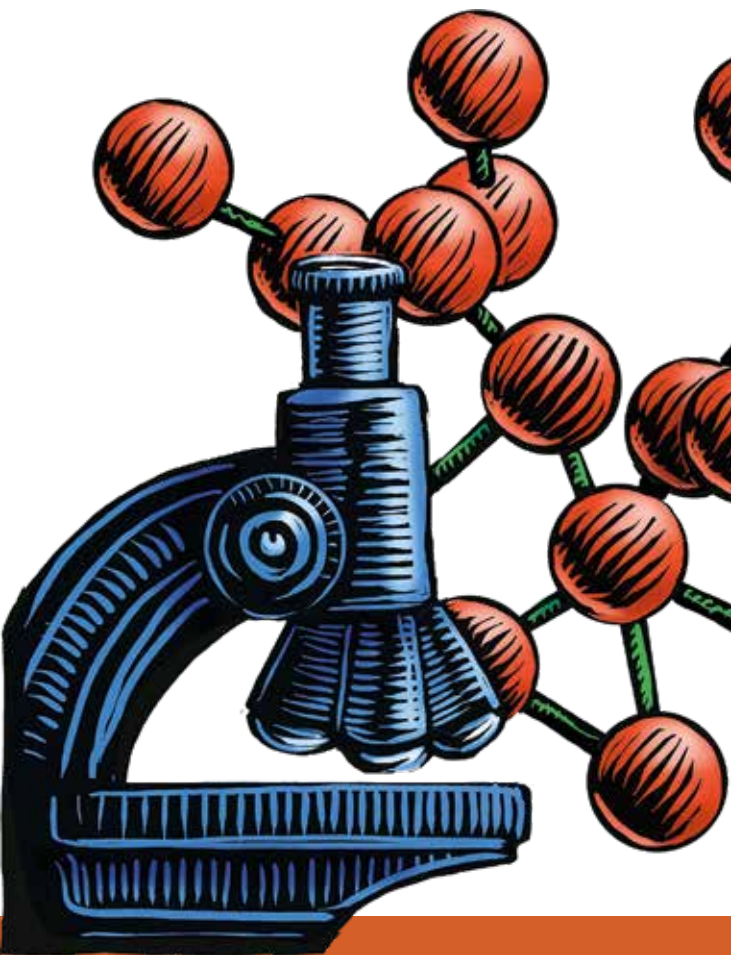


в редакции

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



**на сайте
energystrategy.by**



С ДНЕМ БЕЛОРУССКОЙ НАУКИ!

Поздравляем ученых, инженеров, специалистов и исследователей с профессиональным праздником – Днем белорусской науки.

Желаем целеустремленности, высоких результатов, успехов во внедрении научных достижений в производство, новых свершений и открытий!

Редакционная коллегия, редакция журнала «Энергетическая стратегия»



УП «МИНГАЗ» СТАЛО ПОБЕДИТЕЛЕМ КОНКУРСА «ЛУЧШИЕ ТОВАРЫ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ»

По итогам конкурса «Лучшие товары Республики Беларусь» в 2019 году лауреатами признаны 260 товаров, выпускаемых 168 организациями республики. В номинации «Услуги населению» звания лауреата удостоено унитарное предприятие «МИНГАЗ».

Организации предоставлено право размещения на товарах и их упаковке, а также в документации и рекламных материалах логотипа конкурса, который является знаком качественных товаров отечественного производства и служит ориентиром для потребителей при выборе продукции.

Поздравляем коллектив УП «МИНГАЗ» с высокой оценкой его достижений!



СОДЕРЖАНИЕ

Учредитель

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
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
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»
Кушнаренко А.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
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

Новости ТЭК.....4

Приоритетные задачи выполнены

По итогам заседания коллегии Минэнерго.....7

Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика9

ПРИОРИТЕТЫ

Шенец Л.В., директор Департамента энергетики
Евразийской экономической комиссии

**Потенциал общих рынков энергоресурсов ЕАЭС
как главный фактор энергобезопасности** 13

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Попов Б.И., к.т.н., ведущий научный сотрудник
Института энергетики НАН Беларуси

**Статистический анализ и прогноз электрической нагрузки
Объединенной энергосистемы Беларуси** 17

Телюк Н.Е., ведущий инженер отдела режимной автоматики
и электрических систем РУП «Белнипиэнергопром»

**Анализ состояния современных АСУ ТП
теплофикационных насосных станций ТЭЦ**.....21

МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА

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

**Формирование системы оплаты электроэнергии
с учетом ее качества и форм графиков нагрузки**.....24

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

Бранцевич А.В., первый заместитель генерального директора – главный
инженер УП «Витебскоблгаз»,

Васильев В.Ю., заместитель генерального директора – директор ПУ «АйТиГаз»
УП «Витебскоблгаз»

Оmnikanальность – новый подход в обслуживании населения29

Новые формы работы с потребителями газа33

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОГАЗНАДЗОР

Савчук А.В., заместитель начальника
областной энергогазнадзора по газовому надзору
филиала ГУ «Госэнергогазнадзор» по Брестской области

**Типичные нарушения безопасности
при эксплуатации газового оборудования**34

В блокнот главного энергетика

Зильберман А.Д., начальник Оршанского МРО
филиала ГУ «Госэнергогазнадзор» по Витебской области

**Требования к организации земляных работ
вблизи кабельных линий**.....37

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Курилович И.Ф., заместитель директора филиала «Учебный центр» РУП «Гродноэнерго»,
Гончар В.А., начальник сектора психологического обеспечения филиала «Учебный центр» РУП «Гродноэнерго»
Актуальные вопросы культуры безопасного поведения персонала.....39

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И ОПЫТ

Сазонов П.А., м.т.н., инженер по наладке и испытаниям ОАО «Белэлектромонтажналадка»
Отдельные аспекты развития возобновляемой энергетики44

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Лосенков Д.М., первый заместитель генерального директора – главный инженер ГУ «Госэнергогазнадзор»
О внесении изменений в технические кодексы установившейся практики46

Карпенко В.В., начальник отдела научных исследований ГП «НИИ Белгипрогаз»
О введении в действие новых требований к пожарной безопасности предприятий торфяной промышленности
Комментарии к ТКП 640-2019 (33240).....47

Орлова В.П., главный специалист технического отдела РУП «Белэнергосетьпроект»
Новые требования к расчетам природных воздействий при проектировании воздушных линий электропередачи
Комментарии к ТКП 641-2019 (33240).....50

Кухарчик В.М., ведущий инженер группы топливоиспользования ТНЦ филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнергоремналадка»
Введен в действие новый отраслевой стандарт
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.09.157-19.....55

Якушев А.А., директор ОАО «Экономэнерго»
Изменены нормы расхода материалов, приспособлений и приборов в сфере энергетики
Комментарии к новым стандартам ГПО «Белэнерго»56

Житкевич В.В., начальник управления сбыта энергии аппарата управления ГПО «Белэнерго»
Введен новый стандарт в области обслуживания потребителей электроэнергии
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.01.107-19.....57

Белов Д.Н., начальник отдела автоматизации технологических процессов РУП «Белнипиэнергопром»
Пересмотрены правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях
Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.414-19.....59

Национальный фонд ТНПА – энергетике61

ПРАВО

Новости законодательства (январь–февраль).....62

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

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Выпускающий редактор	Моисеева Е.Н.
Редактор	Лемехова Д.Д.
Компьютерный дизайн и верстка	Данюкова А.В.
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@energystrategy.by
2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала № 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография». 230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4. ЛП № 02330/39 от 25.02.2009. Печать офсетная. Бумага мелованная. Подписано в печать 20.02.2020 г., формат 60х90%, тираж 1360 экз., заказ 843.

НОВОСТИ ТЭК

Подписан протокол о порядке формирования цен на газ для Беларуси

7 февраля состоялась встреча Президентов Беларуси и России в Красной Поляне (г. Сочи) с участием членов правительств обеих стран. В мероприятии принял участие Министр энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич. В рамках встречи стороны обсудили вопросы сотрудничества в энергетической сфере.

14 февраля в г. Санкт-Петербурге с участием В.М. Каранкевича прошла рабочая встреча Чрезвычайного и Полномочного Посла Республики Беларусь в Российской Федерации В.И. Семашко с Председателем Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллером.

По итогам встречи между Правительством Республики Беларусь и ПАО «Газпром» подписан Протокол, которым определен порядок формирования цен при поставке природного газа в Беларусь в 2020 году и установлена фиксированная годовая цена на газ для Беларуси в размере \$ 127 за 1 тыс. м³.



В ходе встречи Президентов Беларуси и России, состоявшейся 7 февраля в Красной Поляне с участием членов правительств

В Белорусской энергосистеме произошли структурные изменения

В рамках реализации Плана мероприятий по совершенствованию структуры управления организациями, входящими в систему Министерства энергетики, на 2019–2020 годы, разработанного в соответствии с поручением Главы государства, практически завершено совершенствование системы управления белорусской энергетикой.

С 1 апреля 2019 года создано государственное учреждение «Государственный энергетический и газовый надзор». РУП «Белорусская АЭС» с 1 января текущего года передано в подчинение ГПО «Белэнерго». В соответствии с распоряжением Президента Республики Беларусь от 20 мая 2019 года № 88рп акции СП ОАО «Брестгазоаппарат», ОАО «Бобруйск-

энергомонтаж», ОАО «Могилевгазстрой», ОАО «СПМК-4» г. Гродно переданы в коммунальную собственность.

В установленном порядке созданы холдинги «Белэнергострой холдинг» (в его состав вошли ГП «Белэнергострой» – управляющая компания холдинга), ОАО «Белэлектромонтажналадка», ОАО «Белсельэлектросетьстрой», ОАО «Западэлектросетьстрой», ОАО «Белэнергозащита», ОАО «Белэнергосвязь» и «БЕЛГАЗСТРОЙ холдинг».

Реорганизованы ГПО «Белэнерго» (путем присоединения к нему РУП «ОДУ»), РУП «Брестэнерго» (ГП «Котельное и электротехническое производство»), ОАО «Торфобрикетный завод Лидский» (ОАО «ТБЗ Ошмянский»), ОАО «ТБЗ Ляховичский» (ОАО «Торфопредприятие «Колпеница»), ОАО «ТБЗ Усяж» (ОАО «ТБЗ Цна») и ОАО «БЭРН» (ОАО «Белэнергоавтоматика»). Акции ОАО «Березинское» и ОАО «Зеленоборское» переданы в ведение Минпрома и концерна «Беллесбумпром» соответственно.



Рабочее совещание по подготовке к миссии МАГАТЭ (INIR 3)

На повестке дня – подготовка к очередной миссии МАГАТЭ

14–15 января в Министерстве энергетики состоялось рабочее совещание по подготовке к миссии МАГАТЭ по интегрированной оценке готовности национальной инфраструктуры ядерной энергетики к эксплуатации АЭС (INIR 3). В совещании приняли участие все органы госуправления, вовлеченные в реализацию ядерного энергетического проекта.

В ходе мероприятия рассмотрен подготовленный белорусской стороной предварительный отчет о развитии всех направлений ядерной инфраструктуры, а также ряд организационных вопросов по проведению миссии, которая начнет работать в Беларуси 24 февраля.

Введен в эксплуатацию газопровод на Туровщине

16 января введен в эксплуатацию газопровод протяженностью порядка 20 км, соединивший две газораспределительные станции – «Житковичи» и «Давид-Городок». Помимо основной предусмотрено строительство резервной нитки протяженностью 3674 м.

Новый газопровод высокого давления позволил перераспределить часть нагрузки на ГРС «Житковичи» и обеспечить надежное газоснабжение населения, создав дополнительные условия для развития предприятий региона.

В ходе реализации проекта труба прокладывалась по дну нескольких рек, пересекающих плановый маршрут, методом наклонно-направленного бурения. Прокладка через пойму Припяти производилась по подтапливаемой территории с высоким уровнем грунтовых вод.

Строительство газопровода было завершено за 6 месяцев. Заказчиком проекта выступило РПУП «Гомельоблгаз», проектировщиком – ГП «НИИ Белгипрогаз». Строительно-монтажные работы выполняли ОАО «Белтрубопроводстрой» (генподрядчик), ОАО «Лидагазстрой», ООО «Осиповичгазстрой», ООО «Столбцыгазстрой» и др.

На Лукомльской ГРЭС продолжается ремонт энергоблоков мощностью 300 МВт

На Лукомльской ГРЭС выполняются плановые работы по капитальному ремонту энергоблоков мощностью 300 МВт. В настоящее время ведутся работы на турбоагрегате № 3. Специалисты ОАО «Белэнергоремналадка» завершили ремонт поверхностей скольжения опоры подшипника № 1 и приступили к подготовке контрольной сборки цилиндра высокого давления и ремонту цилиндров среднего и низкого давления.

В январе стартовал средний ремонт турбоагрегата № 4. Вскрыты цилиндры высокого и среднего давления, извлечены роторы и детали проточной части. Выполнены контрольные замеры по подшипникам и проточным частям цилиндров, проводится дефектация узлов турбины.

В феврале завершен текущий ремонт турбоагрегата № 2 и начаты работы по текущему ремонту турбоагрегата № 1 Лукомльской ГРЭС.

Утвержден порядок расчета величины технологического расхода тепловой энергии на ее передачу в сетях теплоснабжения

С 1 марта вводится в действие ТКП 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».

Технический кодекс устанавливает 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 ТКП распространяется на энергоснабжающие организации, организации, осуществляющие передачу тепловой энергии, и потребителей тепловой энергии (абонентов, субабонентов).

На заседании Совета ГПО «Белэнерго» подведены итоги года

14 февраля на заседании Совета ГПО «Белэнерго» рассмотрены итоги работы организаций, входящих в объединение, за 2019 год, в том числе выполнение ключевых показателей эффективности работы, технико-экономических показателей работы энергосистемы, заданий по энергосбережению. Участники заседания обсудили также вопросы обеспечения надежной работы оборудования, ремонтную кампанию, состояние охраны труда, техники безопасности и профилактики травматизма. Особое внимание было уделено реализации важнейших инвестиционных проектов отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016–2020 годы, состоянию расчетов потребителей за отпущенную энергию, результатам финансово-экономической деятельности организаций объединения и др.

Предметом обсуждения стали такие направления деятельности, как укрепление общественной безопасности и дисциплины, повышение качества обеспечения жизнедеятельности населения, выполнение в отчетном периоде отраслевого тарифного соглашения, развитие системы дополнительного образования в организациях ГПО «Белэнерго» и др.



Ротор среднего давления энергоблока №3 Лукомльской ГРЭС

Присутствовавший на заседании заместитель Министра энергетики С.В. Реентович в целом положительно оценил финансово-экономические показатели работы организаций объединения и подчеркнул, что в 2020 году особое внимание следует уделить таким актуальным вопросам, как охрана труда, снижение производственного травматизма, профилактика коррупционных проявлений.

Рассмотрен опыт работы газоснабжающих организаций с обращениями граждан и юридических лиц

В конце января на базе УП «МИНГАЗ» состоялось заседание Совета ГПО «Белтопгаз». Основной повесткой дня стала работа с обращениями граждан и юридических лиц. В ходе мероприятия было отмечено снижение на 17 % по сравнению с 2018 годом количества обращений, поступивших в ГПО «Белтопгаз». Более 76 % этого показателя приходится на организации газового хозяйства.

Эта тенденция стала результатом системной работы газоснабжающих организаций, направленной на разъяснение

правил пользования газом в быту и повышение уровня культуры обслуживания потребителей.

Члены Совета отметили успешную работу сервисных центров по оказанию услуг населению УП «Витебскоблгаз», УП «Гроднооблгаз», УП «Минскоблгаз», а также опыт УП «Гроднооблгаз» по взаимодействию с потребителями в социальных сетях. По мнению участников мероприятия, практика этих организаций заслуживает внимания, изучения и распространения в системе объединения.

Участники заседания отметили необходимость усиления разъяснительной работы на всех уровнях взаимодействия с потребителями – от непосредственного общения при обслуживании газоиспользующего оборудования до информирования общественности с помощью СМИ, включая печатные издания, радио- и телевизионную рекламу, интернет-сайты организаций.

Совет объединения утвердил дополнительные меры, направленные на обеспечение неукоснительного соблюдения требований законодательства по работе с обращениями граждан, устранение выявленных в этой сфере недостатков и предотвращение причин их возникновения.

На торфопредприятии «Днепровское» реализуются инвестиционные проекты

ОАО «Торфопредприятие Днепровское» – один из основных поставщиков топливных брикетов топливоснабжающим организациям и цементным заводам Могилевской области. В соответствии с Отраслевой программой развития организаций торфяной промышленности, входящих в систему Министерства энергетики Республики Беларусь, на 2017–2020 годы на торфопредприятии начались работы по модернизации и реконструкции брикетного производства и строительству новых площадей добычи. В частности, было заменено и модернизировано технологическое оборудование подготовительного отделения, бункерной сырьевых, системы обеспыливания штемпелей брикетных прессов.

В 2019 году предприятием отремонтированы здания вековой и котельной. В планах на текущий год – выполнение проектных работ по модернизации котельной с заменой газового котла на торфяной и установкой предтопка, позволяющего сжигать древесные отходы производства.

«Днепровское» планирует также освоить работы по восстановлению колесных пар железнодорожного транспорта и самортизированных железнодорожных вагонов, изготовлению матричного инструмента. В целях повышения эффективности работы предполагается установить GPS-трекеры и датчики уровня топлива на тракторную технику, заменить сетевой и питательный насосы, а также провести тепловую изоляцию сушилок «Цемаг» и оптимизировать системы сбора и передачи конденсата от сушилок на котельную.

Проекты финансируются за счет средств инвестиционного фонда Министерства энергетики Республики Беларусь, а также собственных средств предприятия.

Продолжается реализация проектов по установке водогрейных электродкотлов на объектах энергосистемы

Комплексным планом развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции предусмотрен ряд мероприятий по ре-

жимной интеграции АЭС в энергосистему, в том числе установка водогрейных электродкотлов на объектах Белорусской энергосистемы. Электродкотлы будут использоваться в период глубокой разгрузки теплофикационных турбин ТЭЦ.

Активное участие в реализации данных мероприятий принимают специалисты ОАО «Белэнергоремналадка». Персонал предприятия задействован в работах по установке водогрейных электродкотлов на шести объектах: на Могилевской ТЭЦ-2, Бобруйской ТЭЦ-2, Лукомльской ГРЭС, котельной «Рогачевская» РУП «Гомельэнерго», котельной «Северная» РУП «Витебскэнерго» – в качестве субподрядной организации; на Гродненской ТЭЦ-2 – в качестве генерального подрядчика.

На Гродненской ТЭЦ-2 смонтировано основное и вспомогательное оборудование электродкотлов, завершены работы по монтажу технологических трубопроводов и их промывке, проведены гидравлические испытания. Все пусконаладочные работы планируется завершить в марте текущего года.

На Бобруйской ТЭЦ-2 и Могилевской ТЭЦ-2 на фундаменты установлены электродкотлы, подогреватели, насосы и вспомогательное оборудование, проведены монтажные работы, обвязка оборудования технологическими трубопроводами, ведется их промывка, начаты гидравлические испытания.

В рамках реализации проекта «Реконструкция схемы теплоснабжения Лукомльской ГРЭС» электродкотлы установлены на фундаменты, выполняется комплекс работ по монтажу тепломеханического оборудования. Одновременно ведется монтаж двух паровых котлов ГМ-50.

В феврале – марте ОАО «Белэнергоремналадка» в качестве субподрядчика планирует приступить к строительным работам по установке электродкотлов на котельных «Рогачевская» и «Северная».

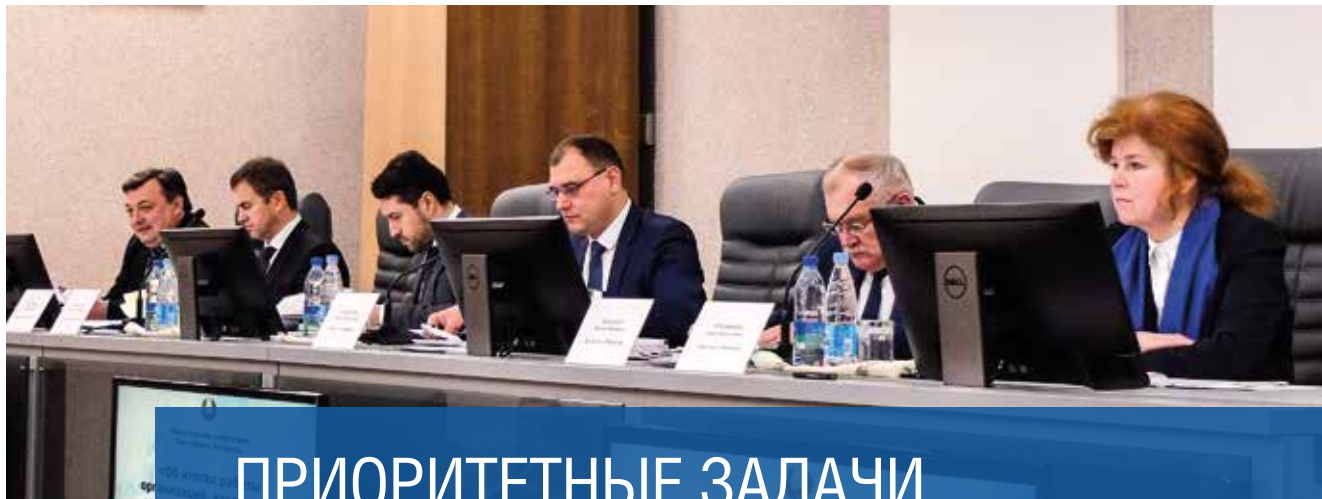
Завершена реконструкция базы Браславского РЭС

В начале февраля после масштабной реконструкции введена в эксплуатацию новая база Браславского РЭС Глубокских электрических сетей. Все строительные работы выполнены в течение 7 месяцев. В рамках реализации проекта было возведено новое многофункциональное здание. Коренные изменения произошли в административно-бытовом корпусе – построена новая входная группа для посетителей службы «Одно окно». Отопление здания осуществляется электроконвекторами, имеющими ряд преимуществ перед традиционными отопительными системами. По всей территории Браславского РЭС установлено видеонаблюдение.

Большое внимание при реконструкции уделялось созданию комфортных условий труда для персонала. Кроме того, было выделено помещение под медпункт, полностью оборудован всем необходимым класс охраны труда.

После реконструкции в организации появились современная станция техобслуживания для автомобильной техники подразделения и собственная автомойка, соответствующая всем экологическим нормам.

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



ПРИОРИТЕТНЫЕ ЗАДАЧИ ВЫПОЛНЕНЫ

Анализируя итоги работы организаций энергетической сферы за прошедший год, участники заседания коллегии Министерства энергетики обозначили ключевые тенденции развития отрасли, отметили основные достижения, обсудили актуальные вопросы и наметили задачи на ближайшую перспективу. Расширенное заседание коллегии состоялось 13 февраля на базе РУП «Минскэнерго».

В рамках пресс-подхода Министр энергетики В.М. Каранкевич сообщил журналистам, что в целом все доведенные ключевые показатели выполнены. Реализована и основная задача организаций системы Минэнерго – обеспечено бесперебойное и надежное снабжение потребителей электрической, тепловой энергией, природным и сжиженным газом, топливными брикетами в востребованных объемах. Министр также обозначил основные тенденции прошедшего года и проинформировал об основных технико-экономических показателях работы отраслевых организаций.

Потребление и производство энергоресурсов

В прошедшем году сохранялась положительная динамика роста электропотребления в стране. Этот показатель составил 100,4 % к уровню 2018 года. При этом выработка электрической энергии увеличилась на 3,8 % и достигла 40,3 млрд кВт·ч. Министр отметил, что это стало возможным благодаря значительному, более чем в два раза, увеличению ее поставок на экспорт. Объем экспортируемой электроэнергии достиг 2,4 млрд кВт·ч. Это лучший показатель за последние несколько лет.

С целью стимулирования электропотребления в республике отменена система дифференцированной оплаты населением электроэнергии в зависимости от объемов потребления, а также введены новые тарифные группы, предусматривающие использование электроэнергии населением и бюджетными организациями для отопления и горячего водоснабжения. Кроме того, установлена новая тарифная группа по использованию электроэнергии для оказания услуг по зарядке электротранспорта.

В то же время снизился объем потребления природного и сжиженного газа реальным сектором экономики и населением, что обусловлено в первую очередь теплыми погодными условиями, а также более рациональным использованием газа как в промышленности, так и в быту. В прошлом году объем поставок природного газа потребителям республики составил 19,3 млрд м³ (99 % от уровня 2018 года), сжиженного углеводородного газа – 56,5 тыс. т (87 %).

Предприятия торфяной промышленности Минэнерго в прошедшем году увеличили добычу торфа до 2,5 млн т (104 % доведенного задания) и произвели более 1 млн т торфяных брикетов и сушенки. При этом на экспорт поставлено 120 тыс. т торфобрикетов, на внутренний рынок – 880,3 тыс. т.

Техническое обновление отрасли

Как и в предыдущие годы, в отрасли продолжается работа по обновлению основных производственных фондов и внедрению современного энергоэффективного оборудования. На инвестиции в основной капитал в 2019 году направлено 2778 млн руб. Эти ресурсы использовались для реализации важнейших инвестиционных проектов, а также для строительства и реконструкции объектов, эксплуатация которых обеспечивает повышение энергетической безопасности государства.

В отчетном периоде произведена замена турбоагрегата ПТ-60 на Гродненской ТЭЦ-2, введена в эксплуатацию новая ПС 330 кВ «Металлургическая», завершена реконструкция ПС 330 кВ «Минск-Северная», реализован ряд других проектов разного уровня.



Участники заседания коллегии Минэнерго осматривают обновленный диспетчерский пункт РУП «Минскэнерго»

Большое внимание в системе Минэнерго уделяется развитию электросетевой инфраструктуры, тепловых и газовых сетей. За отчетный период модернизировано, реконструировано и построено около 1800 км линий электропередачи разных классов напряжения, более 230 км тепловых сетей и свыше 1400 км газопроводов различных категорий, в том числе в г. Минске построен участок газопровода высокого давления от ГРС «Восточная» до действующего кольцевого газопровода в районе Партизанского проспекта. В течение 2019 года природный газ поступил в 25 тыс. квартир, порядка 8,5 тыс. абонентов были переведены со сжиженного газа на природный.

Белорусская АЭС и ее интеграция в энергосистему

Наиболее значимым для развития отрасли и экономики страны является проект строительства Белорусской АЭС. Его реализация важна не только для диверсификации топливно-энергетических ресурсов – в перспективе БелАЭС выступит в качестве интегратора развития новых, в том числе энергоемких производств. В настоящее время строительство первого энергоблока вышло на этап горячей обкатки, позволяющий обеспечить работу оборудования блока в номинальных параметрах. Это последний этап перед физическим пуском реактора.

В рамках осуществления мероприятий по интеграции Белорусской АЭС в энергосистему реализован первый проект по установке электродвигателей в котельных – введен в эксплуатацию электродвигатель мощностью 10 МВт в котельной в г. Костюковичи.

Практически завершены работы по выбору основного оборудования для пиково-резервных источников, которые будут установлены на Березовской и Лукомльской ГРЭС, Новополоцкой ТЭС и ТЭС-5. Подготовка проектной документации для реализации этих проектов находится в завершающей стадии. Объекты планируется ввести в эксплуатацию в 2021 году.

Энергоэффективность и снижение издержек

Организации Минэнерго за отчетный период достигли хороших результатов в области энергосбережения, обеспечив выполнение всех целевых показателей. В частности, доля

использования местных ТЭР и возобновляемых источников энергии в котельно-печном топливе по ГПО «Белэнерго» составила 1,9 % и 1,2 %, по ГПО «Белтопгаз» – 71,9 % и 1,6 % соответственно, экономия топливно-энергетических ресурсов в ГПО «Белэнерго» – 211,4 тыс. т у.т., в ГПО «Белтопгаз» – 4,3 тыс. т у.т.

Общий экономический эффект от реализации мероприятий по снижению издержек оценивается более чем в 144 млн руб. Это стало одним из источников роста заработной платы в отрасли.

Приоритеты развития отрасли

2020 год является итоговым годом пятилетки и будет не менее напряженным, чем прошедший, отметил Министр энергетики В.М. Каранкевич. В течение этого года предстоит завершить все ключевые мероприятия, нацеленные на достижение показателей, закрепленных как в государственных, так и в отраслевых программах. Прежде всего это касается ввода в эксплуатацию первого энергоблока БелАЭС и реализации мероприятий по интеграции станции в энергосистему и экономику страны. Продолжится также модернизация и развитие генерирующих источников, при этом морально и физически выработавшие свой ресурс объекты будут выводиться из эксплуатации. Еще одно приоритетное направление деятельности – диверсификация видов и поставщиков энергоресурсов и увеличение доли местных и возобновляемых источников энергии в топливном балансе страны.

Министр отметил, что на особом контроле должны оставаться вопросы повышения качества оказания услуг по энергоснабжению населения, при этом важнейшая задача – продолжить работу по созданию в этой области комфортных условий для граждан страны.

Среди важнейших приоритетов – обеспечение безопасных условий труда в организациях отрасли. В.М. Каранкевич подчеркнул, что охрана труда должна быть в числе первоочередных задач, ведь жизнь и здоровье человека всегда были и остаются высшей ценностью.

Подготовила Ольга Гончар

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Факты. Прогнозы. Аналитика

Электроэнергетика Европы: итоги 2019 года

Компании Agora Energiewende (Германия) и Sandbag (Великобритания) опубликовали традиционный ежегодный отчет о состоянии электроэнергетики в ЕС. Согласно его данным, потребление электроэнергии в Европе снизилось на 2 % (-56 ТВт·ч), вернув спрос к уровню 2015 года. При этом ВВП вырос в 2019 году на 1,4 %.

Доля ВИЭ в производстве европейской электроэнергии достигла рекордных 34,6 %. Солнечный и ветровой секторы генерации совместно обеспечили почти 18 % выработки (569 ТВт·ч) и впервые обошли угольную энергетику по этому показателю.

Производство электричества на основе угля в Европейском союзе за год сократилось на 24 %. В результате выбросы CO₂ в энергетическом секторе Европы в 2019 году снизились на 12 % – это самый лучший показатель с 1990 года.



Доля ветровой и солнечной электроэнергии в топливно-энергетическом балансе Европы выросла благодаря строительству новых мощностей, а рост газовой генерации обусловлен более высокими налогами на выбросы CO₂ и низкими ценами на газ, что повысило конкурентоспособность газовых электростанций по сравнению с угольными. Эксперты отмечают, что в 2019 году газовая генерация по объемам выработки только на 8 % отставала от рекордного уровня 2010 года.

По оценкам специалистов, в прошлом году мощности ветроэнергетики увеличились примерно на 14 ГВт (второй по величине прирост за всю историю развития отрасли), а солнечной энергетики – примерно на 17 ГВт, что вдвое превышает показатель 2018 года. При этом экономика продолжает меняться в пользу ВИЭ. В 2019 году были зафиксированы рекордно низкие цены на конкурсных отборах в офшорной ветроэнергетике (Великобритания) и гелиоэнергетике (Португалия).

Европейские ассоциации ветровой и солнечной энергетики прогнозируют ускорение темпов роста ВИЭ, а ассоциация

Eurelectric считает, что электроэнергетика Европы может быть полностью декарбонизирована уже к 2045 году.

Основные тенденции развития электроэнергетики Китая

Китайский совет по электроэнергетике (China Electricity Council) опубликовал статистические данные о развитии отрасли в 2019 году. Как и прогнозировалось, установленная мощность электроэнергетики КНР превысила отметку в 2000 ГВт, выработка электроэнергии выросла на 4,7 % и составила 7325 ТВт·ч.

Доля тепловых электростанций (ТЭС), работающих на основе угля, газа, мазута и биомассы, в выработке электричества последовательно снижается. В 2017 году она составляла 71,1 %, в 2018-м – 70,4 %, в 2019-м – 68,9 %. При этом выработка ТЭС выросла лишь на 2,4 % (в 2018 году этот показатель составлял 7,3 %).

Самый быстроразвивающийся сегмент китайской электроэнергетики – ветро- и гелиоэнергетика. Суммарная мощность этих отраслей превысила 410 ГВт, совместная выработка – 629,5 ТВт·ч, доля в производстве электроэнергии – 8,6 %.

Эксперты отмечают снижение темпов прироста в солнечной энергетике Китая. Если в рекордном 2017 году в стране мощность солнечных электростанций выросла на 53 ГВт, в 2018-м – на 43,6 ГВт, то в 2019 году в эксплуатацию было введено всего около 30 ГВт фотоэлектрических станций. В позапрошлом году это снижение было вызвано решением правительства Китая изменить политику в области развития солнечной энергетики. В 2019 году положение усугубилось в связи с длительной задержкой разработки новых правил работы сектора, которые были обнародованы лишь в июне.

В то же время ветроэнергетика в Китае развивается очень активно: за прошедший год было построено более 25 ГВт новых мощностей, что превышает результаты нескольких последних лет.

С учетом ГЭС доля ВИЭ в производстве электроэнергии в 2019 году достигла 26,4 % (в 2018 году она составляла 25,4 %).

Энергетическая программа Франции

Министерство экологии Франции обнародовало обновленную версию энергетической программы (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie), которая определит энергетическую политику Франции на период 2019–2028 годов. В основных положениях документ повторяет проект, который был опубликован еще в 2018 году.

Программа устанавливает следующие приоритеты в области энергетики:

- сокращение выбросов парниковых газов на 40 % к 2030 году (от уровня 1990 года);

- сокращение конечного потребления энергоресурсов (–20 %) и, в частности, ископаемого топлива (–40 %) к 2030 году;
- увеличение доли ВИЭ до 33 % валового конечного потребления энергии в 2030 году;
- сокращение доли ядерной энергетики в производстве электроэнергии до 50 % к 2035 году.

Стратегическая цель Франции – климатическая нейтральность к 2050 году. Программа содержит перечень тактических шагов, необходимых для достижения этой долгосрочной цели, на два последовательных пятилетних периода (2019–2023 и 2023–2028 годы).

Французская атомная энергетика насчитывает 58 ядерных реакторов, работающих на 19 АЭС. Их общая установленная мощность составляет 63,2 ГВт. В 2018 году на атомной энергии было выработано 71,7 % электроэнергии.

Парк реакторов Франции представлен модификациями разной мощности (34 реактора по 900 МВт, 20 – по 1300 МВт и 4 – по 1450 МВт). Страна планирует вывести из эксплуатации 14 из них, в первую очередь старые реакторы мощностью 900 МВт на электростанциях «Блай», «Бюже», «Шинон», «Крюа», «Дампьер», «Гравелин» и «Трикастен». Два реактора на старейшей французской АЭС «Фессенхайм» будут остановлены уже в 2020 году.

К 2028 году мощности солнечной энергетики предполагается увеличить примерно в пять раз – до 35,1–44 ГВт, материковой ветроэнергетики более чем в два раза – до 33,2–34,7 ГВт, офшорной ветроэнергетики – до 5,2–6,2 ГВт.

Глобальный рынок СПГ перенасыщен

Перенасыщение глобального газового рынка наряду с заметным сокращением спроса на голубое топливо по всему миру способно повлечь за собой «газовый Армагеддон» в Соединенных Штатах. Об этом пишет информагентство Bloomberg со ссылкой на официальные данные Bank of America.

Американской газовой отрасли удалось существенно укрепить позиции на мировом рынке в начале 2010-х годов, чему способствовал бум разработок сланцевых месторождений.

Однако аномально теплые зимы последних лет приводят к сокращению потребления природного газа в европейских странах. При этом на мировой газовый рынок уверенно выходят новые поставщики, например Австралия. Кроме того, весьма ощутимо падение спроса на газ со стороны в Китае. Независимые аналитики отмечают, что все эти факторы могут сделать экспорт голубого топлива совершенно невыгодным для газодобытчиков из США и они будут вынуждены переключиться на внутренний рынок, что спровоцирует сильное падение цен на природный газ в стране.

По сообщению Bloomberg, цены на сжиженный природный газ в этом году опустятся до рекордно низкого уровня из-за натиска новых экспортных поставок из Австралии в США и более теплых зим, ограничивающих потребление.

Кроме того, переполнение запасов СПГ в Европе и ожидаемое замедление спроса в Китайской Народной Республике сорвали перспективы его потребления. СПГ для спотовых поставок в Северную Азию находится на пути к рекордному минимуму этим летом, в то время как цены на газ в Европе и США торгуются на самых слабых сезонных уровнях с 1999 года.

Таким образом, избыток природного газа уже имеется в США и Европе. Накапливается излишек и в Азии – из-за мягкой зимы.

Новые тенденции в энергетической политике Евросоюза

В ходе саммита глав государств и правительств Европейского союза, который состоялся в Брюсселе 12–13 декабря 2019 года, восемь стран ЕС – Кипр, Дания, Латвия, Люксембург, Нидерланды, Португалия, Испания и Швеция – поставили цель утвердить амбициозный план по борьбе с изменением климата на период до 2050 года. При этом другие страны, включая Эстонию, Венгрию и Польшу, хотят сохранить статус-кво и надеются отодвинуть срок полного отказа от выбросов углекислого газа до неопределенной «середины века» вместо точной даты – 2050 года. Для достижения своей цели ЕС планирует увеличить объем «зеленых» инвестиций и соответствующим образом скорректировать всю свою экономическую политику. Достижение цели углеводородной нейтральности может оказать существенное влияние на энергетическую безопасность стран Евросоюза.

В числе грандиозных планов ЕС – ослабление ограничений на государственную помощь для компаний, изменение правил госзакупок и ужесточение условий импорта из стран с более слабым контролем выбросов. Кроме того, Европейский инвестиционный банк, который является лидирующим кредитным учреждением ЕС, потратит триллион евро на климатическое финансирование в течение следующих десяти лет, одновременно предлагая прекратить все финансирование ископаемого топлива к 2020 году.

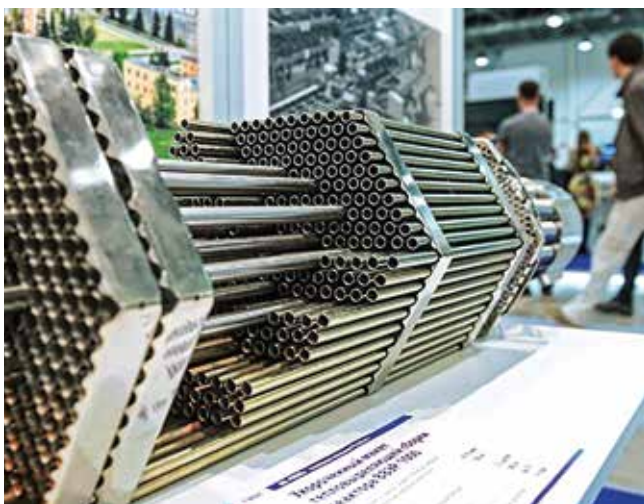
Эти новые тенденции в политике прежде всего означают, что ископаемое топливо больше не акцентируются в современном обществе. Задача должна состоять в полной перестройке системы генерации электроэнергии.

При этом существует ряд проблем, связанных с декарбонизацией энергетики. Солнечный и ветровой виды генерации лишь условно безвредны и не являются гарантированными источниками электроэнергии. Кроме того, они требуют строительства и поддержания в режиме горячего пуска энергетических блоков, работающих на ископаемом топливе. Решение же проблемы за счет строительства накопителей электроэнергии обойдется слишком дорого. Сейчас существование солнечной и ветровой генерации полностью зависит от дотаций и фактически лоббируется политическими кругами. При честной рыночной конкуренции данные виды генерации не получили бы широкого применения.

Что касается ГЭС, то несомненными их плюсами являются возможность работы в маневренном режиме и покрытие периодов пиковых нагрузок, а также низкая цена получаемой электроэнергии. Однако при строительстве плотин затопляются большие территории, происходит заиливание русел рек, возникает большая площадь зеркала испарения воды, что приводит к локальным изменениям климата.

Полный запрет на выброс парниковых газов к 2050 году предполагает перевод транспорта на электрическую тягу. Но массовая электромобильность требует колоссальных затрат на формирование инфраструктуры, создание широкой сети зарядных станций и значительное увеличение спроса на электроэнергию. Для того чтобы решить подобную глобальную задачу в течение 30 лет, уже сейчас нужно иметь работающие или, по крайней мере, готовые к промышленному внедрению технологические решения.

Устойчивый политический тренд ряда стран ЕС – отказ от атомной энергетики, притом что альтернативы ей на сегодняшний день нет. Термоядерная энергетика пока остается



неосуществимой мечтой. Реальные возможности овладения термоядерным синтезом и начало промышленной эксплуатации термоядерных реакторов отодвигаются на середину XXI века – если к этому времени удастся подобрать необходимые материалы и отработать безопасность технологии.

Изготовлена опытная партия противоаварийного топлива для АЭС

Российскими специалистами изготовлены и прошли приемочные испытания первые тепловыделяющие сборки (ТВС) для реактора ВВЭР-1000 с экспериментальными твэлами (тепловыделяющими элементами), изготовленными в рамках программы по созданию российского ядерного топлива нового поколения безопасности – так называемого толерантного топлива.

В планах топливного и энергетического дивизионов «Росатома» – уже в первом квартале 2020 года загрузить изготовленные ТВС в один из реакторов Ростовской АЭС для испытаний.

Каждая из трех опытных ТВС содержит по 12 твэлов в инновационном исполнении с двумя различными вариантами оболочки: из циркониевого сплава с нанесенным хромовым покрытием либо из хром-никелевого сплава 42ХНМ. Оба материала обладают повышенной жаропрочностью.

В мире активно идут работы по созданию толерантного ядерного топлива (accident tolerant fuel), которое устойчиво к авариям с потерей теплоносителя. При таких авариях прекращается подача охлаждающей воды в активную зону ядерного реактора, что ведет к перегреву ядерного топлива. В результате роста температуры циркониевых оболочек тепловыделяющих элементов возникает так называемая пароциркониевая реакция, которая сопровождается выделением дополнительного огромного количества тепла и водорода, взрыв которого может привести к разрушению конструкций атомного энергоблока и выходу радиоактивных веществ в окружающую среду.

Как считают эксперты, страна, первой решившая задачу создания эффективно работающего толерантного ядерного топлива, потеснит конкурентов на мировом рынке производителей топлива для АЭС.

Лондон планирует запретить продажу бензиновых, дизельных и гибридных машин к 2035 году

Правительство Великобритании планирует к 2035 году запретить продажу на территории страны новых автомо-

билей с бензиновыми и дизельными двигателями, а также гибридных машин.

До этого британские власти намеревались ввести этот запрет на 5 лет позже, к 2040 году, а о гибридных автомобилях речи вообще не было.

При помощи таких мер Лондон планирует воплотить в жизнь один из самых жестких законов по защите экологии в мире, сведя к 2050 году выбросы парниковых газов к нулю. Соответствующую законодательную инициативу внесли в национальный парламент в минувшем июне.

Дешевый природный газ может вытеснить уголь с европейского рынка

По сообщению Bloomberg, уголь становится менее прибыльным. В условиях низких цен на природный газ в нынешнем году Европа предпочтет перейти на этот вид топлива для производства электроэнергии.

В прошлом году потребление угля в семи европейских странах упало до исторического минимума, снизив базовые ставки почти на треть до \$ 62 за тонну. Прогнозы на 2020 год выглядят столь же пессимистичными: аналитики S & P Global Platts и Capital Economics предсказывают падение цен до отметки в \$ 50 – самой низкой за 4 года.

Эксперты утверждают, что соглашение о транзите газа между Россией и Украиной и близкое завершение строительства трубопровода Nord Stream 2, наряду с перспективой увеличения экспорта СПГ из США, приведут в 2020 году к переполнению европейского рынка газом и вытеснению с него значительного количества угля.

По данным S & P Global Platts, в минувшем декабре три страны ЕС сожгли на 46 % меньше угля, чем в декабре 2018 года. В Германии, крупнейшей экономике Европы, большую часть прошлого десятилетия было выгоднее сжигать уголь, чем газ. Однако в 2019 году это положение дел изменилось, поскольку активный импорт сжиженного природного газа и мягкая погода привели к снижению цен на более чистое топливо, побудив коммунальные предприятия отказаться от угля.

В перспективе Германия планирует закрыть свою угольную промышленность через 18 лет, однако рост ветровой и солнечной генерации, вероятно, положит конец этому сектору немецкой экономики задолго до установленного срока.

По прогнозам ICE Futures Europe, в следующем году цена на уголь в ЕС снизится еще на 32 %. Однако это мнение не яв-



ляется единодушным. Perret Associates ожидает, что к концу года глобальный избыток сырья перерастет в дефицит, поскольку Индия и страны Тихоокеанского региона компенсируют падение спроса в Европе.



Подписано соглашение о строительстве Восточно-Средиземноморского газопровода

Греция, Израиль и Кипр подписали трехстороннее соглашение о начале строительства Восточно-Средиземноморского газопровода EastMed. Магистраль протяженностью в 1,9 тыс. км соединит Грецию, Кипр и Израиль с Южной Европой.

Планируется, что EastMed будет поставлять газ с месторождений Левиафан (Израиль) и Афродита (Кипр) в страны континентальной Европы. Инвестиции в строительство оценивают в € 6 млрд, а мощность проекта составит 10 млрд м³ газа в год с возможным увеличением до 20 млрд м³ ежегодно.

Торговля солнечной энергией между гражданами с помощью блокчейна: итоги проекта

В Швейцарии завершился годичный пилотный проект «Районное электричество» (нем. Quartierstrom). В городке Валенштадт 37 домохозяйств были объединены в местный (локальный) рынок электроэнергии, в рамках которого они обменивались выработанной солнечной энергией друг с другом.



По итогам проекта доля солнечной электроэнергии, потребляемой внутри рынка, увеличилась на 27 % и в среднем составила примерно треть (33 %) энергопотребления домохозяйств за год. В летние месяцы доля солнечной энергии от источников внутри района покрывала более 45 % потребности в электроэнергии.

Все процессы внутри локального рынка управлялись через блокчейн-платформу без участия энергосбытовой компании. В Quartierstrom домашние хозяйства могли самостоятельно устанавливать минимальную цену продажи своей солнечной энергии и максимальную цену покупки соседской солнечной энергии в специальном приложении. В 90 % случаев ценовой лимит на покупку устанавливался не выше, чем на сетевую электроэнергию.

В ходе проекта также была протестирована функция автоматического ценообразования – ее предпочло более половины домохозяйств.

Потребление энергии оборудованием и компьютерами-нодами (вычислительными узлами) блокчейна со встроенными интеллектуальными счетчиками за весь срок проекта составило около 3300 кВт·ч, или примерно 4 % объема торговли электроэнергией в рамках местного рынка.

Офшорная ветроэнергетика Европы демонстрирует рекордный рост

Европейская ассоциация ветроэнергетики WindEurope опубликовала статистику развития морского сегмента отрасли в 2019 году. За год в Европе было введено в эксплуатацию 3,6 ГВт мощностей – 10 офшорных электростанций в пяти странах. Это наивысший результат за всю историю отрасли. На долю Великобритании пришлось почти половина новых мощностей (1,7 ГВт), за ней следуют Германия (1,1 ГВт), Дания (374 МВт) и Бельгия (370 МВт). В Португалии была введена плавучая ветроустановка на 8 МВт.

Установленная мощность офшорной ветроэнергетики в Европе превысила 22 ГВт. Три четверти ее сконцентрированы в Великобритании и Германии. Средняя мощность офшорных турбин, установленных в прошлом году, составила 7,8 МВт.

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой офшорными ВЭС, продолжает стремительно падать. На прошлогодних конкурсных отборах, прошедших в Великобритании, Франции и Нидерландах, были зафиксированы цены ниже, чем у новых газовых, угольных или атомных электростанций.

В 2019 году также были приняты инвестиционные решения о строительстве четырех новых морских ветроэлектростанций, общая мощность которых составляет 1,4 ГВт, а объем инвестиций оценивается в € 6 млрд.

Европейская комиссия заявляет, что к 2050 году Европе потребуется от 230 до 450 ГВт мощностей таких ВЭС, чтобы декарбонизировать энергосистему и обеспечить выполнение «Зеленого соглашения» (European Green Deal). Для решения этой задачи необходимо, чтобы Европа до 2030 года вводила по 7 ГВт, а затем, до 2050 года, по 18 ГВт новых офшорных мощностей в год. Текущие объемы строительства и инвестиций значительно отстают от этого плана.

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

ПОТЕНЦИАЛ ОБЩИХ РЫНКОВ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ЕАЭС КАК ГЛАВНЫЙ ФАКТОР ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ

Договор о Евразийском экономическом союзе, вступивший в силу 1 января 2015 года, положил начало более тесному сотрудничеству стран – членов ЕАЭС в области перемещения товаров, услуг, капиталов и рабочей силы. Он также определил перспективы интеграции в энергетической сфере, в частности создания общих рынков электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов. Документ установил основные принципы их формирования, включая устранение препятствий в торговле энергоресурсами, развитие конкурентной среды, создание недискриминационных условий для хозяйствующих субъектов и благоприятной обстановки для привлечения инвестиций в энергетический комплекс Союза.



Л.В. ШЕНЕЦ,
директор Департамента энергетики
Евразийской экономической комиссии

Анализ энергетических ресурсов, которыми располагают страны – участницы ЕАЭС, свидетельствует, что объемы этих ресурсов достаточны для полного удовлетворения внутренних потребностей Союза с учетом темпов роста ВВП и эффективного развития экономики всей «пятерки». В мировом масштабе странам ЕАЭС принадлежит 20 % запасов природного газа и угля, 7 % запасов нефти, здесь сосредоточено 5,1 % мировой генерации электроэнергии. Союз также занимает одно из ведущих мест в мире по производству энергоресурсов. В частности, в 2018 году странами «пятерки» было выработано 1260,7 млрд кВт·ч электроэнергии, добыто 644,7 млн т нефти, 761,4 млрд м³ газа, 584,4 млн т угля.

Одна из основных тенденций в современной энергетике – рост потребления первичных энергоресурсов. Если в 1990 году в мире оно составляло 8 млн т н.э., то в 2015-м – уже 13,5 млн т н.э., то есть в 1,7 раза больше. Прогнозируется, что к 2030 году этот показатель возрастет до 15,9 млн т н.э. В ЕАЭС суммарное потребление в 2015 году достигло 771 млн т н.э., и согласно прогнозам темп его роста составит приблизительно 0,7 % с учетом темпов роста ВВП стран-участниц и реализации в рамках Союза программ, направленных на повышение энергоэффективности.

Потенциал энергоресурсов ЕАЭС открывает для его членов новые возможности на мировом рынке, тем более что согласно прогнозу Института энергетических исследований РАН значительный рост потребления первичной энергии ожидается в СНГ, а также в развивающихся странах Азии и Африки. Уже сейчас существенно повысился интерес к углеводородным энергоносителям со стороны таких государств, как Китай, Индия и Сингапур (таблица 1).

Таблица 1. Прогноз потребления первичной энергии в мире, млн т н.э.

	2015	2020	2040	Темпы роста 2015–2040 гг., %
Мир	13 566	14 360	17 214	1,0
США	2219	2231	2162	–0,1
Россия	660	699	790	0,7
Индия	857	1046	1888	3,2
Китай	3019	3231	3847	1,0
ЕАЭС	771	817	920	0,7

Электроэнергетический потенциал стран ЕАЭС

Из-за экономического спада, переживаемого всеми республиками СНГ начиная с 1990 годов, их потребность в энергоресурсах, в том числе в электроэнергии, сократилась. В странах ЕАЭС энергопотребление достигло уровня 1990 года только в 2018 году. При этом суммарная установленная мощность энергоисточников «пятерки» увеличилась примерно на 40 тыс. МВт по отношению к 1990 году и в настоящее время составляет порядка 290 тыс. МВт.

Следует признать, что по разным причинам эффективность генерации в большинстве стран – членов ЕАЭС существенно отличается от показателей советского периода, для которого был характерен высокий уровень экономичности выработки электроэнергии. Несмотря на строительство новых энергообъектов с использованием современных технологий, в целом по ЕАЭС так и не был достигнут прежний уровень удельного расхода топлива на выработку электроэнергии. Значительно снизить затраты топлива на производство одного киловатт-часа смогли только Армения и Беларусь (рис. 1, таблица 2).

Несмотря на разнородность структуры установленной мощности национальных энергосистем, существующий объем генерирующих мощностей Союза позволяет сегодня не только полностью покрыть внутренние потребности в электроэнергии, но и обеспечить ее поставки в третьи страны.

Углеводородные энергоресурсы

Международные эксперты сходятся во мнении, что углеводородная энергетика в ближайшие годы останется доминирующей в мире. Прогнозируется также, что главенствующую роль на мировом рынке углеводородов по-прежнему будет играть природный газ и его значение продолжит возрастать.

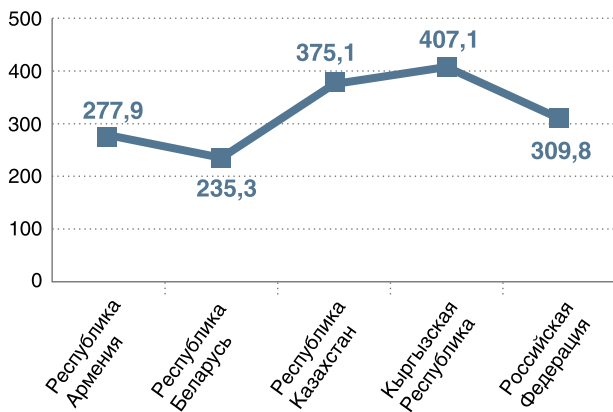


Рис. 1. Удельный расход топлива на выработку электроэнергии, г/кВт·ч

Таблица 2. Общие показатели электроэнергетической отрасли государств – членов ЕАЭС в 2018 году

Показатель	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация	ЕАЭС
Установленная мощность, ГВт	3,3	10,1	21,9	3,9	250,4	289,6
Производство (выработка), млрд кВт·ч	7,8	38,8	106,8	15,6	1091,7	1260,7
Потребление, млрд кВт·ч	5,9	37,8	103,2	13,3	1076,2	1236,4
Экспорт, млрд кВт·ч	1,6	1,0	4,9	0,7	16,7	24,9
Импорт, млрд кВт·ч	0,15	0,05	1,3	–	5,1	6,6

По данным ОПЕК, мировым лидером по запасам этого энергоресурса является Россия. Согласно последним оценкам они составляют 32,6 трлн м³ – более 95 % всех запасов, которыми располагают страны ЕАЭС, вместе взятые. По итогам 2018 года добыча природного газа в рамках «пятерки» составила 781 млрд м³, при этом основными добытчиками голубого топлива являются Россия и Казахстан. Остальные страны добывают газ в незначительных количествах, а Армения не добывает вообще.

Между тем доля природного газа в потреблении энергоресурсов весьма значительна у каждой из стран – участниц ЕАЭС, кроме Кыргызской Республики (таблица 3). В странах «пятерки» велика также доля природного газа в себестоимости производства электроэнергии: она составляет от 50 % до 70 %. Для того чтобы интеграция была эффективной и выгодной для всех субъектов ОЭР, которые используют природный газ, необходимо создание равных условий хозяйствования. Это базовый принцип, который должен лежать в основе формирования как общего газового рынка, так и общих рынков электроэнергии, нефти и нефтепродуктов.

Основной объем добычи нефти в ЕАЭС также приходится на Россию. Из 648 млн т нефтяного сырья, добытого в странах Союза в 2018 году, 555 млн т имеют российское происхождение. На территории Союза сегодня функционируют 42 нефтеперерабатывающих предприятия, в том числе 32 завода в России и 2 – в Беларуси. За небольшой промежуток времени большинство из них существенно изменили глубину переработки нефти за счет активной модернизации производства. Сегодня 25 предприятий ЕАЭС обеспечивают глубину переработки 83,4 %, а отдельные – даже 98–99 % (таблица 4).

К сожалению, в странах постсоветского пространства углеводородные энергоресурсы используются в основном для производства электрической и тепловой энергии. Между тем в мире на основе нефтепродуктов и природного газа производится значительное количество продукции, необходимой для развития экономики: полимеры, полиацетали, полиэфиры, смолы и др. Это товары с высокой добавочной стоимостью, которые странам «пятерки» приходится импортировать. Формирование общих рынков энергоресурсов будет стимулировать создание в рамках Союза новых производств и внедрение передовых технологий изготовления подобной продукции, тем самым способствуя не только развитию взаимной торговли энергоресурсами, но и повышению технологического уровня экономик стран-участниц.

Таблица 3. Доля природного газа в потреблении энергоресурсов и уровень газификации в государствах – членах Союза

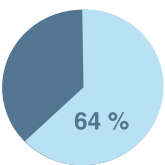
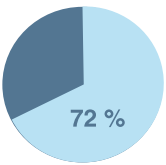
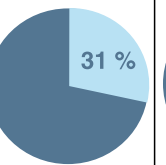
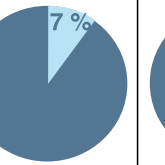
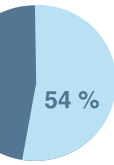
Показатель	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация
Доля природного газа в потреблении энергоресурсов					
Уровень газификации, %	96	97	49,7	22	68,6

Таблица 4. Общие показатели нефтяной отрасли государств – членов ЕАЭС в 2018 году

Показатель	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Российская Федерация	ЕАЭС
Запасы нефти, млн т	–	26	5300	15	14 500	19 841
Добыча нефти и газового конденсата, млн т	–	1,6	90,3	0,2	555,9	648,0
Внутреннее потребление, млн т	–	18,2	16,4	0,2	287,0	321,8
Экспорт нефти, млн т	–	1,6	70,0*	–	257,7	329,3
Импорт нефти, млн т	–	18,2	–	0,0*	0,7*	18,9
Магистральные нефтепроводы, тыс. км	–	2,9**	8,0**	–	53,0**	63,9
Нефтепродуктопроводы, тыс. км	–	0,8**	–	–	17**	17,8
Количество НПЗ	–	2	3	5**	32	42
Глубина переработки нефти, %	–	72–78	80–90	н.д.	83,4	

* Индикативный (прогнозный) баланс нефтяного сырья ЕАЭС.

** Данные 2017 г.

Формирование нормативно-правовой базы в энергетической сфере

В более высокой степени готовности сегодня находится нормативная база электроэнергетической сферы. 29 мая 2019 года подписан международный договор об общем электроэнергетическом рынке (ОЭР). Он определил правовые основы и принципы формирования, функционирования и развития ОЭР, установил сферы, которые будут регулироваться соответствующими правилами, органы и организации, призванные осуществлять управление и обеспечивать функционирование рынка, способы торговли электроэнергией и др.

Вместе с тем, чтобы этот рынок начал функционировать, предстоит еще многое сделать. В частности, необходимо разработать такие важнейшие нормативные акты, как Правила взаимной торговли, Единые правила доступа к услугам по межгосударственной передаче электроэнергии, Правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений и другие документы.

Чувствительный вопрос для всех участников Союза – создание общего газового рынка, поскольку именно он окажет существенное влияние на экономические показатели государств-членов. В связи с этим решено ускорить процесс принятия нормативных актов, регулирующих работу этого рынка. В частности, разработка международного договора о формировании общего рынка газа ЕАЭС перенесена на 2021 год, а его подписание – на 2022-й. Таким образом, менее чем через два года может вступить в действие ос-

новной документ, определяющий принципы функционирования газового рынка ЕАЭС.

Кроме того, необходимо принять Порядок осуществления биржевых торгов газом; Единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов; Протокол о завершении выполнения государствами-членами комплекса мер, являющихся условием обеспечения доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов. Последним документом в этом ряду должны стать Правила торговли газом на общем рынке газа Союза, разработку которых планируется завершить в 2023 году. То есть при наличии доброй воли всех участников ЕАЭС рынок газа может заработать не позднее 2023 года – вместо ранее намеченного 2025-го. Это станет важным фактором углубления евразийской интеграции.

Аналогичную нормативную базу предстоит создать и для общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС.

Преимущества общих рынков энергоресурсов

Нормативными актами, регулирующими формирование общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов, предусматривается организация биржевой торговли энергоресурсами как основного инструмента рыночного ценообразования.

Основной целью осуществления биржевой торговли является формирование справедливой цены на основные сырьевые товары (газ, нефть и нефтепродукты) и общепризнанных це-

новых индикаторов (индексов цен), официально признаваемых как органами исполнительной власти, так и участниками рынка. Биржа является наиболее универсальным инструментом для определения справедливой рыночной стоимости товаров. Как показывают итоги биржевых торгов, цена на отдельные энергоресурсы, торгуемые на бирже, может быть на несколько процентов ниже регулируемой оптовой цены в России. В настоящее время разрабатывается дорожная карта по привлечению стран – членов ЕАЭС к участию в биржевой торговле.

Сегодня опыт торговли газом и нефтью на бирже есть только в одной стране ЕАЭС – России. В 2018 году здесь по итогам биржевых торгов было совершено более 163 тыс. сделок, а их объем приблизился к 20 млн т, или 20 % внутреннего потребления. По прогнозам специалистов, объем биржевой торговли природным газом в 2020 году составит около 25 млрд м³. Таким образом, Россией наработан значительный опыт в этой области, которым могут воспользоваться остальные страны-участницы.

Если говорить о других преимуществах общих рынков энергоресурсов ЕАЭС, то, к примеру, создание ОЭР приведет к повышению уровня конкуренции в электроэнергетике и эффективности использования существующих мощностей. Сейчас стоимость электроэнергии в странах Союза очень разная. При этом высокие цены обусловлены в том числе неэффективной работой генерирующих источников. Когда будет сформирован общий электроэнергетический рынок, на него придет энергия из стран евразийской «пятерки», которая может оказаться более доступной по цене, чем на национальных рынках. Соответственно, это подтолкнет страны к модернизации собственных энергосистем и выводу из эксплуатации неэффективных мощностей. Таким образом, рынок будет сигнализировать о необходимости инвестирования в генерацию и в развитие межгосударственных электрических сетей. С другой стороны, работа рынка позволит решить проблему бесконтрольного роста количества энергоблоков, так

как промышленным предприятиям будет невыгодно вкладывать средства в развитие собственной генерации в условиях, когда они смогут приобрести дешевую энергию на общем рынке. Немаловажным преимуществом ОЭР также является приоритетное предоставление участникам из стран Союза доступа к межгосударственным сетям.

Что касается общего рынка газа, то он обеспечит своим участникам недискриминационный доступ к газотранспортным системам и к торговле газом по рыночным ценам, России и Казахстану позволит расширить рынки сбыта голубого топлива и сформирует равные условия для производителей электроэнергии на основе газовой генерации во всех государствах Союза. По оценкам экспертов, основные эффекты будут выражаться в повышении надежности газоснабжения благодаря росту числа потенциальных компаний-поставщиков, снижению оптовых цен для разных категорий потребителей и увеличении спроса на газ. Общий рынок будет стимулировать прирост инвестиций в газовую отрасль как за счет развития газохимической промышленности, так и за счет повышения уровня газификации, что окажет положительное влияние на ВВП государств-членов.

В целом формирование общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов позволит перейти к рыночному ценообразованию, в том числе путем организации биржевой торговли этими энергоресурсами, обеспечит недискриминационный доступ к системам их транспортировки, расположенным на территориях стран Союза. Еще одним эффектом от создания общих рынков станет повышение доступности энергоресурсов для хозяйствующих субъектов и бытовых потребителей, а также расширение рынков сбыта для независимых производителей газа, нефти и нефтепродуктов (рис. 2).

Общие рынки энергоресурсов станут катализатором стабильного развития экономик и повышения благосостояния населения государств – участников Евразийского экономического союза.



СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ ОБЪЕДИНЕННОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ БЕЛАРУСИ

Временная зависимость электрической нагрузки является необходимой составляющей исходной информации для проведения расчетов по оптимизации структуры энергосистем. Прогноз изменения нагрузки на краткосрочную перспективу может также оказаться весьма полезным при планировании режимов работы энергосистемы. В статье проводится статистический анализ почасовой электрической нагрузки Объединенной энергосистемы Республики Беларусь и на его основе оцениваются возможности ее прогноза.



Б.И. ПОПОВ,
к.т.н., ведущий научный
сотрудник Института энергетики
НАН Беларуси

В работах [1, 2] показан метод восстановления годового графика электрической нагрузки по продолжительности, основанный на достаточно стабильном поведении во времени таких интегральных показателей, как коэффициенты неравномерности и заполнения графика нагрузки. Однако к этой проблеме можно подойти и с другой стороны, а именно – спрогнозировать почасовую нагрузку в течение года, что даст возможность построения графика нагрузки по продолжительности. Кроме того, прогнозирование почасовой электрической нагрузки может быть востребовано при проведении исследований работы энергосистемы, а также в практической деятельности – при планировании предстоящей ее эксплуатации.

Очевидно, что прогноз почасовой электрической нагрузки является весьма трудной задачей, поскольку на этот показатель влияет большое количество факторов как объективного, так и случайного характера. Первоочередной задачей является выделение объективных факторов, влияющих на величину и форму почасовой нагрузки. К таковым можно отнести:

- годовой объем потребления электроэнергии;
- наличие ярко выраженного сезонного характера электрической нагрузки;
- зависимость нагрузки от длительности светового дня;
- различие нагрузок в рабочие, выходные и праздничные дни;
- зависимость суточной нагрузки от тарифов на электроэнергию, установленных для различного времени суток.

Среди многочисленных вероятностных факторов, влияющих на электрическую нагрузку, – погодные условия, число подключенных к сети потребителей и целый ряд других, не всегда легко идентифицируемых.

Наличие как объективных, так и вероятностных факторов приводит к необходимости выделения отдельных категорий нагрузки по суткам, обладающих специфическими особенностями. Такой подход позволяет снизить дисперсию фактических значений по отношению к средней категории нагрузки (математическому ожиданию) и получить значительно более узкий «коридор» прогнозируемых величин.

В настоящей статье демонстрируются анализ и прогноз электрической нагрузки рабочих суток 2-й и 3-й декад января (1-я декада требует введения ряда отдельных категорий). Анализ и прогноз других категорий нагрузки проводятся аналогично.

Форма графиков электрической нагрузки остается для выбранной категории достаточно стабильной. В подтверждение данного обстоятельства на рисунке 1 показано математическое ожидание (МО) суточной нагрузки рабочих дней января, отнесенной к соответствующему годовому потреблению, за 1997–2014 годы.

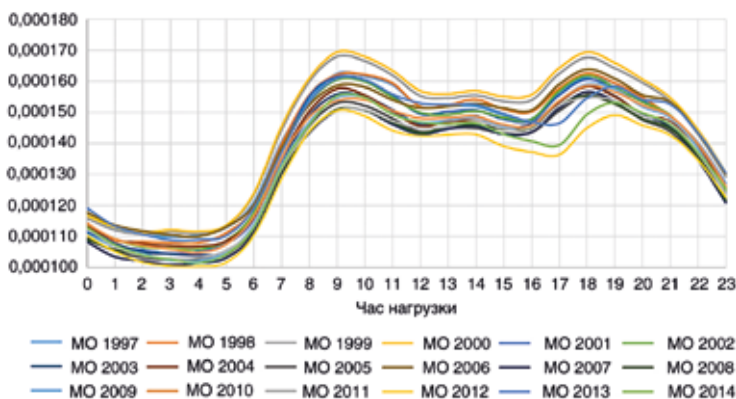


Рис. 1. Относительная почасовая нагрузка рабочих дней января

Математическое ожидание каждого часа нагрузки рассчитывалось по формуле

$$MO_{РД}^y(h) = \left[\sum_{i=1}^{N_{РД}^y} P_{РД}^y(h) \right] / N_{РД}^y, \quad (1)$$

где $MO_{РД}^y(h)$ – математическое ожидание нагрузки часа h ($h = 0, \dots, 23$) рабочего дня января в году y ; i – индекс рабочего дня; $N_{РД}^y$ – количество рабочих дней в январе года y ; $P_{РД}^y(h)$ – относительная (к годовому потреблению в году y) нагрузка часа h рабочего дня января i в году y .

Представление нагрузки на рисунке 1 в относительной форме позволяет исключить при сравнении формы графиков нагрузки влияние ряда приведенных выше объективных факторов.

Распределение значений нагрузки для каждого часа вокруг математического ожидания, показанное на рисунке 2, носит вероятностный характер. Символом σ обозначено среднеквадратичное отклонение фактических значений распределения

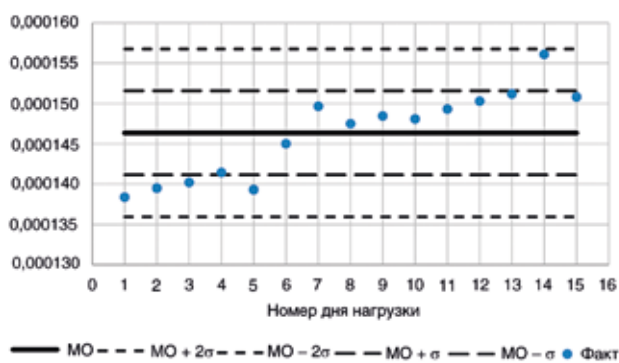


Рис. 2. Распределение часовой нагрузки рабочих дней января (13-й час нагрузки энергосистемы 2014 года)

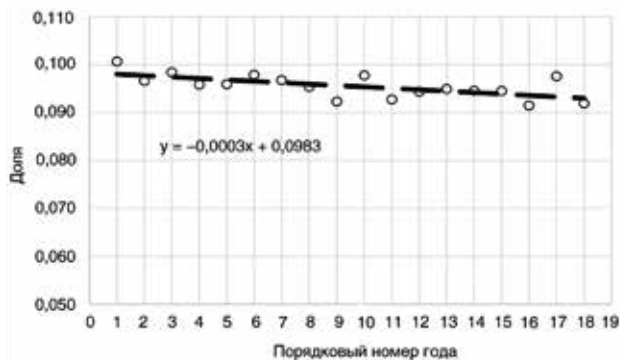


Рис. 3. Доля потребления электроэнергии в январе

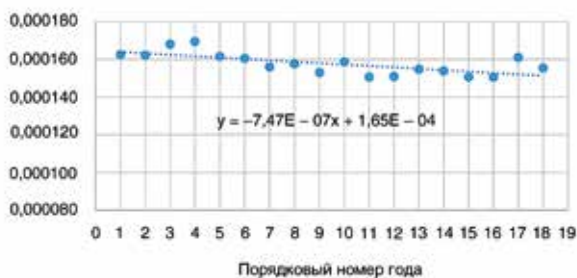


Рис. 4. Тренд временной зависимости математического ожидания часовой нагрузки (9-й час нагрузки энергосистемы)

от математического ожидания почасовой нагрузки рабочих дней января [3].

Аналогичным образом выглядят распределения и для других часов суток. Хотя распределение, показанное на рисунке 2, не совсем симметрично относительно математического ожидания, есть основание предполагать, что оно носит нормальный или близкий к таковому характер. Так, в пределах интервала $\pm\sigma$ доля фактических значений, отклоняющихся от математического ожидания, составляет около 67 %, а в пределах $\pm 2\sigma$ – все 100 %. Такие характеристики близки к характеристикам нормального распределения, для которого, как известно, доля отклонений от математического ожидания в диапазоне $\pm\sigma$ составляет 68,2 %, а за пределами $\pm 2\sigma$ находится всего 4,2 % фактических значений.

Для разных часов нагрузки математическое ожидание среднеквадратичного отклонения фактических значений распределения от математического ожидания нагрузки отличается незначительно и составляет, как показали расчеты по фактическим данным, 2–3 %.

Таким образом, можно предполагать, что распределение почасовой нагрузки вокруг математического ожидания носит вероятностный характер, близкий к нормальному распределению.

Однако утверждать о полностью вероятностном распределении математического ожидания относительной нагрузки было бы неверно. Скорее, как показывает характер графиков на рисунке 1, можно говорить о преобладающем влиянии определенной тенденции, приводящей к «сдвигу» кривой математического ожидания от начала к концу рассматриваемого временного периода. Поскольку графики представляют поведение относительной часовой нагрузки, тенденция заключается в изменении доли нагрузки системы, приходящейся на рассматриваемый месяц года. Подтверждение находим в ниспадающем характере линейного (а также и любого другого) тренда доли потребленной электроэнергии в январе по годам временного периода, изображенном на рисунке 3 (за единицу принят 1997 год).

Допустим, что указанная общая тенденция проявляется для каждого часа суток в виде тренда линейного вида:

$$MO_{РД}^y(h) = a(h)y' + b(h), \quad (2)$$

где y' – порядковый номер прогнозируемого года.

Пример построения тренда и определения коэффициентов уравнения (2) показан на рисунке 4. За первый принят, как и ранее, 1997 год.

Использование линейного тренда оправдано, если прогнозируемый год достаточно близок к периоду, для которого имеются фактические данные по часовой нагрузке энерго-

Таблица 1. Коэффициенты линейных трендов математического ожидания относительной электрической нагрузки

Час нагрузки h	$a(h)$	$b(h)$
0	-1,41E-07	1,15E-04
4	-4,29E-07	1,10E-04
8	-7,30E-07	1,57E-04
12	-4,25E-07	1,52E-04
16	-5,62E-07	1,52E-04
20	-4,22E-07	1,56E-04
23	-1,21E-07	1,27E-04

системы, хотя меру этой «близости» оценить трудно. Предположим, что в случае использования линейного тренда прогнозируемый период составляет до 1/3 длительности периода с имеющимися фактическими данными, как это принято в методах прогнозирования по временным рядам [4]. В таблице 1 приведены значения коэффициентов уравнения (2) для некоторых часов рабочих дней января, полученные с использованием фактических данных по нагрузке энергосистемы Беларуси.

Вышеописанный подход и фактические данные по нагрузке за 1997–2014 годы были использованы для прогноза относительной нагрузки рабочих дней января в 2018 году и сравнения прогнозных данных с фактическими данными этого года (по данным сайта РУП «ОДУ» [5]). Рассматривались рабочие дни 2-й и 3-й декад января, поскольку 1-я декада (ее рабочие дни, в частности) обладает рядом особенностей. Результаты показаны на рисунке 5.

Прогнозные значения представлены для большей наглядности в виде непрерывной жирной линии. Из рисунка видно, что фактические значения (точки «Факт 2018») практически полностью (за исключением одного значения) попадают в интервал $\pm 2\sigma$, что говорит об удовлетворительном качестве прогноза и использованного подхода к прогнозированию.

Как уже говорилось выше, особенностью подхода к прогнозированию нагрузки с использованием уравнения (2) является учет объективной тенденции снижения относительной нагрузки января со временем. Для демонстрации важности такого учета на рисунке 5 приведен также прогноз (точки МО), полученный как математическое ожидание нагрузки за все январские рабочие дни рассмотренного временного периода. Такой подход не учитывает сложившуюся тенденцию и, как видно из рисунка, прогнозные данные гораздо дальше отклоняются от фактических.

Все сказанное выше может быть использовано для прогноза формы графика суточной нагрузки, представленной в относительном виде. Для разработки прогноза нагрузки в абсолютных величинах необходимо получить либо определить на основании ретроспективного анализа объем годового потребления электроэнергии в прогнозируемом году или выбрать его как целевой показатель.

Прогноз можно сделать также на основе фактических данных о балансе электроэнергии в республике, приведенных в сборниках Национального статистического комитета Республики Беларусь [6]. Выберем 2020-й годом, для которого выполнен следующий прогноз.

На рисунке 6 приведены данные о потреблении электроэнергии с 1997 по 2018 год [6] с учетом поправки $-1,5\%$, связанной с тем, что Объединенная энергосистема поставляет экономике республики около $98,5\%$ потребляемой электроэнергии. Как и ранее, за единицу принят 1997 год.

Фактические данные показывают явную тенденцию к росту потребления. Линейную модель этой тенденции можно принять за зависимость математического ожидания от времени. Объем электропотребления обусловлен многими экономи-

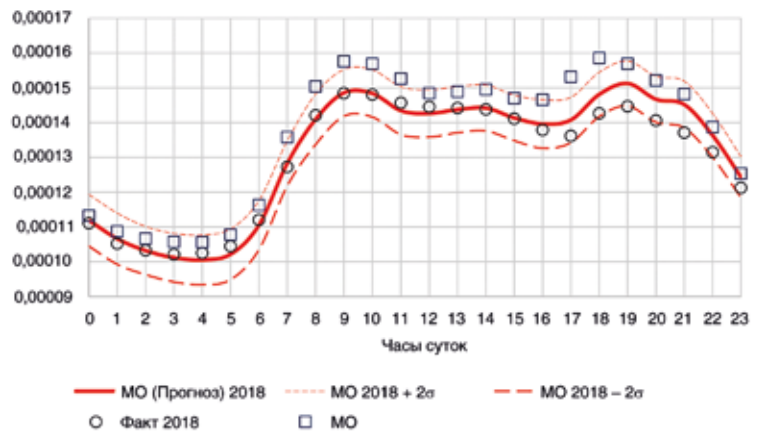


Рис. 5. Прогноз математического ожидания относительной нагрузки рабочих дней января 2018 года

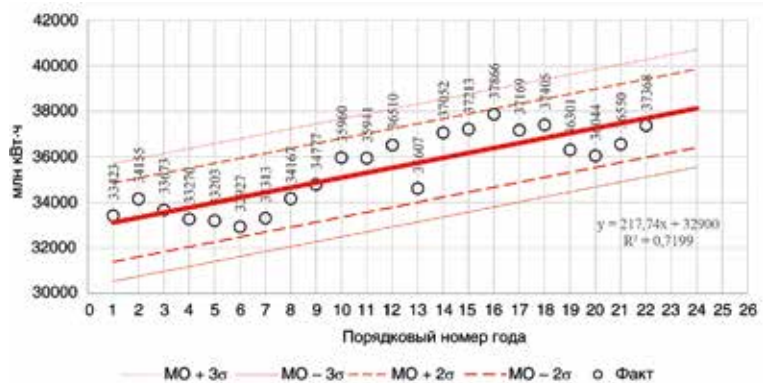


Рис. 6. Потребление электроэнергии с 1997 по 2018 год

ческими факторами вероятностного характера, влияющими на распределение фактических значений вокруг математического ожидания. Как видно из рисунка 6, разброс этих значений находится в диапазоне не более двух величин среднеквадратичного отклонения. Это позволяет предположить, что распределение близко к нормальному.

Для определения временной зависимости математического ожидания правомочно применение любой другой модели. Однако все модели, построенные по ретроспективным фактическим данным методом наименьших квадратов, демонстрируют тенденцию возрастания электропотребления со временем. В таблице 2 приводятся характеристики ряда моделей.

Отметим, что рассмотренные модели имеют достаточно высокие значения параметра R^2 , характеризующие их приемлемую статистическую значимость. Поскольку все модели также дают близкие значения математического ожидания в прогнозируемом 2020 году (отличаются не более чем на $3,5\%$), для дальнейших прогнозных оценок используем линейную модель, как наиболее простую.

Математическое ожидание произведения двух независимых случайных величин равно произведению их математических ожиданий [3], поэтому абсолютные значения математического ожидания нагрузки рабочих дней января получим перемножением математического ожидания относительной нагрузки (рис. 5) и математического ожидания объема электропотребления в 2020 году. Среднеквадратичные отклонения для каждого часа нагрузки найдем как квадратный корень из дисперсии произведения двух независимых случайных

Таблица 2. Модели математического ожидания объема электропотребления

Наименование	Вид модели	R ²	Значение в 2020 году ± 3σ, млн кВт·ч	Отношение 3σ/МО, %
Линейная	217,74x* + 32 900	0,720	38 126 ± 2585	6,8
Полиномиальная	-5,96x ² + 354,93x + 32 351	0,737	37 434 ± 2504	6,7
Экспоненциальная	32 940e ^{0,0062x}	0,721	38 225 ± 2605	6,8
Логарифмическая	1585,9ln(x) + 31 910	0,612	36 950 ± 3042	8,2

* x – порядковый номер года.

величин, расчетную формулу для которой также можно найти в [3]. Результаты расчетов математического ожидания или, иначе говоря, среднего значения часовой нагрузки январских рабочих дней 2020 года с «коридором» шириной ±3σ, в который в соответствии с нормальным распределением должны попасть практически 100 % (точнее, 99,73 %) возможных значений нагрузки, показаны на рисунке 7.

Интегральные характеристики прогнозируемого графика нагрузки имеют следующие пределы значений:

- пиковая нагрузка – 5766 ± 369 МВт;
- минимальная нагрузка – 3834 ± 409 МВт;
- математическое ожидание коэффициента заполнения – 0,868;
- математическое ожидание коэффициента неравномерности (отношение минимума к максимуму) – 0,665;
- максимальная ширина «коридора», в который укладываются прогнозные значения почасовой нагрузки, – от ±336 до ±425 МВт.

Качество прогнозирования с использованием предлагаемого подхода оценивалось по прогнозу почасовой нагрузки 2018 года, основанному на данных за 1997–2014 годы, и сверке прогноза с фактическими данными за 2018 год. Результаты показаны на рисунке 8.

Несмотря на некоторую асимметричность по отношению к математическому ожиданию, неизбежную при небольшом количестве фактических значений, их распределение близко к нормальному. Так, количество значений в интервале ±σ равно 70,8 %, в интервале ±2σ – 95,8 %, за интервалом ±3σ – 4,2 %. Среднеквадратичное отклонение математического ожидания от фактических значений составляет 127 МВт.

Предполагаемая стабильность формы графика нагрузки в продемонстрированном выше подходе к прогнозированию почасовой нагрузки может быть в какой-то степени нарушена значительными изменениями спроса на электроэнергию, связанными, например, с введением тарифов на электроэнергию, в сильной степени зависящих от времени суток. Однако учитывая инерционность реакции на такие изменения, есть основание признать пригодность вышеизложенного подхода как минимум для краткосрочного прогнозирования почасовой электрической нагрузки энергосистемы. Кроме того, накопление статистической информации позволит в дальнейшем учесть новые тенденции, оставляя принципиальную возможность использования предлагаемого подхода для анализа и прогнозирования почасовой нагрузки.

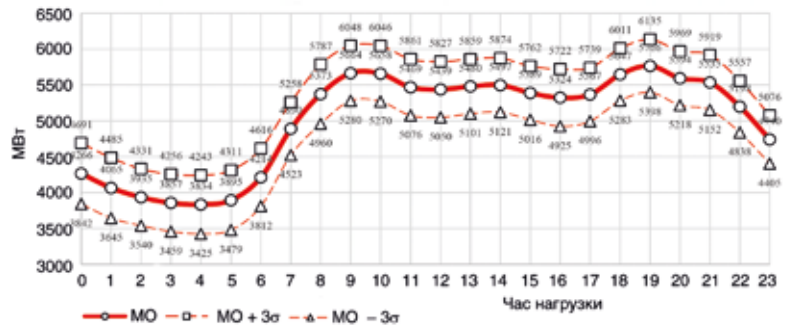


Рис. 7. Прогноз почасовой нагрузки рабочих дней января 2020 года Объединенной энергосистемы Беларуси

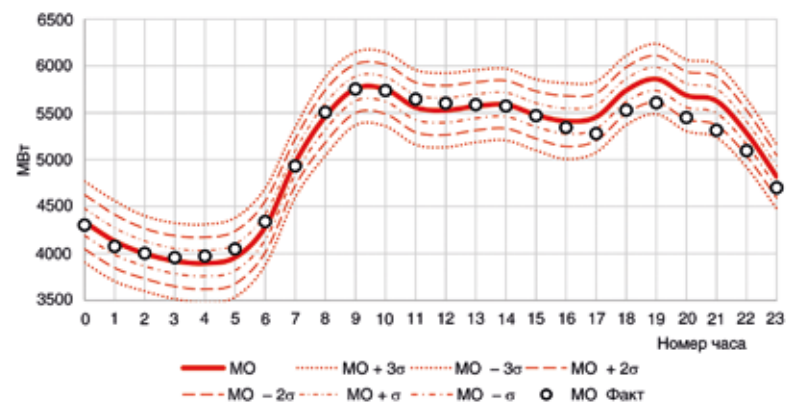


Рис. 8. Прогноз почасовой нагрузки рабочих дней января 2018 года по данным 1997–2014 годов

Список литературы

1. Мельников, А.С. Аналитическое представление графика продолжительности электрической нагрузки для оптимизационных исследований / А.С. Мельников, Б.И. Попов // Известия НАН Беларуси. Серия физико-технических наук. – 2017. – № 4. – С. 63–67.
2. Мельников, А.С. Прогнозирование основных характеристик графика продолжительности нагрузки при долгосрочной оптимизации энергосистем / А.С. Мельников, Б.И. Попов // Известия НАН Беларуси. Серия физико-технических наук. – 2018. – № 1. – С. 101–109.
3. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей / Е.С. Вентцель // 10-е изд. – М.: Academia, 2005. – 576 с.
4. Бородич, С.А. Эконометрика: учеб. пособие / С.А. Бородич. – М.: Ozon.ru, 2001. – 354 с.
5. www.odu.by.
6. Энергетический баланс Республики Беларусь: статистический сборник / Национальный статистический комитет Республики Беларусь. – Минск, 2018. – 153 с.

АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ СОВРЕМЕННЫХ АСУ ТП ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ ТЭЦ

Благодаря передовой в свое время науке кибернетике аббревиатура «АСУ ТП» (автоматизированная система управления технологическими процессами) прочно вошла в перечень технических терминов энергетической отрасли. АСУ ТП осуществляет управление технологическим процессом в соответствии с определенным критерием качества. При этом на человека-оператора возлагается часть функций, как правило, общего целеполагающего характера, а также задача поиска и формирования общего критерия эффективности управления ТП.

В статье рассмотрено состояние современных систем автоматизированного управления насосных станций ТЭЦ и обозначены не решенные на сегодняшний день проблемы в этой сфере, с которыми ежедневно сталкивается эксплуатирующий персонал.



Н.Е. ТЕЛЮК,
ведущий инженер отдела режимной автоматизации и электрических систем РУП «Белнипиэнергопром»

Архитектура, принципы построения АСУ ТП у всех производителей имеют много общего. Это объясняется прежде всего применением схожих по своим характеристикам программно-технических средств. Основными компонентами АСУ ТП теплофикационных насосных станций являются объединенные в общие информационные промышленные сети исполнительные устройства (преобразователи частоты, регулирующая и запорная арматура), датчики, программируемые логические контроллеры, серверное оборудование и SCADA-системы (см. рисунок).

Что же касается принципов построения и синтеза систем автоматического управления, являющихся составной частью АСУ ТП, то они представляют собой результат достаточно продолжительного периода развития автоматизации теплоснабжения в условиях отсутствия единой проработанной научной концепции. Поэтому в этой области нет общепринятых решений. Почти все отечественные производители автоматизированных систем для теплофикационных насосных станций ТЭЦ опираются на зарубежный или собственный практический опыт.

Если за точку отсчета брать появление в энергетике промышленных контроллеров на базе высокопроизводительных микропроцессоров, то в плане насыщения АСУ насосных станций современными программно-техническими средствами была проведена большая работа. В то же время сегодня продолжают широко применяться принципы, заложенные еще «доцифровым» технологическим поколением, которые не позволяют в полной мере использовать имеющийся технический потенциал.

В настоящее время режим работы основного теплофикационного оборудования изменился кардинально. Это связано в первую очередь с появлением в структуре системы теплоснабжения значительного числа автоматических устройств, регулирующих циркуляцию теплоносителя. Кроме того, ужесточились требования к качеству технологического процесса. И, наконец, произошли известные всем климатические изменения. Без принятия соответствующих мер все эти факторы, наряду с постоянным увеличением объемов информации и скорости ее передачи, в конечном счете

приведут к тому, что существующие АСУ ТП перестанут соответствовать своему назначению.

К сожалению, на текущий момент нельзя говорить об устойчивом централизованном развитии автоматизации теплоснабжения. Имея в своем распоряжении концепцию рабочего технологического процесса, заказчик не заинтересован в ее развитии по ряду причин. Внедрение новых решений необходимо отражать в техническом задании на модернизацию (строительство) объекта, а это влечет за собой конкретную ответственность за конечный результат в заявленные сроки. В рамках же научно-исследовательской работы зачастую не предусмотрено финансирование новой технологии до уровня промышленного применения. В свою очередь, производитель также крайне неохотно идет на подобные шаги, так как освоение любой технологической инновации вступает в противоречие с практикой тиражирования уже наработанных, типовых решений и сопровождается временными и финансовыми издержками. То есть сложившееся равновесное состояние устраивает всех.

Тем не менее необходимо обозначить ряд проблем, которые потребуют решения в ближайшем будущем.

Связанное регулирование

Разработка методов и алгоритмов связанного регулирования двух и более параметров теплосети – одна из наиболее актуальных тем в области АСУ насосных станций. Связанное регулирование в практическом плане предполагает решение следующих задач:

- одновременное регулирование температуры и давления прямой сетевой воды. Существующие АСУ насосных станций ограничиваются поддержанием давления в напорном коллекторе. Иногда эту задачу пытаются решить за счет построения систем полуавтоматического регулирования. В таких системах только один из регулируемых электроприводов в автоматическом режиме поддерживает один технологический параметр, чаще всего давление. Второй регулируемый привод поддерживает частоту, заданную оператором в ручном режиме;
- распределение теплоносителя между параллельно включенными подогревателями с учетом реальных гидравлических сопротивлений сети. На объектах с разнообразным составом подогревателей и разветвленной системой транспорта теплоносителя при изменении состава оборудования уходит много времени на установление требуемого технологического режима, даже если эту работу выполняют специалисты высокой квалификации;
- поддержание оптимального распределения давления между насосной

группой первого и второго подъемов. Как правило, на напоре насосов первого подъема стараются поддерживать максимально возможное давление во избежание кавитации насосов второго подъема. Это, в свою очередь, приводит к необходимости дросселирования избыточного давления на напоре насосов второго подъема;

- поддержание индивидуального теплового графика тепломагистралей, имеющих общий коллектор;
- переход на работу с пониженной температурой теплоносителя. Ввиду того что температура сетевой воды может достигать 100 °С, сохраняется угроза жизни и здоровью людей в случае возникновения техногенных аварий.

Автоматизация функциональной диагностики

На сегодняшний день оператору насосной станции не предоставляется информация о функциональном состоянии теплосети и оборудования. Ему необходимо самому на основе параметров, косвенно влияющих на работу насосной станции (давление прямой и обратной сетевой воды, ее расход, температура подшипников электродвигателя и т.п.), определять режимы работы теплосети и степень исправности оборудования. Это требует достаточно большого количества логических операций.

Например, ситуация, когда в коллекторе обратной сетевой воды теплофикационной насосной станции идет самопроизвольное закрытие задвижки, будет однозначно истолкована оператором как наличие порыва в теплосети.

В данном случае его поспешные действия, основанные на ошибочных выводах, могут привести к возникновению аварийной ситуации.

Многие производители оборудования, например частотно-регулируемых электроприводов (ЧРЭП), в последних моделях своей продукции предусматривают функции диагностики внешней сети. Однако эти функции могут быть реализованы только для одиночно работающих насосов в относительно несложных технологических сетях, таких как системы теплоснабжения жилого сектора.

Идентификация параметров оборудования в реальном времени

Отдельно следует отметить связанную с диагностикой задачу определения реальных характеристик оборудования без вывода его в ремонт или вмешательства в технологический процесс. Примеров внедрения подобных решений на насосных станциях пока нет.

На сегодняшний день у эксплуатирующего персонала отсутствуют даже переносные комплексы по автоматическому определению истинных параметров насосного оборудования. А ведь эта информация необходима, например, для проверки качества выполненного ремонта. В результате специалистам приходится либо проводить необходимые расчеты вручную на основе данных, полученных в ходе соответствующих испытаний, либо, что встречается чаще, ограничиваться фактом устранения дефекта и телеинспекцией.

Не отменяя планово-предупредительных ремонтных мероприятий, вне-



Структурная схема объединения в информационные сети различного оборудования, применяемого для реализации АСУ насосных станций

дрение технологии идентификации параметров оборудования в реальном времени поможет продлить срок службы оборудования, поскольку получаемые с помощью этой технологии данные позволяют выявлять медленно развивающиеся эксплуатационные дефекты.

Организация человеко-машинного интерфейса

В большинстве случаев на рабочем месте диспетчера оперативно-диспетчерской службы ТЭЦ поступает набор логической и режимной информации в графической форме, которая дублирует на мониторе обычный щит, состоящий из приборных панелей. Цифровые АСУ, способные передавать и концентрировать несопоставимо большие объемы данных по сравнению с аналоговыми, перегружают оператора нерелевантной информацией и в целом затрудняют работу с полезными данными, особенно в условиях нештатных ситуаций.

Кроме того, каждый производитель верхнего уровня АСУ ТП руководствуется исключительно своим видением того, как должна быть организована деятельность оператора – как «первичная» (ввод управляющих воздействий, квитирование, корректировка настроек и т.д.) и «вторичная» (работа с трендами, журналом событий и т.д.), так и связанная с навигацией (переходы между различными меню). Применительно к АСУ насосных станций работа с разнородными программами верхнего уровня не только создает сложности для обслуживающего персонала, но и приводит к несистемному развитию человеко-машинного интерфейса.

Подходы к расчету технико-экономических показателей

Ни один проект по автоматизации насосной станции не обходится без внедрения ЧРЭП. Основанием для его установки являются расчеты будущей экономической эффективности электропривода. В ходе анализа эффективности применения ЧРЭП в Республике Беларусь установлено несоответствие проектных расчетов (ожидания) реальным показателям. Зачастую мощность, фактически потребляемая приводом, существенно превышает расчетную. Причиной



Сетевая насосная станция Центрального района тепловых сетей филиала «Гомельские тепловые сети» РУП «Гомельэнерго»

является, во-первых, использование при проектировании упрощенных методик расчетов, не учитывающих несоответствие характеристики сети реальным режимам работы, влияние КПД механизма, групповую параллельную работу механизмов и другие факторы. И, во-вторых, при расчете экономической эффективности ЧРЭП не учитывается сложившийся режим работы оборудования. В результате такой дорогостоящий ресурс, как преобразователь частоты, может применяться крайне неэффективно.

Оценка экономичности работы ЧРЭП должна быть основана на фактических показателях работы оборудования, точное определение которых возможно только с применением средств АСУ ТП.

Оптимизация загрузки сетевых насосов

По причине массового внедрения ЧРЭП актуальной задачей сегодняшнего дня и ближайшего будущего является организация параллельной работы групп регулируемых и нерегулируемых насосных агрегатов с учетом их оптимальной загрузки. Как показывают проведенные на ряде объектов расчеты, решение данной задачи позволит без привлечения дополнительного оборудования в рамках существующих АСУ ТП повысить эффективность использования регулируемых электроприводов на 10–20 %.

Отсутствие оптимальной загрузки сетевых насосов приводит не только к неэффективной работе установленных ЧРЭП, но и к необоснованным затратам из-за неверного определения необходимого их количества.

Адаптация АСУ ТП к аварийным режимам работы теплосети

Технические задания на разработку АСУ ТП, как правило, не содержат требований к работе автоматизированных систем в аварийных режимах (в части диагностики аварийного состояния объекта управления) и не предусматривают соответствующей адаптации подсистем регулирования. Например, стандартный алгоритм действий эксплуатационного персонала и срабатывания основных систем регулирования при порыве в теплосети сводится к максимально возможному увеличению циркуляции сетевой воды с целью поддержания давления в тепломагистрали, что приводит к усугублению последствий аварии.

Применение в составе АСУ ТП адаптивной системы регулирования позволит в зависимости от режима работы теплофикационного оборудования перевести сетевые и подпиточные насосы в режим минимального технического оптимума до локализации аварии.

Заключение

Существующий порядок теплофикации складывался и апробировался десятилетиями, и пытаться одномоментно изменить его не только нецелесообразно, но и чрезвычайно опасно. Однако поэтапная трансформация этого порядка с учетом современных экономических реалий необходима. Решение каждой из обозначенных проблем в конечном счете приведет к повышению производительности труда, снижению себестоимости выработки и транспортировки тепла.

ФОРМИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ОПЛАТЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С УЧЕТОМ ЕЕ КАЧЕСТВА И ФОРМ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ

Для успешного функционирования энергетики и надежного обеспечения реального сектора экономики качественной электроэнергией особое значение имеет совершенствование тарифной политики. Решение этой задачи требует комплексного подхода к учету, контролю и управлению нагрузками, включая разработку рекомендаций по повышению качества электроэнергии, а также учет показателей ее качества в тарифах и расчет ущерба от низкого качества энергии и перерывов в электроснабжении.



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

В связи с ростом числа потребителей первой категории по надежности электроснабжения в различных отраслях и повышением их потребности в качественной электроэнергии (ЭЭ) простое резервирование за счет сооружения кольцующих перемычек в сетях напряжением 10 кВ не может обеспечить бесперебойность электроснабжения, поскольку существует возможность пропадания на достаточно длительный срок (несколько часов) напряжения во внешней питающей сети. Между тем у потребителей первой категории более высокие, чем у потребителей других категорий, требования как к надежности, так и к качеству электроэнергии (КЭ).

Сегодня КЭ регламентируется межгосударственным ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», введенным с 1 июля 2014 года в странах СНГ,

в том числе в Республике Беларусь [1]. Чтобы разграничить области влияния названного ГОСТ и документов, касающихся обеспечения бесперебойности электроснабжения, в межгосударственном стандарте не нормируются изменения характеристик напряжения, связанные, например, с провалами и прерываниями напряжения, перенапряжениями и импульсными напряжениями. При этом, согласно стандарту, следует учитывать статистические данные, относящиеся к таким характеристикам, при заключении договоров на поставку или передачу электрической энергии.

В связи с указанным разграничением практическая реализация требований к повышению как надежности электроснабжения, так и КЭ возможна только в условиях формирования достаточно объективных и гибких тарифов на электрическую энергию, что потребует значительных затрат на проведение соответствующих мероприятий.

Варианты обеспечения электропитания

На рисунке 1 приведена схема возможной компоновки оборудования подстанции (ПС) с двумя трансформаторами (ТР-1 и ТР-2) для обеспечения электроэнергией потребителей $\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_n$, имеющих электроприемники в том числе первой категории по надежности электроснабжения. На секционированных шинах напряжением 0,4 кВ оборудованы ячейки для подключения накопителя энергии (НЭ) и источника распределенной генерации (РГ), на секционированных шинах на-

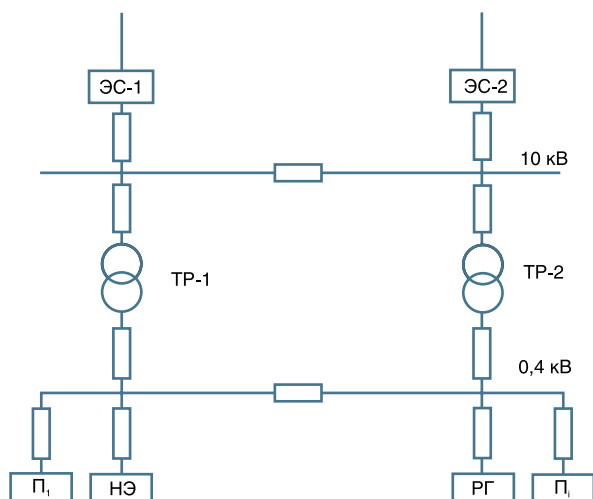


Рис. 1. Схема компоновки питающей подстанции с возможным резервированием питания на шинах 10 и 0,4 кВ

пряжением 10 кВ созданы вводы для подачи питания по ВЛ 10 кВ от двух смежных ПС.

Как следует из схемы, возможны различные варианты подачи энергии любому из потребителей П:

- параллельная работа обоих трансформаторов с включенными секционирующими выключателями высокого и низкого напряжения;
- работа каждого из трансформаторов отдельно под напряжением и с нагрузкой или одного из них без нагрузки (на холостом ходу);
- получение питания от источника РГ при включенном или отключенном питании шин 0,4 кВ со стороны обоих трансформаторов;
- использование накопителя энергии для обеспечения выравнивания графика нагрузок и бесперебойности электропитания.

При наличии современной релейной защиты и системы диагностики подобная ПС оборудуется автоматизированной коммутационной аппаратурой, а также системой автоматизированного технического и коммерческого учета. Следующим этапом ее комплексной автоматизации является установка многофункциональных электронных счетчиков, обеспечивающих составление баланса энергии по всей ПС с учетом потерь и получение показателей надежности элементов ПС, а также всех необходимых показателей качества энергии (ПКЭ) в реальном времени на шинах 10 и 0,4 кВ.

При этом основным вопросом является организация информационного обеспечения, поскольку до настоящего времени отсутствует практика создания территориально распределенных автоматизированных систем контроля качества энергии (АСККЭ, [2]), интегрированных с АСКУЭ. Эта проблема может быть решена путем внедрения многофункциональных электронных счетчиков, так как согласно стандарту [1] нормы ПКЭ устанавливаются не на зажимах электроприемников, а в точках разграничения балансовой принадлежности электрооборудования, то есть в точках установки приборов коммерческого учета энергии. В этом случае мониторинг показателей КЭ в системах электроснабжения может осуществляться с применением уже действующих систем АСКУЭ при условии замены электронных счетчиков на многофункциональные. Последние позволяют реализовать следующие дополнительные функции:

- контроль ПКЭ в режиме реального времени по всей зоне действия конкретной АСКУЭ;
- формирование отчетов о ПКЭ для подготовки документов, определяющих конкретных виновников нарушения этих показателей;
- выполнение расчетов, необходимых для формирования системы взаимных платежей между поставщиком и потребителем энергии с учетом степени виновности каждой из сторон в нарушении ПКЭ;
- контроль перерывов электроснабжения, провалов напряжения и их длительности, перенапряжений и импульсных напряжений.

Работа АСКУЭ с повышенными функциональными возможностями

При работе АСКУЭ, обладающей расширенными функциями, обеспечивается синхронизация измерений всех ПКЭ

по времени, что очень важно как для выполнения коммерческих расчетов по платежам с учетом КЭ, так и для определения виновников нарушения этих показателей. Именно по причине невозможности выполнения синхронных замеров и вычислений ПКЭ в 1980-е годы была на неопределенный срок отложена доработка информационно-измерительной системы ИИСЭ2-96, которая обеспечивала сбор информации о качестве энергии по 96 каналам и с последующей передачей перфоленты на ЭВМ для выполнения расчетов ПКЭ. Использовать полученную в виде разовых замеров информацию можно было только для сведения и разработки отдельных мер по улучшению ПКЭ.

Сегодня как энергосистемы, так и потребители электроэнергии имеют возможность получать и обрабатывать любую информацию о количестве и качестве генерируемой и потребляемой энергии. При этом в республике не существует комплексного решения проблемы учета, контроля и управления нагрузками, в том числе предполагающего разработку рекомендаций по повышению качества электроэнергии, формирование тарифов с учетом ПКЭ и расчет ущерба, обусловленного низким качеством энергии и перерывами ее подачи.

Насколько актуальной является проблема качества электроэнергии, свидетельствует опыт Евросоюза, где с 2000 года действует программа по изучению и решению проблемы КЭ. Так, в [2] со ссылкой на различные зарубежные источники приводятся данные о том, что общий ежегодный ущерб от низкого качества энергии в 25 странах ЕС составляет € 150 млрд, в том числе в промышленности – € 145 млрд. Причины этого ущерба распределяются следующим образом:

- посадки напряжения и кратковременные перерывы электроснабжения – 57,7 %;
- перенапряжения и переходные процессы – 34,4 %;
- длительные перерывы электроснабжения – 4,3 %;
- фликер, несимметрия, проблемы заземления – 2,7 %;
- высшие гармоники – 0,9 %.

По Белорусской энергосистеме такая информация пока отсутствует, но можно предположить, что значения удельного ущерба от перерывов электроснабжения и распределение его долей по влияющим факторам, близки к зарубежным. Исключением является несимметрия нагрузок, которая в Беларуси намного выше, чем в странах ЕС, так как в коммунально-бытовом секторе республики преобладают однофазные вводы.

При рассмотрении путей наращивания функциональных возможностей систем АСКУЭ в [3] были проанализированы четыре ПКЭ и факторы, влияющие на их значение со стороны энергосистемы и потребителей. Анализировались следующие показатели:

- установившееся отклонение напряжения δU ;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_u ;
- коэффициент несимметрии напряжений обратной последовательности K_{2u} ;
- отклонение частоты Δf .

На приведенном в [3] рисунке представлены характеристики электромагнитной обстановки, создаваемой некоторыми наиболее вероятными источниками искажений по перечисленным выше показателям. Так, со стороны энергосистемы помехи могут быть обусловлены:

- синхронными генераторами электростанций;
- силовыми трансформаторами;
- обрывами фаз;

- несимметричными короткими замыканиями;
- пониженной пропускной способностью питающих сетей;
- отсутствием трансформаторов с регулированием напряжения в центре питания;
- отсутствием автоматического регулирования напряжения в центре питания.

Со стороны потребителей вносят помехи (и сами восприимчивы к помехам):

- преобразователи частоты;
- инверторы;
- силовое электрооборудование с тиристорным управлением;
- установки дуговой и контактной сварки;
- осветительные приборы;
- электродуговые сталеплавильные и рудотермические печи;
- электродвигатели высокой мощности при их запуске;
- ряд электронных технических средств (телевизоры, ПЭВМ и т.д.).

Это далеко не полный перечень факторов, влияющих на КЭ, и их количество постоянно растет. В связи с этим назрела необходимость составления для всех регионов республики специальных карт с указанием мест расположения и энергетических характеристик не только генерирующих источников всех видов и сетей всех напряжений, но и отдельных потребителей большой мощности, а также сгруппированных в кластеры потребителей малой мощности.

Более полное информационное обеспечение процессов энергопотребления в каждой зоне позволило бы учитывать и рассчитывать в реальном времени не только все количественные показатели электропотребления для формирования платежей по сложным тарифам (допустим, дифференцированному двухставочному), но и все показатели качества с определением длительности несоответствия каждого из них действующему стандарту и указанием виновника нарушения. Так как оперативно определить виновников нарушения ряда ПКЭ невозможно, то для расчета надбавок или скидок к тарифам за подобные нарушения могут быть использованы способы, изложенные в [4].

Варианты расчетов надбавок и скидок к тарифам

Непрерывная в точках разграничения балансовой принадлежности регистрация значений ПКЭ с интервалами усреднения, установленными стандартом, позволяет представить общее количество потребленной энергии в следующем виде:

$$W_{\Sigma} = W_{\text{норм}} + W_{\text{нек}} \quad (1)$$

где $W_{\text{норм}}$ – количество потребленной электроэнергии при допустимых значениях ПКЭ, кВт·ч; $W_{\text{нек}}$ – количество потребленной некачественной электроэнергии с превышением нормально и предельно допустимых значений ПКЭ, кВт·ч.

Учитывая разграничение составляющих W_{Σ} согласно (1), плата за пользование электроэнергией за определенный период составит

$$Z_{\Sigma} = Z_0 + Z_{\text{нек}} \quad (2)$$

где $Z_0 = W_{\text{норм}} \cdot T_0$ – плата за потребленную энергию, соответствующую ГОСТ, по тарифу T_0 , руб.; $Z_{\text{нек}}$ – плата за энергию, не соответствующую требованиям качества:

$$Z_{\text{нек}} = W_{\text{нек}} (T_0 \pm \Delta T_{\text{нек}}) \quad (3)$$

В (3) значение $\pm \Delta T_{\text{нек}}$ соответствует скидке (–) к тарифу T_0 в случае, когда виновником снижения КЭ является поставщик энергии, и надбавке (+) – в случае вины потребителя. Так как количество ПКЭ достаточно велико (согласно [1] их насчитывается 11), в реальности встречаются варианты, когда в нарушении одних показателей виноват потребитель, в нарушении других – поставщик. Могут иметь место и случаи, когда за нарушение одного и того же показателя ответственны как поставщик, так и потребитель, каждый в своей степени.

Значение величины тарифа T_0 в (3) определяется согласно принятой методике его расчета (одноставочный, двухставочный, трехзонный и т.д.). Значение $\Delta T_{\text{нек}}$ соответственно рассчитывается с учетом тарифной зоны, так как, например, в часы пиковых нагрузок (повышенный тариф) КЭ по ряду показателей снижается в большей степени, чем в зонах с пониженной нагрузкой.

Учитывая сложность учета всех ПКЭ в тарифах на электроэнергию, специалисты, занятые анализом этих показателей, прибегают к ряду упрощений, с тем чтобы на первых этапах исследования при расчете составляющей $\Delta T_{\text{нек}}$ в (3) учесть хотя бы отдельные из них. Рассмотрим подобный упрощенный вариант учета отклонения частоты напряжения электропитания (Δf) от ее номинального значения, определяемого формулой

$$\Delta f = f_m - f_{\text{ном}} \quad (4)$$

где f_m – значение основной частоты напряжения электропитания, измеренное в интервале 10 с в соответствии с требованиями стандарта, Гц; $f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты электропитания, Гц.

Для данного показателя установлены следующие нормы:

- отклонение частоты в синхронизированных системах электроснабжения не должно превышать $\pm 0,2$ Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и $\pm 0,4$ Гц – в течение 100 % времени такого же интервала;
- отклонение частоты в изолированных системах электроснабжения с автономными генераторными установками, не подключенными к синхронизированным системам передачи электроэнергии, не должно превышать ± 1 Гц в течение 95 % времени интервала в одну неделю и ± 5 Гц в течение 100 % времени этого интервала.

На рисунке 2 приведена кривая фактического распределения относительных отклонений частоты от ее номинального значения в узле нагрузки в реальном времени на недельном интервале для случая, когда внешнее питание отключено и подключены источники РГ и НГ. В этой ситуации значения частоты на шинах 0,4 кВ ведут себя нестабильно.

На рисунке 3 кривая распределения относительных значений отклонения частоты от ее нормативного значения представлена в порядке убывания величины Δf . Это позволяет определить координаты кривой в точках ее пересечения с линиями, обозначающими границы допустимых отклонений частоты.

В данном случае $\Delta t_A = 36$ ч, $\Delta t_B = 50$ ч, $\Delta t_C = 168 - 156 = 12$ ч. Таким образом, используя приведенную в [5] таблицу (см. фрагмент таблицы ниже), можно получить коэффициент, определяющий величину неустойки (надбавки к тарифу) на заданном недельном интервале. Для этого рассчитывают показатели

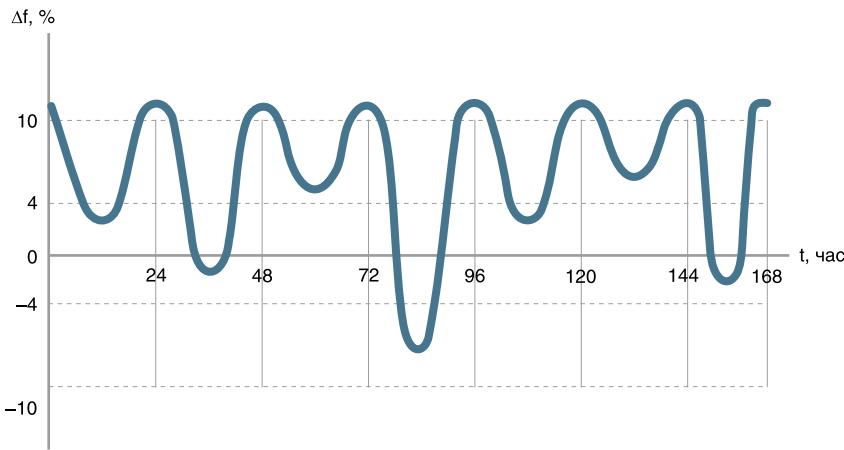


Рис. 2. Кривая распределения относительных отклонений частоты от ее номинального значения в узле нагрузки на недельном интервале

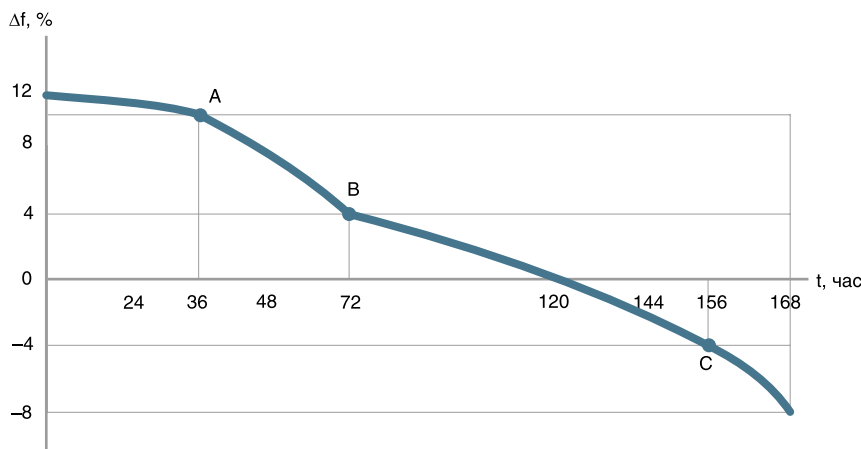


Рис. 3. Упорядоченная по убыванию кривая распределения относительных отклонений частоты от ее номинального значения в узле нагрузки на недельном интервале

T_1 и T_2 – относительное время превышения за расчетный период нормально допустимого и предельно допустимого значений соответственно:

$$T_1 = \frac{(\Delta t_B + 12) \cdot 100}{168} = \frac{62 \cdot 100}{168} = 37\%,$$

$$T_2 = \frac{\Delta t_A \cdot 100}{168} = \frac{36 \cdot 100}{168} = 21,4\%.$$

Данные для расчета коэффициента неустойки за ненадлежащее выполнение условий договора электроснабжения в части качества электрической энергии

$T_1, \%$	$T_2, \%$						
	0	1	2	3	4	5	более 5
до 5	0	1,0	2,0	3,0	4,0	5,0	10,0
6	0,2	1,2	2,2	3,2	4,2	5,2	10,0
7	0,4	1,4	2,4	3,4	4,4	5,4	10,0
8	0,6	1,6	2,6	3,6	4,6	5,6	10,0
...
26–30	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	10,0

По рассчитанным значениям T_1 и T_2 и данным таблицы определяем коэффициент неустойки, который в данном случае равен 10. То есть поставщик энергии должен доплатить потребителю за низкое качество электроэнергии по показателю «частота» с учетом коэффициента 1,1 к тарифу за электроэнергию, отпущенную в течение расчетного периода в случае, если НЭ и источник РГ принадлежат энергоснабжающей организации. И наоборот, если они принадлежат потребителю и включены на параллельную работу с поставщиком (энергосистемой), то неустойка уплачивается поставщику в объеме, составляющем 10 % стоимости электроэнергии, потребленной в расчетный период по договорному тарифу.

Главным недостатком подобного принципа расчета доплат к тарифам (неустоек) является то, что в данном случае не учитывается, что у разных видов потребителей разные характеристики, которые, соответственно, по-разному влияют на величину удельного ущерба от снижения конкретных ПКЭ. На начальной стадии разработки методики учета ПКЭ в тарифах на электрическую энергию этот фактор необходимо учитывать, пусть даже такой учет будет несовершенным. Это важно хотя бы по той причине, что подобная работа является поэтапной и требует практической проверки результатов на каждом этапе.

Для этой цели можно использовать данные ряда опубликованных работ, например [6], где описаны результаты эксперимента в распределительных сетях

Орловской области России. В ходе эксперимента в 100 конкретных точках были определены периоды выхода за допустимые пределы всех 11 нормированных ПКЭ. На основании полученных измерений были рассчитаны поправочные коэффициенты K_{ni} для расчета платы за электропотребление с учетом ПКЭ. Так, в случае, когда искажения в разные ПКЭ вносятся потребителем и энергосистемой, поправочный коэффициент будет равен:

$$K_{ni} = \frac{\sum_{i=1}^n K_i + \sum_{j=1}^m K_j}{n + m}, \quad (5)$$

где K_{ni} – n -й поправочный коэффициент для определенного уровня отклонения ПКЭ в определенный момент времени; K_i, K_j – поправочные коэффициенты для энергосистемы и потребителя соответственно; n, m – суммарное число ПКЭ, значения которых вышли за допустимые пределы по вине потребителя и энергосистемы соответственно; i, j – номер ПКЭ, требования к которому нарушены.

В дополнение к методике определения поправочных коэффициентов для расчета платы за электропотребление, изложенной в [6], в [4] был приведен вариант, учитывающий основную плату по сложному тарифу, зависящему от времени суток. Подобный

подход обеспечивает более высокую достоверность определения величины не только основной платы, но и поправочных коэффициентов, так как значения части ПКЭ зависят от зоны электропотребления (ночная, полупиковая, пиковая).

Поскольку значения корректирующих тарифы коэффициентов не могут быть в полном объеме определены в реальном времени, в [4] был предложен вариант решения, согласно которому поставщик энергии и потребитель при заключении договора на электроснабжение обязуются создать страховой фонд, величина которого определяется на основе предварительно накопленного опыта оценки ПКЭ в реальных условиях. Основания для распределения этого фонда могут быть разными: от договорного соглашения между сторонами до решения хозяйственного суда, если стороны самостоятельно не пришли к согласию. Изложенный подход юридически обоснован, так как взаимоотношения поставщика и потребителя энергии связаны с определенными рисками, защита от которых осуществляется с помощью страховых фондов.

Выводы

1. Повышение требований к надежности электроснабжения и качеству энергии вызывает необходимость модернизации питающих подстанций с обеспечением возможности параллельной работы энергосистемы с источниками распределенной генерации.

2. Наиболее эффективным решением при организации учета ПКЭ на питающей подстанции является использование в составе АСКУЭ multifunctionальных электронных счетчиков, с помощью которых обеспечивается как коммерческий учет энергии, так и учет и расчет ПКЭ в режиме реального времени.

3. Учитывая возросшие возможности информационного обеспечения, следует обратить большее внимание на прикладную часть работ – разработку алгоритмов и программ совершенствования тарифных систем с учетом показателей качества энергии в условиях наличия сложных схем электроснабжения, включающих источники РГ.

4. Одним из основных факторов, определяющих качество электрической энергии, является стабильность графиков нагрузок, которая обеспечивается при режимном взаимодействии поставщиков и потребителей энергии. Стимулирование подобного взаимодействия должно распространяться на все группы потребителей, что возможно только при наличии такого элемента интеллектуального энергопотребления, как современный автоматизированный учет энергии, позволяющий применять сложные тарифы.

5. В связи с невозможностью определения доли вины поставщиков и потребителей в нарушении качества электроэнергии по некоторым показателям в реальном времени, по мнению автора, для компенсации ущерба от этих нарушений необходимо формировать страховые фонды с долевым участием поставщиков и потребителей энергии.

Список литературы

1. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения: ГОСТ 32144-2013. – Введ. 01.07.14. – М.: Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации.
2. Вагин, Г.Я. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. Анализ состояния методов нормирования и контроля / Г.Я. Вагин, А.Л. Куликов // Электрические станции. – 2019. – № 6. – С. 54–59.
3. Забелло, Е.П. Необходимость и пути наращивания функциональных возможностей систем учета, контроля и управления энергией / Е.П. Забелло, В.Г. Булах // Энергетика и ТЭК. – 2013. – № 1. – С. 12–15.
4. Забелло, Е.П. Учет качества электрической энергии в тарифах потребителей / Е.П. Забелло, В.Г. Булах // Энергетика и ТЭК. – 2013. – № 11/12. – С. 46–49.
5. Железко, Ю.С. Договорные условия электроснабжения и правила присоединения потребителей к электрическим сетям в части качества электроэнергии / Ю.С. Железко // Электрические станции. – 2003. – № 9. – С. 27–34.
6. Бородин, М.В. Корректировка стоимости потребленной электроэнергии в зависимости от ее качества / М.В. Бородин, А.В. Виноградов // Промышленная энергетика. – 2013. – № 7.

Новые издания

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.20.814-19
«Инструктивные указания о порядке сообщений 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

ОМНИКАНАЛЬНОСТЬ – НОВЫЙ ПОДХОД В ОБСЛУЖИВАНИИ НАСЕЛЕНИЯ

В современных экономических условиях эффективная работа с клиентами является жизненно важной основой успешного функционирования отрасли. В связи с этим отраслевыми предприятиями большое внимание уделяется качеству обслуживания, повышению эффективности и результативности работы с гражданами, а также оказанию полного спектра услуг. Полноценное решение этих задач сегодня можно обеспечить только с использованием передовых технологий, эффективного управления и индивидуального подхода к потребителю.



А.В. БРАНЦЕВИЧ,
первый заместитель генерального
директора – главный инженер
УП «Витебскоблгаз»

Одним из инновационных принципов работы с клиентами является омниканальность. Это маркетинговый термин, обозначающий взаимную интеграцию разрозненных каналов коммуникации в единую систему с целью обеспечения бесшовной и непрерывной коммуникации с клиентом. Омниканальность является основой сегодняшнего клиентского сервиса, одним из главных принципов работы и построения архитектуры современного контакт-центра.

Декрет Президента Республики Беларусь от 21 декабря 2017 года № 8 «О развитии цифровой экономики» создал беспрецедентные условия для развития информационных технологий. В рамках выполнения требований данного Декрета и перехода к новому уровню взаимодействия с клиентами силами ПУ «АйТиГаз» УП «Витебскоблгаз» был разработан ряд новаций, направленных на реализацию омниканального метода работы. Основными критериями, на которые опирались специалисты при разработке новых проектов, были следующие:

- максимизация использования современных технологий;
- консолидация баз данных в единое информационное пространство;
- единый стандарт обслуживания;
- вовлеченность и лояльность клиентов.



В.Ю. ВАСИЛЬЕВ,
заместитель генерального
директора – директор
ПУ «АйТиГаз» УП «Витебскоблгаз»



ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС. Робот-промоутер и система электронного управления очередью

Если раньше существовало лишь два способа обращения клиентов к специалистам предприятия – личный визит или звонок по телефону, то с развитием интернета и цифровых технологий появились новые каналы взаимодействия: сайт и личный кабинет, IVR (голосовое самообслуживание), видеозвонки, электронная почта, чаты и SMS, мобильные приложения, социальные сети и мессенджеры. Применив омниканальный метод работы с абонентами, УП «Витебск-

КАНАЛЫ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ



Каналы взаимодействия УП «Витебскоблгаз» с клиентами

облгаз» объединило доступные каналы в единую систему для эффективного и полноценного обслуживания потребителей по любому из них с сохранением всей истории взаимодействия в едином информационном пространстве.

Накопление информации и преобразование ее в цифровую форму приводят к снижению издержек, открывают новые возможности и в сочетании с омниканальностью позволяют совершить цифровую трансформацию бизнеса, то есть изменить бизнес-модель предприятия на основе возможностей современных технологий. Понимание того, как можно улучшить бизнес-процессы, трансформировать под них производственную культуру, позволит повысить эффективность функционирования предприятия.

В соответствии с положениями Директивы Президента Республики Беларусь от 27 декабря 2006 года № 2 «О мерах по дальнейшей деюрокрализации государственного аппарата» в рамках перехода к омниканальному методу работы с клиентами на базе ПУ «Витебскгаз» создан многофункциональный центр по обслуживанию населения **ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС**. Каждый обратившийся в центр может получить ответы на все вопросы, которые касаются газификации домовладения природным или сжиженным газом, установки (замены, переноса) газового оборудования в существующих квартирах и жилых домах, а также оформить заявление на выполнение предоставляемых услуг или заключить договор на газоснабжение и техническое обслуживание.

Для создания первого благоприятного впечатления работу с каждым клиентом, обращающимся в ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС по заявительному принципу, осуществляет инженер-консультант. Именно от него заявитель получает полную информацию о запрашиваемой услуге. С помощью системы электронного управления очередью, внедренной в центре, оптимизируется и распределяется поток граждан, что позволяет максимально сократить время ожидания при обращении. Повышение эффективности и скорости обслуживания клиентов позволяет им

планировать свое время, способствует повышению деловой репутации УП «Витебскоблгаз» и формированию позитивного имиджа предприятия.

Среди инновационных IT-разработок, внедренных в структуру многофункционального центра ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС, – **интерактивная панель**, выполняющая функцию простого и понятного в использовании структурированного информационно-справочного ресурса, а также мобильный **робот-промоутер**, способствующий повышению социальной популярности центра по обслуживанию населения.

Робот-промоутер обладает уникальным располагающим к себе внешним видом. Для получения необходимой информации потребителю достаточно задать интересующий вопрос, и робот, запрограммированный на выдачу информации об услугах в области газоснабжения, проконсультирует заявителя. Внедрение такой инновационной IT-разработки повышает лояльность клиентов, снижает риски, связанные с человеческим фактором (усталость, перерывы), помогает автоматизировать процесс обслуживания.

Одним из новшеств стало создание **Инфоцентра** – основного канала телефонного взаимодействия с клиентом по всему спектру услуг. Жители Витебской области могут обращаться за необходимой информацией по короткому трехзначному номеру, а в случае невозможности дозвониться – заказать обратный звонок. Для экстренных случаев существует трехзначный номер аварийно-диспетчерской службы, которая круглосуточно принимает аварийные и ремонтные заявки от населения.

Принимая во внимание растущий интерес к использованию интернет-ресурсов, на сайте УП «Витебскоблгаз» созданы удобные сервисы для клиентов – **«Личный кабинет»** и **«Онлайн-консультант»**. Личный кабинет содержит полную информацию о потребителе и предоставляет ему возможность тесного контакта со специалистами УП «Витебскоблгаз» при минимальных затратах времени. Через личный кабинет

потребитель может получить ответы на интересующие его вопросы, находясь в любой точке мира, а при желании – проконсультироваться со специалистами с помощью видеозвонка.

Анализ обращений клиентов в ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС показал, что растет потребность граждан в сопутствующих услугах – консультациях и содействии в приобретении газового оборудования. Для решения данного вопроса был разработан проект торгового объекта по реализации газового оборудования **МЕТАН-ГАЗ-МАРКЕТ** (2-я очередь многофункционального комплекса ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС). При его создании была внедрена новая концепция реализации данной продукции населению. Приобретая товар, клиент получает услуги по доставке и установке оборудования, а при обращении – квалифицированную консультацию о товаре и возможности его приобретения. Для упрощения выбора и демонстрации всей линейки реализуемой продукции был разработан и внедрен электронный каталог – прототип интернет-магазина газового оборудования, который планируется создать на предприятии. Эта новация позволит клиенту выбирать товар, не выходя из дома, и оформлять заказ через интернет.

МЕТАН-ГАЗ-МАРКЕТ оснащен рабочим местом консультанта, который должен не только ответить на вопросы клиента и помочь в приобретении газового оборудования, но и при необходимости оказать все услуги, предоставляемые специалистами центра ГАЗ-КЛИЕНТ-ОФИС, используя единый для всех взаимодействующих с потребителями рабочих мест **мультипрограммный комплекс «Мириада»**.

МПК «Мириада» предназначен для организации полноценного обслуживания потребителя по любым вопросам на одном рабочем месте. МПК консолидирует всю информацию по каждому потребителю газа, в том числе данные об установленном оборудовании, проводившихся работах, выданных актах и предписаниях. Оператор, открыв карточку потребителя, на месте может произвести перерасчет, выдать квитанции или оформить акт, не обращаясь в другие службы предприятия.

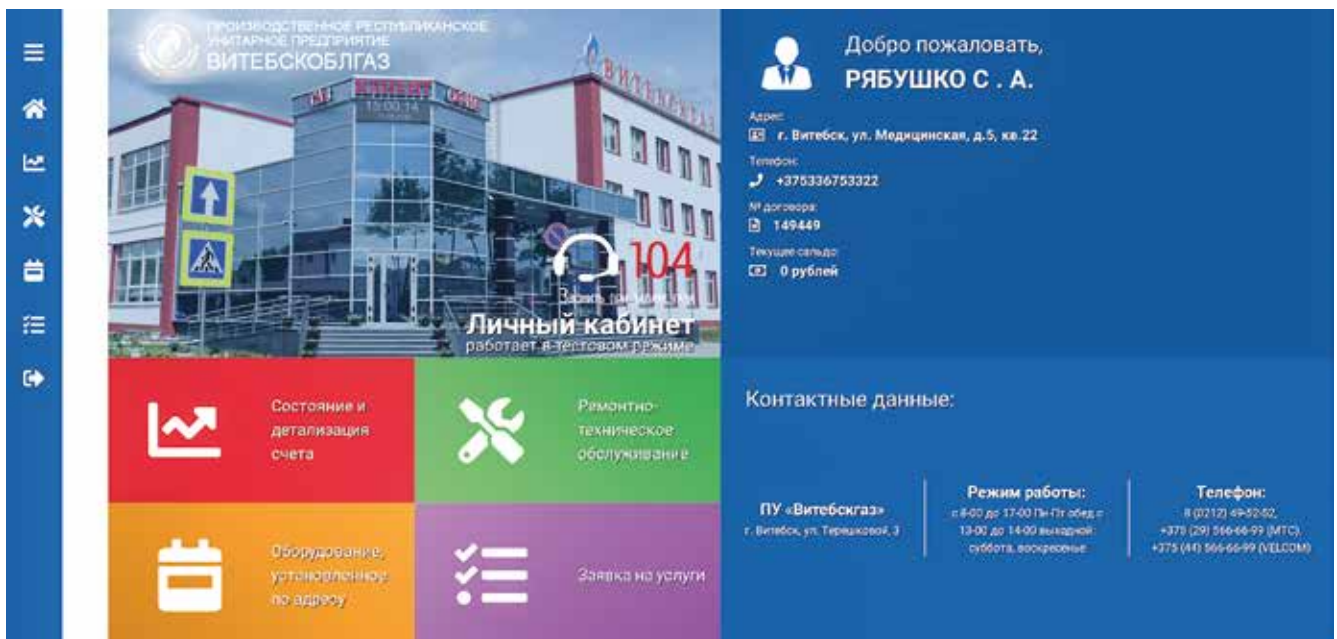
Собранной в различных программах информацией пользуются не только операторы на рабочих местах, но и эксплу-



Электронный каталог торгового объекта МЕТАН-ГАЗ-МАРКЕТ

атационные службы при работе с потребителями. Для них разработан мобильный клиент МПК «Мириада», содержащий офлайн-карту газовых сетей и объектов. Привязка к карте осуществляется с помощью глобальной системы позиционирования (ГЛОНАСС/GPS). Мобильное устройство с GPS-навигацией и sim-картой позволяет контролировать местонахождение специалиста и обмениваться информацией с сотрудниками, осуществляющими контроль за проводимыми работами в режиме реального времени.

МПК «Мириада» разработан силами ПУ «АйТиГаз» с использованием свободного программного обеспечения (ПО) с открытым исходным кодом. Это касается всех компонентов комплекса, к которым относятся серверные операционные системы, гипервизоры виртуализации, серверы IP-телефонии Asterisk, ERP-система ODOO, свободные серверы баз данных MySQL, MariaDB, PostgreSQL, веб-серверы Apache, Nginx. На рабочих местах пользователей используются свободные операционные системы Linux, в качестве офисного пакета – LibreOffice. Отказ от проприетарного ПО позволил сэкономить



Личный кабинет потребителя газа

значительные средства и направить их на приобретение аппаратного оборудования – серверов, коммутаторов, маршрутизаторов, систем хранения данных. При разработке данного ПО не использовались несвободные компоненты и такие известные платформы, как 1С, SAP. Все компоненты системы созданы собственными силами предприятия, основаны на общепризнанных передовых технологиях и являются веб-приложениями либо приложениями для мобильных устройств. С одной стороны, это требует большей компетенции и знаний, с другой – дает неограниченные возможности для развития и применения.

При подборе подходящего под конкретную задачу стека ПУ «АйТиГаз» использовало разные языки программирования, компоненты, системные решения. В то же время при разработке ПО применялись и общие принципы:

- весь код хранится в системе контроля версий Git; используется система управления репозиториями Gitlab, развернутая в центре обработки данных предприятия;
- широко используется автоматизированное тестирование приложений, что позволяет реализовать их непрерывную интеграцию и доставку;
- активно применяются технологии контейнеризации Docker.

Из-за значительного количества программных компонентов предоставляемые ими данные очень тесно интегрированы. Для преодоления сложности горизонтального масштабирования, несовместимости разных стеков при разработке программы применялась сервис-ориентированная архитектура, то есть использовались микросервисы – небольшие распределенные службы, взаимодействующие через стандартизированные интерфейсы.

В целом МПК «Мириада» – очень большая и сложная система, поэтому разработанные ПУ «АйТиГаз» программы, кроме основного функционала, были наделены функциями

контроля и мониторинга собственной инфраструктуры, позволяющими формировать метрики производительности и обеспечивать централизованный сбор и анализ данных логов с использованием систем Elasticsearch, Kibana и Logstash. Разработки изначально создавались с поддержкой кластеризации и распараллеливания.

Большое внимание разработчики уделили безопасности сервисов. Так, все системы, использующие чувствительные данные, недоступны через интернет и работают только внутри корпоративных сетей предприятий. Такие виртуальные частные сети построены со всеми провайдерами. Приложения на мобильных устройствах работают, только если в них установлены SIM-карты, принадлежащие предприятию.

Обязательно применение единой авторизации, основанной на технологии SSO. У каждого сотрудника есть своя учетная запись, которая позволяет работать в программах, соответствующих его должностным обязанностям. Если сотрудник увольняется, он моментально теряет доступ ко всем системам.

Все эти технологии работают на развитие отрасли и цифровую трансформацию предприятия. Важно, чтобы вся цепочка производственного процесса предприятия была прозрачна, данные о нем были доступны как для принятия решений, так и для оптимизации системы в целом, а не только отдельных ее параметров. Это позволит и в дальнейшем обеспечивать высокий уровень обслуживания клиентов на основе непрерывного анализа эффективности методов работы предприятия.

Максимальное использование современных технологий, создание концепции единого, целостного «пути клиента», в котором объединены различные способы взаимодействия, а также процессы и технологии, адаптированные к новым потребностям граждан, – важнейшие задачи предприятия на ближайшую перспективу.

Новые издания

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ **СТП 33240.09.157-19**
«Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик электробойлерных установок тепловых электростанций и котельных энергоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения «Белэнерго»
- ✓ **СТП 33240.01.107-19**
«Стандарт обслуживания потребителей электрической энергии»
- ✓ **СТП 33240.35.414-19**
«Правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях»

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

НОВЫЕ ФОРМЫ РАБОТЫ С ПОТРЕБИТЕЛЯМИ ГАЗА

Информационно-коммуникационные технологии (ИКТ) являются одним из ключевых факторов прогресса всех отраслей экономики, в том числе газоснабжения. Разработка инновационных подходов и внедрение передовых достижений в области ИКТ стали важными составляющими стратегии развития УП «Гроднооблгаз» и открыли принципиально новые возможности в области взаимодействия специалистов предприятия с потребителями.



ответ. Для тех, кто не может следить за общением в прямом эфире, сохраняется запись трансляций, которую можно посмотреть на официальном сайте УП «Гроднооблгаз», а также на YouTube-канале предприятия.

За 2019 год было проведено 10 прямых эфиров, во время которых обсуждались самые злободневные темы: безопасное пользование газом в быту, техническое обслуживание газового оборудования, административная ответственность за нарушения Правил пользования газом в быту, несчастные случаи при пользовании газом и др. Темы выпусков выбираются с учетом их актуальности. Так, серия эфиров в октябре – ноябре 2019 года была посвящена проблемам, связанным с прохождением отопительного периода. Наибольший интерес потребителей вызвали вопросы эксплуатации газоиспользующего оборудования, своевременной проверки вентиляционных и дымовых каналов, обслуживания водогрейного оборудования в частных домах, оплаты газа при использовании отопительного газового оборудования в зимний период, а также технического обслуживания этого оборудования.

К участию в прямых эфирах привлекались высококвалифицированные специалисты УП «Гроднооблгаз», МЧС, ГУ «Государственный энергетический и газовый надзор», Гродненского областного комбината противопожарных работ. В ходе трансляций они ответили более чем на 200 вопросов гродненцев и жителей области.

Подготовлено УП «Гроднооблгаз»

В рамках реализации задач по использованию ИКТ в работе с потребителями газа на базе Гродненского производственного управления УП «Гроднооблгаз» специалистами службы автоматизации и связи в январе 2019 года была проведена первая прямая видеотрансляция из специально оборудованной студии посредством всемирной сети Интернет. В процессе интерактивного общения работников предприятия с потребителями газа затрагивались наиболее актуальные вопросы, касающиеся оплаты услуг по газоснабжению, газификации частного сектора и удаленных районов, замены и поверки газовых счетчиков, особенностей пользования газовым оборудованием и его обслуживания и др. Видеозэфир был реализован через веб-страницу, разработанную специалистами отдела АСУ Гроднооблгаза. Каждый посетитель страницы мог задать интересующий его вопрос в области газоснабжения и получить ответ квалифицированного специалиста.

В марте прошлого года УП «Гроднооблгаз» запустило свой канал на видеоплатформе YouTube. Теперь прямые эфиры транслируются в интернете каждый первый четверг месяца и периодически по городскому телевидению. Эта форма работы также предполагает интерактивное общение со зрителями: через специальную форму на сайте можно задать вопрос и сразу получить на него



ТИПИЧНЫЕ НАРУШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В условиях, когда уровень газификации природным и сжиженным газом в республике составляет порядка 97 %, особую актуальность приобретает вопрос обеспечения безопасности при эксплуатации газового оборудования, вводных и внутренних газопроводов и инженерных систем. В статье проанализированы наиболее типичные нарушения, выявленные инспекторским персоналом филиала Госэнергогазнадзора по Брестской области в ходе проведения мероприятий технического (технологического, поверочного) характера.



А.В. САВЧУК,
заместитель начальника
областной энергогазинспекции
по газовому надзору филиала
ГУ «Госэнергогазнадзор»
по Брестской области

Функции газового надзора

Согласно Положению о государственном энергетическом и газовом надзоре, утвержденному постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 марта 2019 года № 213, на Госэнергогазнадзор в части газового надзора возложены следующие функции:

- надзор за соблюдением требований к техническому состоянию и устройству газового оборудования, вводных и внутренних газопроводов и инженерных систем, обеспечивающих безопасность при его эксплуатации в жилищном фонде;
- выдача заключения о соответствии принимаемого в эксплуатацию объекта разрешительной документации, проектной документации, разработанной и утвержденной с учетом установленных законодательством требований к ее разработке и утверждению,

К сведению:

На сегодняшний день в Брестской области газифицировано 7747 многоквартирных жилых домов, их эксплуатацию осуществляет 1461 организация, потребителями природного газа являются 460 тыс. абонентов.

в том числе требований безопасности и эксплуатационной надежности, при приемке в эксплуатацию объектов, в отношении которых осуществляется надзор;

- надзор за своевременным проведением проверки и прочистки инженерных систем, обеспечивающих безопасность при эксплуатации газового оборудования, в том числе в части наличия актов о проведении указанных работ;
- контроль за сроками проведения технического обслуживания и ремонта газового оборудования, вводных и внутренних газопроводов;
- информационная работа по предупреждению аварий и профилактике травматизма в энергоустановках, а также при эксплуа-

тации газового оборудования, вводных и внутренних газопроводов.

Обследование газового оборудования и внутренних систем газоснабжения

Одним из мероприятий, реализация которых находится в компетенции газового надзора, является обследование газового оборудования и внутренних систем газоснабжения эксплуатируемого жилищного фонда граждан, а также условий эксплуатации на предмет их соответствия требованиям законодательства о газоснабжении. В ходе такого обследования инспекторы газотехнических групп брестского филиала выявили целый ряд типичных нарушений в этой области.

Прежде чем рассмотреть выявленные нарушения, напомним, что основным документом, регулирующим вопросы, связанные с использованием газом в быту, являются Правила пользования газом в быту (ППГБ), утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 ноября 2007 года № 1539. В частности, ППГБ определяют обязанности потребителей газа, пользователей газа, организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда и (или)

предоставляющих жилищно-коммунальные услуги, уполномоченных лиц по управлению общим имуществом, газоснабжающих организаций, сервисных центров, а также требования к обеспечению безопасности при пользовании газом в быту.

При проведении обследования инспекторы в первую очередь осматривают фасадный и внутренний газопроводы. Обычно при этом выявляется одно из самых распространенных нарушений – отсутствие лакокрасочного покрытия на газопроводе и недопустимый уровень коррозии его поверхности (рис. 1). Потребители должны знать, что согласно ППГБ (п. 11.18) своевременное обеспечение покраски внутренних и фасадных газопроводов является их прямой обязанностью.

Распространена ситуация, когда в подъездах многоквартирных домов потребители используют внутренний газопровод в качестве опоры, в частности, прикрепляя к нему провода и кабели (рис. 2). Между тем согласно требованиям п. 42.7 ППГБ запрещается привязывать к газопроводам веревки, нагружать газопроводы и использовать их в качестве опор.

Зачастую во время тепловой реабилитации здания либо проведения ремонтных работ в подъезде неправомерно удаляется зазор между газопроводом и элементом конструкции здания (рис. 3). Данное нарушение приводит к повышенной коррозии газопровода, исключает возможность его обслуживания и осмотра, тем самым повышая опасность его эксплуатации. В соответствии с п. 9.2.17 ТКП 45-4.03-267-2012 (02250) «Газораспределение и газопотребление. Строительные нормы проектирования» крепление открыто прокладываемых газопроводов к стенам, колоннам и перекрытиям внутри зданий следует предусматривать при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев или подвесок и т.п. на расстоянии, обеспечивающем возможность осмотра и ремонта газопровода и установленной на нем арматуры.

Реже встречаются ситуации, когда фасадный и внутренний газопроводы не закреплены, закреплены с нарушениями либо крепление отсутствует (сломано). Напоминаем, что в соответствии с п. 6.1.4 ТКП 45-1.03-85-2007 (02250) «Внутренние инженерные системы зданий и сооружений. Правила монтажа» при монтаже таких газопроводов необходимо учитывать следующее:

- средства крепления (кронштейны, подвески и др.) не следует располагать в местах соединения трубопроводов и воздухопроводов;
- заделка креплений трубопроводов и воздухопроводов, приборов и арматуры с помощью деревянных пробок, а также приварка трубопроводов к средствам крепления не допускается;
- установку креплений в стенах и перегородках необходимо выполнять посредством распорных дюбелей (металлических или пластмассовых) или резьбовых шпилек;
- подвески для крепления трубопроводов и воздухопроводов должны проходить через пустотные перекрытия насквозь и закрепляться с верхней стороны перекрытия, а в монолитных перекрытиях – крепиться с помощью распорных дюбелей;
- поверхности всех элементов креплений, контактирующие с кирпичом, штукатуркой, ячеистым бетоном, должны быть предварительно защищены от коррозии;
- расстояние между средствами крепления на горизонтальных участках стальных трубопроводов необходимо принимать в соответствии с размерами, указанными в таблице Б.1 (приложение Б названного ТКП), если нет других указаний в проектной документации.



Рис. 1. Недопустимый уровень коррозии газопровода



Рис. 2. Использование газопровода в качестве опоры для проводов и кабелей



Рис. 3. Отсутствие зазора между газопроводом и элементом конструкции после тепловой реабилитации

На некоторых объектах при пересечении газопроводом строительных конструкций на нем отсутствует футляр (рис. 4) либо заделка эластичным материалом не соответствует нормативным требованиям. Согласно ТКП 45-4.03-267-2012 газопроводы в местах пересечения ими строительных конструкций следует прокладывать в футлярах, а пространство между газопроводом и футляром заделывать эластичным негорючим материалом. При этом конец футляра должен выступать над полом не менее чем на 3 см, а диаметр футляра приниматься из рас-

чета, чтобы кольцевой зазор между газопроводом и футляром был не менее 5 мм для газопроводов номинальным диаметром не более 32 мм и не менее 10 мм – для газопроводов большего диаметра (п. 9.2.18).

Нарушения выявляются и в квартирах потребителей природного газа в ходе осмотра газового оборудования и систем, обеспечивающих безопасность при его эксплуатации. Потребитель обязан предоставить инспектору договор на газоснабжение, техническое обслуживание газового оборудования и внутридомовых систем газоснабжения, а также технический паспорт на газифицированный объект. В соответствии с п. 3 ППГБ технический паспорт является документом, предоставляющим право

пользования природным газом и сжиженным углеводородным газом. Документ должен быть составлен по предусмотренной ППГБ форме (приложение 1). Он оформляется газоснабжающей организацией после выполнения всех монтажных работ и инструктажа потребителя по правилам пользования газоиспользующим оборудованием и газом в быту.

Напомним, что при снабжении потребителей природным газом через присоединенную сеть пользование газом осуществляется на основании договора на газоснабжение, техническое обслуживание газового оборудования и внутридомовых систем газоснабжения, составляемого по форме согласно приложению 3 ППГБ (п. 4). Если потребитель имеет газопроводы-вводы в собственности, дополнительно заключается договор на техническое обслуживание газопроводов-вводов, принадлежащих потребителю газа на праве собственности.

Технический паспорт и договор позволяют инспектору проверить соответствие оборудования на предмет самовольного подключения и своевременность обслуживания оборудования, поэтому потребитель обязан обеспечить сохранность этих документов. Однако нередки случаи, когда они теряются, что является нарушением требований п. 11.9 ППГБ.

Наконец, одним из самых распространенных нарушений является использование газового оборудования с истекшим сроком эксплуатации (больше 20 лет). Пункт 11.11 ППГБ гласит, что по истечении нормативного срока эксплуатации газоиспользующего оборудования, указанного в руководстве по его эксплуатации (не более 20 лет), следует произвести замену оборудования или заключить договор со специализированной организацией на проведение диагностики его технического состояния для определения остаточного ресурса и возможности дальнейшей эксплуатации.

К распространенным также относятся следующие нарушения требований п. 23.9 СНиП II-35-76 «Котельные установки (Изм. № 9)»:

- отсутствие в нижней части дымовой трубы устройства для ее прочистки и штуцера для отвода конденсата;
- использование в качестве присоединительного дымоотвода тонкостенной алюминиевой гофрированной трубы (рис. 5).

За устранение этих недостатков согласно п. 10.3 ППГБ отвечают организации, осуществляющие эксплуатацию жилищного фонда и (или) предоставляющие жилищно-коммунальные услуги, а также уполномоченные лица. Именно они обязаны обеспечивать проверку состояния дымовых и вентиляционных каналов специализированными организациями в соответствии с гл. 6 ППГБ.

Заключение

Опыт показал, что проведение мероприятий технического (технологического, поверочного) характера в части газового надзора позитивно влияет на состояние работы по обеспечению технического обслуживания газового оборудования, вводных и внутренних газопроводов и инженерных систем обеспечения безопасности при пользовании газом.

В целях повышения эффективности надзорной работы инспекторы осуществляют контроль за устранением выявленных нарушений, на постоянной основе ведут работу по пропаганде безопасного пользования газом в быту среди населения, в организациях, эксплуатирующих газифицированный жилищный фонд, школах и прочих учреждениях и организациях, а также проходят обучение, направленное на повышение квалификации и компетентности инспекторского состава.



Рис. 4. Отсутствие футляра на газопроводе при пересечении им строительных конструкций



Рис. 5. Дымоотвод, выполненный из тонкостенной алюминиевой гофрированной трубы

В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

Обеспечение надежности электроснабжения, а также безопасности жизни и здоровья людей при осуществлении работ, связанных с эксплуатацией энергоустановок, относятся к приоритетным направлениям деятельности специалистов Госэнергогазнадзора. Между тем в ходе осуществления надзора за организацией и проведением субъектами хозяйствования мероприятий по обеспечению надежного энергоснабжения потребителей выявляются не только недоработки в этих сферах, но и прямые нарушения положений технических нормативно-правовых актов, в том числе при организации земляных работ вблизи кабельных линий (КЛ). Публикуемый в рубрике материал напоминает основные требования к этим работам.

Редакция журнала приглашает к сотрудничеству специалистов, имеющих опыт эксплуатации электрического и теплового оборудования потребителей, а также газового оборудования, вводных и внутренних газопроводов и систем обеспечения безопасности. Ваш опыт может оказаться полезным для других. Ждем ваших писем и статей.

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

Требования к организации земляных работ вблизи кабельных линий

Специалисты Госэнергогазнадзора нередко сталкиваются с тем, что земляные работы осуществляются без согласования с энергоснабжающими организациями и другими заинтересованными юридическими лицами. К сожалению, это во многих случаях приводит к повреждению кабельной линии (КЛ) и перерыву в электроснабжении, в том числе и ответственных потребителей. Одной из причин такого положения дел является незнание требований к организации работ, выполняемых вблизи электрических сетей, или несоблюдение этих требований.

Важно знать, что производство земляных работ в местах расположения действующих подземных электрокоммуникаций можно осуществлять только после получения соответствующего разрешения организации, по территории которой проходит кабельная линия, и организации, эксплуатирующей эту линию. При этом должны быть разработаны и согласованы с данными организациями мероприятия по обеспечению сохранности коммуникаций и безопасности работ. К разрешению необходимо приложить план (схему) с указанием размещения и глубины заложения КЛ. Местонахождение линии должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них следует производить под непосредственным руководством лица, ответственного за безопасное производство работ, при наличии наряда-допуска, определяющего безопасные условия работ, и под наблюдением работников организаций, эксплуатирующих кабельные линии.

Места проведения работ должны иметь защитное ограждение в соответствии с требованиями ГОСТ 23407-78 «Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительно-монтажных работ. Технические условия». Так, согласно положениям стандарта, на ограждении устанавливают предупредительные знаки и надписи. Кроме этого, на ограждениях, установленных на улицах, в проездах, дворах населенных пунктов, местах, где происходит движение людей или транспорта, монтируют сигнальное освещение (светильники напряжением 12 В, размещаемые на крайних щитах ограждения). При выполнении работ в качестве переносных применяют светильники напряжением также не выше 12 В, специально предназначенные для этой цели.

Перед началом раскопок должно быть произведено шурфление (контрольное вскрытие) КЛ под надзором электротехнического персонала владельца или организации, осуществляющей ее эксплуатацию, для уточнения расположения кабелей и глубины их залегания.

При обнаружении во время раскопок трубопроводов, неизвестных кабелей или других коммуникаций, не указанных на схеме, необходимо приостановить работы. Рыть траншеи и котлованы в местах нахождения кабелей и подземных сооружений следует с особой осторожностью, а на глубине 0,3 м и более – только лопатами.

В зимнее время в случае промерзания грунта раскопки на глубине более 0,4 м в местах прохождения кабелей должны выполняться с обогревом грунта. При проведении электропрогрева грунта напряжение источника питания не должно превышать 380 В. Прогреваемый участок необходимо оградить, установить на ограждении знаки безопасности, а в ночное время – осветить. Расстояние между ограждением и контуром прогреваемого участка должно быть не менее 3 м. Пребывание работников и других лиц на прогреваемом участке не допускается. После каждого перемещения электро-



Механическое повреждение кабельной линии при производстве земляных работ



Работы, проводимые с нарушениями: отсутствует ограждение, не обеспечена сохранность коммуникаций и безопасность людей

оборудования и перекладки электропроводки следует измерять сопротивление изоляции линий временного электроснабжения, проложенных к прогреваемым участкам. Необходимо также следить за тем, чтобы поверхность отогреваемого слоя от кабелей отделял слой грунта толщиной не менее 0,15 м. Оттаявший грунт следует отбрасывать лопатами. Применение ударных инструментов не допускается.

Производство раскопок землеройными машинами на расстоянии ближе 1 м от кабеля, а также использование отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта и землеройных машин для его выемки над кабелями на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта менее 0,3 м, не допускается. Дальнейшая выемка грунта должна производиться лопатами.

Применение ударных и вибропогружных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от кабелей.

На весь период работ со стороны исполнителя работ должен быть обеспечен надзор за сохранностью кабелей. Вскрытые кабели необходимо укреплять для предотвращения их провисания и защиты от механических повреждений. Открытые кабели и кабельные муфты укрепляются на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываются коробами таким образом, чтобы не происходило их смещение. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. На короба вывешиваются предупреждающие плакаты «СТОЙ! НАПРЯЖЕНИЕ». Для подвешивания кабелей запрещается использовать проложенные рядом кабели, трубопроводы и т.п. Перекладывать кабели и переносить кабельные муфты следует после отключения и заземления КЛ.

Приведенные требования являются основными. Их соблюдение позволит предотвратить несчастные случаи, а также исключить возникновение ситуаций, негативно влияющих на надежность снабжения потребителей электрической энергией.

А.Д. Зильберман, начальник Оршанского МРО филиала ГУ «Госэнергогазнадзор» по Витебской области

Новые издания

Стандарты ГПО «Белэнерго»:

- ✓ СТП 33240.10.406-19
«Нормы расхода химических реагентов для обработки циркуляционной воды на тепловых электростанциях»
- ✓ СТП 33240.10.410-19
«Нормы расхода этилового спирта для организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго»
- ✓ СТП 33240.10.412-19
«Нормы расхода реактивов и лабораторной посуды для химического контроля на тепловых электростанциях»

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

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОГО ПОВЕДЕНИЯ ПЕРСОНАЛА

По мнению специалистов, предпосылки к происшествию отличаются от самого происшествия лишь исходом, поэтому к ним следует относиться так же серьезно, как и к самим происшествиям. Если рассматривать инциденты на производстве по отдельности, каждый из них может показаться случайным и несущественным, но в совокупности они формируют общее представление о состоянии охраны труда и уровне травматизма на предприятии. Задача состоит в том, чтобы выявить причины этих инцидентов до того, как они перерастут в масштабную проблему.



И.Ф. КУРИЛОВИЧ,
заместитель директора филиала
«Учебный центр»
РУП «Гродноэнерго»

Человеческий фактор

Согласно исследованиям в области безопасности труда, на каждый несчастный случай на рабочем месте с тяжелыми последствиями приходится 29 легких травм и 300 потенциально опасных происшествий без последствий.

Международная практика в области обеспечения безопасности труда свидетельствует о том, что главной причиной несчастных случаев на рабочем месте являются, как правило, небезопасные действия самого пострадавшего (88 %).

Специалистам по охране труда, как и руководителям предприятий, знакома ситуация, когда полная ответственность за происшествие, вне зависимости от правомерности действий работника, полностью возлагается на работодателя. Так бывает практически всегда, если случай имел смертельный исход.

Между тем в происшествии виноваты все: работник – в большей степени, потому что пренебрег риском и правилами; его непосредственный руководитель – потому что не обеспечил соответствующие условия для выполнения работы безопасным способом и необходимый контроль; работодатель – так как должным образом не проконтролировал исполнение лицами, ответственными за обеспечение безопасных условий труда, их прямых обязанностей.

Следует отметить, что руководители иногда не представляют реального положения дел и, соответственно, не принимают мер к устранению ведущих к травматизму и авариям недостатков как в организации, так и в применяемой технологии работ. В то же время рядовой персонал в силу непосредственного участия в производственном процессе в большей мере владеет такой информацией, но обычно его мнения никто не спрашивает.

Культура безопасного поведения персонала

Основная цель работы в области охраны труда – формирование такого уровня **личной и коллективной ответственности**



В.А. ГОНЧАР,
начальник сектора
психологического обеспечения
филиала «Учебный центр»
РУП «Гродноэнерго»

ности, при котором сознательное нарушение требований охраны труда или небезопасное поведение были бы просто немыслимы. Каждый работник, независимо от должности, должен четко осознавать, как его действия и решения могут повлиять на безопасность всего коллектива.

Специалисты считают, что культура безопасного поведения на производстве зависит не только от профессиональных знаний, навыков и способностей, но и в значительной мере от мотивов поведения работника. Это влияние наглядно представляет кривая эволюции культуры безопасности (кривая Брэдли, рис. 1). Данная модель была разработана в 2009 году американской компанией DuPont для оценки текущего состояния безопасности и визуализации ориентиров его улучшения.

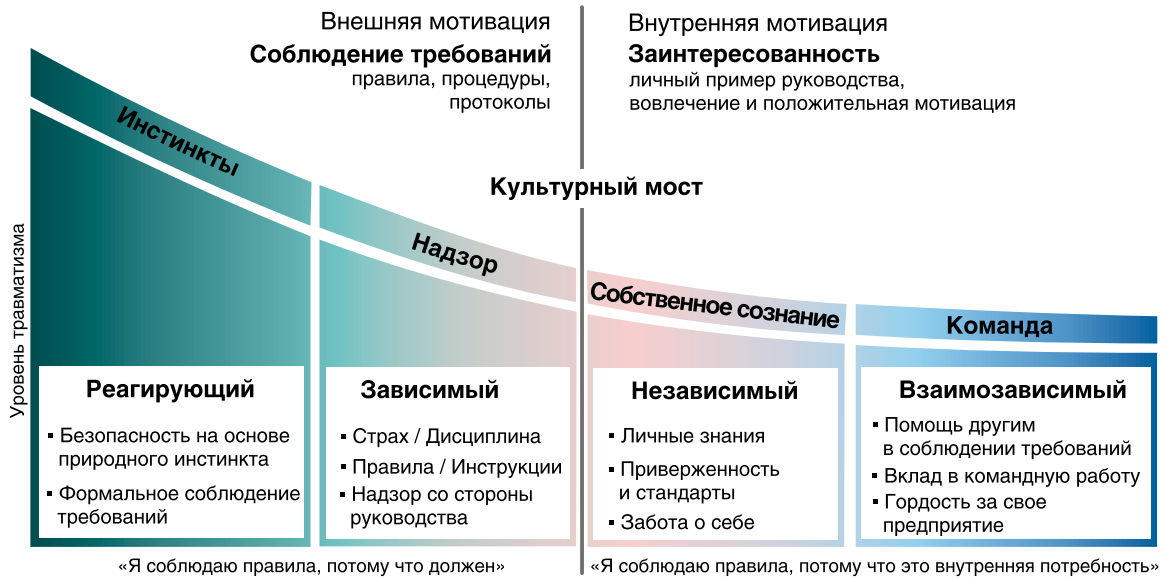


Рис. 1. Кривая безопасности Брэдли

Исследования, проведенные компанией, выявили прямо пропорциональную зависимость между культурой безопасности и ее показателями.

Первый, так называемый **реагирующий уровень** поведения характеризуется тем, что работники придерживаются правил безопасности в силу природных инстинктов. Второй, **зависимый уровень** предполагает, что требования по охране труда соблюдаются исключительно в случае надзора, например, работник начинает приводить в порядок средства индивидуальной защиты, если видит руководителя или представителя службы охраны труда. Обеспечить достаточный уровень безопасности труда позволит выход на следующий, **независимый уровень**. Он характеризуется тем, что работники руководствуются не инстинктами или страхом наказания, а сознанием: они убеждены в важности стандартов охраны труда и заботятся не только о своей безопасности, но и о безопасности тех, кто работает рядом. Они могут сделать замечание или даже остановить работу коллеги в случае нарушения им правил техники безопасности. Для четвертого, **взаимозависимого уровня** характерна командная работа, в которой заинтересованы и задействованы абсолютно все работники предприятия. На этом уровне основными мерами профилактики производственного травматизма становятся оптимизация межличностных отношений, приобретение навыков эффективного общения и достижения взаимопонимания.

Таким образом, кривая Брэдли показывает: чем больше общих усилий затрачено на обеспечение безопасных условий труда и обучение персонала, тем меньше вероятность несчастных случаев. Если персонал заботится о своей безопасности не только под влиянием природных инстинктов и надзора руководства, но и проявляет личную активность, навыки командной работы, то уровень безопасности труда значительно повышается.

Неприятная правда состоит в том, что для работника, как правило, наиболее эффективным мотиватором является страх перед наказанием, что согласно кривой Брэдли соответствует зависимому уровню. В комплексе мер, направленных на корректировку поведения работников и предупреждение ошибок, обусловленных человеческим фактором, домини-

руют мероприятия, невыполнение которых влечет дисциплинарные взыскания вплоть до увольнения. Между тем статистика свидетельствует, что такой подход не решает в полной мере проблему травматизма и аварийности. В этих условиях существенно возрастает значение психологических исследований, предметом которых является поведение персонала, его ошибки и их возможные причины.

Потребности человека как мотивационная составляющая поведения

В работе по развитию культуры безопасности и повышению внутренней мотивации, заинтересованности персонала в строгом соблюдении установленных регламентов важно учитывать доминирующие потребности личности работника. Наиболее широкое применение у исследователей в области охраны труда получила модель иерархии потребностей американского психолога А. Маслоу, положенная в основу диагностики скрытой мотивации персонала (рис. 2). Если потребности работающего человека на определенном уровне удовлетворены, они перестают играть роль мотивирующих факторов. Не удовлетворив потребности нижнего уровня, человек не может реализовать себя на более высоких уровнях.

Несмотря на свое несовершенство, модель А. Маслоу дает общее представление о мотивации действий человека и, в частности, формировании у него культуры безопасного поведения.

Согласно модели А. Маслоу, к нижнему уровню относятся **физиологические потребности**. При выстраивании работы с персоналом очень важно знать бытовые аспекты жизни работников. Если потребности в этой области не будут удовлетворяться и учитываться руководителем, работники не смогут демонстрировать высокие производственные показатели.

Следующей в иерархии идет **потребность в безопасности**. Работнику важно ощущать свою защищенность на предприятии не только в рамках охраны труда, но и в социальном отношении. На предприятии должны реализовываться различные поддерживающие программы, предусматривающие медицинское обслуживание, санаторное лечение, помощь

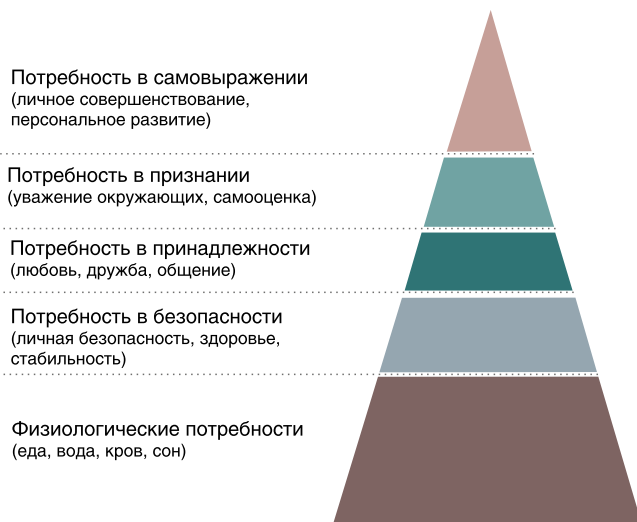


Рис. 2. Пирамида потребностей А. Маслоу

в случае болезни. Удовлетворение потребностей этого уровня обеспечивается созданием безопасных условий труда, наличием перспектив карьерного роста персонала.

Потребность в принадлежности реализуется в том случае, если работник чувствует себя полноправным членом трудового коллектива. Максимально эффективно ощутить и выразить эту принадлежность позволяет внеуродовая деятельность – спортивно-массовые мероприятия, совместные экскурсии с коллегами и т.д., то есть те формы работы, которые помогают каждому члену коллектива заявить о себе, проявить личные качества, продемонстрировать свою необходимость.

Важным мотивационным фактором является **потребность в признании**. Выполняя свои должностные обязанности, работник желает видеть уважительное отношение к своей профессиональной компетентности со стороны руководителя и коллег. Если его автономия и личная ответственность за качественное выполнение поставленных задач обеспечиваются должным образом, работа оказывается в зоне устремлений человека, а его самоидентичность развивается.

Потребность в самовыражении находится на самом вершине пирамиды потребностей. Каждый работник должен иметь возможность самовыражения посредством производственной деятельности. Для этого необходимо побуждать персонал к максимальной вовлеченности в трудовой процесс и процесс управления производством. Необходимо выстраивать эффективную систему повышения квалификации персонала, поощрять новаторские предложения, позволяющие повысить качество труда.

Необходимым условием эффективности мотивационного механизма является мониторинг доминирующих потребностей персонала и использование результатов этого мониторинга в работе по обеспечению безопасности труда.

Развитие культуры безопасности труда в рамках профессиональной подготовки

При построении организационной структуры развития безопасности труда рекомендуется учитывать правила «нулевого травматизма», концепция которого была разработана Международной ассоциацией социального обеспечения (МАСО). Пра-

вила сформулированы как руководство к действию для специалистов и руководителей предприятий в целях снижения травматизма:

1. Стать лидером по соблюдению правил безопасности труда на своем личном рабочем месте; руководителю – наглядно показывать пример своим подчиненным.

2. Выявлять угрозы, оценивать и контролировать риски. Важно не только предотвращать производственные аварии, но и ликвидировать потенциальные угрозы, факторы риска.

3. Определить приоритеты и поставить ясные, конкретные цели в области охраны труда на конкретном предприятии, установить сроки реализации этих целей.

4. Построить полноценную систему безопасности и гигиены труда, обеспечить бесперебойную работу всех элементов этой системы.

5. Сделать рабочее место вторым домом – безопасным, удобным, комфортным и привлекательным благодаря интересной работе.

6. Повышать профессиональные навыки работников, их квалификацию и на основе этого прививать культуру безопасного поведения.

7. Ориентироваться на внутренние ресурсы: активно вовлекать работников в процесс охраны труда, поощрять за рациональные предложения и другие полезные разработки.

Остановимся на шестом правиле, предусматривающем обучение и развитие культуры безопасности труда в рамках непрерывного профессионального обучения персонала.

В настоящее время непрерывное профессиональное обучение работников может эффективно проводиться как на рабочем месте без отрыва от производства, так и в Учебном центре РУП «Гродноэнерго». Если в первом случае проще организовать работников, нет необходимости в дополни-

Руководители, специалисты (8–10 часов)	
Система управления охраной труда в РУП «Гродноэнерго»	
Реализация государственной политики в области охраны труда. Анализ производственного травматизма	
Правила и инструкции о расследовании и учете несчастных случаев на производстве	
Соблюдение правил пожарной безопасности в структурных подразделениях РУП «Гродноэнерго»	
Идентификация опасностей, оценка рисков и определение мер управления	
Психология безопасности труда	
Оказание первичной помощи при травмах, ранениях и неотложных состояниях	

Рис. 3. Темы занятий для руководящих работников и специалистов, включенные в раздел дисциплины «Охрана труда»

тельных расходах на командирование слушателей, то преимуществом второго варианта является более широкий спектр получаемых профессиональных знаний, в том числе в области охраны труда. Кроме того, в Учебном центре обучение основано на актуальной законодательной базе, как правовой, так и технической, при этом используются современные методики обучения и привлекаются опытные преподаватели.

В процессе обучения преподаватели делают акцент на формирование коллективной установки на безопасный труд.

Среди основных направлений обучения руководящих работников и специалистов, помимо актуальных профессиональных вопросов, – обучение лидерству, в том числе в области охраны труда, методам инструктирования рабочих, способам безопасного ведения работ, общим принципам безопасности производства (рис. 3).

Обучение рабочих направлено на профессиональное овладение безопасными методами и приемами работ, изучение технологических карт, а также на вовлечение рабочих в процесс управления охраной труда (рис. 4).

Психологическое сопровождение учебного процесса

В рамках профессионального обучения Учебным центром проводятся занятия по психологическому сопровождению персонала, которые включают профилактические, просветительские и коррекционные мероприятия.

Среди основных задач психологического сопровождения можно выделить следующие:

- формирование и поддержание на необходимом уровне психологических профессионально важных качеств работников;
- обеспечение личностного и профессионального роста, повышение психологической компетентности работников.

Эти задачи реализуются в формате коррекционных психологических тренингов с персоналом предприятия (рис. 5).

Так, **тренинг формирования безопасного поведения при работе с опасным фактором** направлен на то, чтобы заложить основы соответствующих убеждений, создать установку на выполнение требований безопасности.

Тренинг формирования внутренней мотивации к профессиональной деятельности предусматривает развитие навыков осознания своих сильных личностных и профессиональных сторон, поиск внутренних ресурсов для осуществления поставленных задач.



Рис. 5. Коррекционные психологические тренинги

Рабочие профессии (20 часов)	
Основы законодательства по охране труда	
Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ	
Техника безопасности при эксплуатации электроустановок	
Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках	
Пожарная безопасность	
Способы освобождения пострадавшего от действия электрического тока	
Психология безопасности труда	
Оказание первичной (доврачебной) помощи пострадавшим	
Отработка практических навыков по оказанию первой помощи на тренажере сердечно-легочной и мозговой реанимации	
Компьютерный контроль знаний. Программа «Экзамен»	

Рис. 4. Темы занятий для рабочих профессий, включенные в раздел дисциплины «Охрана труда»

Тренинг организации дисциплины в рабочем коллективе направлен на развитие и формирование навыков самоконтроля и самоорганизации, чувства ответственности, умения контролировать свои поступки и руководствоваться правилами и требованиями, принятыми на предприятии.

В современном процессе профессионального обучения коррекционные психологические тренинги стали эффективным инструментом формирования культуры безопасности труда, повышения уровня производственной безопасности персонала и совершенствования деятельности в сфере охраны труда на предприятиях.

Выводы

1. Развитие культуры безопасного поведения персонала – это совместная работа с участием каждого члена коллектива. Основная цель этой работы – формирование личной и коллективной ответственности за обеспечение безопасности на производстве.

2. Одной из центральных функций развития культуры безопасного поведения является мотивация, поэтому в работе по развитию у персонала заинтересованности в строгом соблюдении требований безопасности труда важно учитывать доминирующие личностные потребности работников.

3. Профессиональное обучение персонала, включающее психологическое сопровождение, способствует повышению вовлеченности работников в обеспечение безопасности на всех уровнях.

РЕНТАБЕЛЬНО ЭФФЕКТИВНО НАДЁЖНО



Новейшее поколение насосов KSB для СТОЧНЫХ ВОД

УНП 191759977

Идеальное сочетание незасоряемых рабочих колес и высокоэффективных двигателей KSB позволяет насосам серий Amarex KRT и Sewatec добиться максимальной эффективности.

► 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



ОТДЕЛЬНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Современные технологии позволяют с максимальной результативностью использовать каждую минуту, затраченную на производство продукции. Повышение эффективности технологических процессов имеет свою цену: в 2019 году мировое потребление ископаемых видов топлива увеличилось почти вдвое по сравнению с 1980-м. Эксперты полагают, что в условиях ограниченного количества традиционных энергоресурсов решить глобальную проблему энергообеспечения могут возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Между тем их широкое использование связано с определенными рисками, в том числе экономическими.



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

Энергетическая рентабельность определяется отношением количества энергии, полученной из определенного ресурса, к энергии, затраченной на создание (добычу) этого ресурса. Если для конкретного ресурса показатель меньше либо равен единице, такой ресурс переходит в разряд «поглотителя» энергии и не должен использоваться в качестве первичного энергоисточника. Отличительной особенностью ВИЭ является крайне низкая энергетическая рентабельность. С этой точки зрения возобновляемые источники не могут быть достойной альтернативой таким природным ископаемым, как газ, нефть, уголь. Кроме того, ВИЭ сильно зависят от колебаний климата. Вместе с тем ухудшение экологической ситуации в мире и истощение недр вынуждают разрабатывать новые подходы к выработке и потреблению энергетических ресурсов.

В 2019 году в мировом научном сообществе активно обсуждался опубликованный в журнале Bioscience документ [1], в котором описывались шесть шагов человечества по преодолению грядущего глобального экологического кризиса. Некоторые из этих шагов напрямую связаны с особо острыми проблемами в мировом энергетическом секторе. В частности, изложенная в Bioscience энергетическая стратегия предпола-

гает максимально возможное ускорение перехода на ВИЭ, консервацию оставшихся в недрах энергоресурсов, отмену субсидий и повышение налогов для предприятий, потребляющих ископаемые углеводороды. Эксперты также предлагают повышать качество воздуха путем сокращения выбросов CO₂, метана, гидрофторуглеродов и восстанавливать количество естественных поглотителей CO₂, например лесов.

Аналитическое агентство Wood Mackenzie оценило ход реализации национальных планов стран Евросоюза по переходу к возобновляемой энергетике по состоянию на конец 2019 года. Эксперты дали заключение, что многие государства уже достигли поставленных целей и продвинулись далее [2] (рис. 1). Уже к 2030 году большая часть потребности европейского континента в электроэнергии будет покрываться за счет ВИЭ, заявляет GTM – медиаобозреватель и исследователь электроэнергетического рынка [3].

Вместе с тем при использовании энергии ветра, солнца и воды энергетики всего мира сталкиваются со следующими проблемами:

- высокие затраты на передачу и хранение энергии: расстояние между местами выработки и потребления, как правило, больше, чем при традиционной генерации;
- высокая стоимость утилизации ветротурбин и солнечных батарей: зачастую затраты энергии на переработку материалов, из которых сделаны установки ВИЭ, превышают затраты на первоначальную добычу сырья для их изготовления;
- сезонность выработки на ВИЭ: чтобы нивелировать неравномерность зеленой генерации, связанную с климатическими условиями, необходимо применение огромного количества аккумуляторов и кардинальная перестройка системы электропотребления;

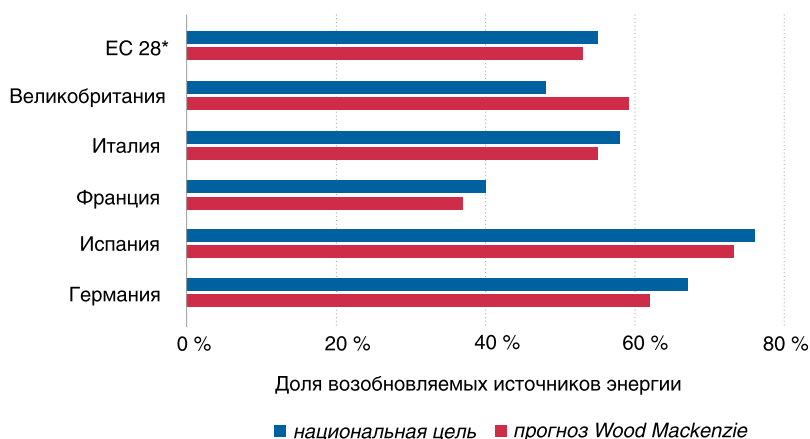


Рис. 1. Доля ВИЭ в энергетическом балансе Евросоюза к 2030 году

По мнению экспертов, решению данных проблем могут способствовать следующие меры:

1. Разработка и внедрение более эффективных технических и экономических решений, способствующих повышению энергетической рентабельности зеленых энергоисточников за счет увеличения КПД генераторных установок, упрощения техпроцесса, применения материалов, которые можно в последующем перерабатывать и применять в производстве аналогичных устройств. Переход к массовому производству устройств для генерации электрической энергии с использованием ВИЭ (ветроустановок, солнечных панелей, оборудования для геотермальных электростанций) в результате позволит снизить себестоимость единицы оборудования.

2. Повышение емкости аккумуляторов. В частности, профессор Техасского университета в г. Остине (США) Джон Гуденаф с командой коллег разработал новый тип твердотельных аккумуляторов, которые могут хранить в 5–10 раз больше энергии, чем литий-ионные батареи. Появления промышленных образцов стоит ожидать через 8–10 лет [4]. Активные исследования ведутся и в области разработки графеновых технологий. Например, графеновый аккумулятор емкостью 6000 мА·ч – реальность сегодняшнего дня. Он заряжается всего за 20 мин [5]. Тенденцию в этой сфере можно проследить на примере развития аккумуляторных батарей для мобильных телефонов (рис. 2). Современный телефон имеет емкость в 7 раз выше, чем гаджет 2000 года. Зеленая линия на рисунке показывает общий тренд – емкость батарей растет экспоненциально.

Аналитическое агентство Bloomberg прогнозирует рост объемов систем хранения к 2040 году в 122 раза [6]. Аккумуляторы, обладающие высокой емкостью и малыми потерями при длительном хранении электрической энергии, в перспективе позволят обеспечить электроэнергией каждого потребителя при прохождении максимумов нагрузки и критическом изменении погодных условий.

3. Применение энергоснабжающими организациями специализированного программного обеспечения (ПО) «фронтенд» и «бэкенд» при распределении энергетических ресурсов для физических и юридических лиц. Предполагается, что применение ПО, позволяющего в реальном времени автоматически регулировать график нагрузки энергосистемы, уже сегодня может стать глобальным шагом в направлении массового применения зеленых энергоисточников.

4. Разработка новых идеологических и практических подходов к сбору и утилизации отходов. Этот шаг позволит снизить потребление ископаемых ресурсов. Кроме того, использование ресурсов (в том числе топливных), получаемых при утилизации отходов, зачастую финансово выгоднее их добычи.

Комплексная реализация перечисленных мер позволит обеспечить переход к ВИЭ как основному энергетическому ресурсу. Между тем путь от разработки технических решений (аккумуляторов высокой емкости, высокоэффективных генераторов зеленой энергии и др.) до их появления на глобальном рынке достаточно длителен – первые промышленные образцы начнут поступать в продажу не раньше 2025 года [4]. В связи с этим сегодня наиболее рациональным методом подготовки Белорусской энергосистемы к увеличению доли ВИЭ в электроэнергетическом балансе, по мнению автора, представляется внедрение ПО, способного производить сбор данных о потреблении электрической энергии целевой аудиторией с последующим их анализом, а также вести онлайн-монито-

ринг текущего потребления. В развитых странах сбор таких данных ведется с использованием информационных сервисов – приложений или сайтов, которые также систематизируют информацию о пользователях и их энергопотреблении. Отслеживание нужд потребителей и их готовности использовать энергоресурсы по определенному графику позволит сформировать необходимый массив данных для последующего запуска и работы в номинальном режиме системы динамического регулирования нагрузки.

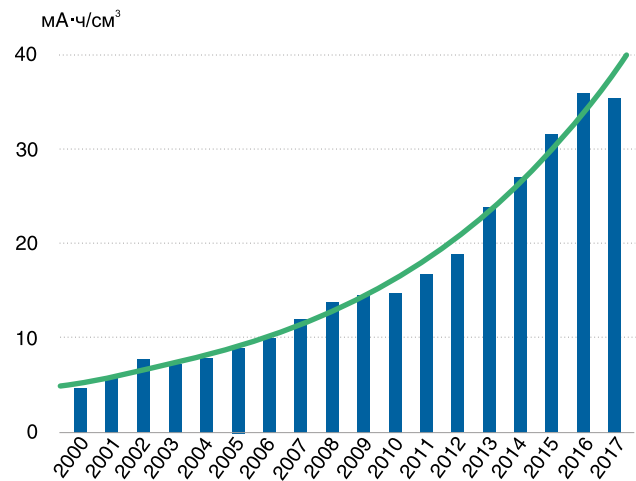


Рис. 2. Динамика развития аккумуляторов в мобильных телефонах

Заключение

В условиях дальнейшего экстенсивного развития науки и техники использование ВИЭ является наиболее приемлемым способом обеспечить человечество энергией в ближайшем будущем. Переход к эксплуатации зеленых технологий – длительный и дорогостоящий процесс, направленный на предотвращение глобального экологического кризиса. Его успешное завершение требует оптимизации всех сфер деятельности современного общества и глубокого изучения мирового опыта использования ВИЭ.

Список литературы

1. Ripple, William J. *World Scientists' Warning of a Climate Emergency* / William J. Ripple, Christopher Wolf, Thomas M. Newsome, Phoebe Barnard, William R. Moomaw // *BioScience*. – 05.11.2019. – С. 1–5.
2. Wood Mackenzie – аналитическое агентство [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.woodmac.com/>. – Дата доступа: 17.11.2019.
3. GTM – медиаобозреватель и исследователь электроэнергетического рынка [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.greentechmedia.com/>. – Дата доступа: 17.11.2019.
4. Хабр – ресурс для IT-специалистов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://habr.com/>. – Дата доступа: 21.11.2019.
5. Kickstarter – мировая краудфандинговая платформа [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kickstarter.com/>. – Дата доступа: 22.04.2019.
6. Bloomberg – аналитическое агентство [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.Bloomberg.com/>. – Дата доступа: 22.11.2019.
7. Фурсанов, М.И. Динамическое управление нагрузкой энергосистемы / М.И. Фурсанов, П.А. Сазонов // *Энергетическая стратегия*. – 2019. – № 6. – С. 23–25.

О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ТЕХНИЧЕСКИЕ КОДЕКСЫ УСТАНОВИВШЕЙСЯ ПРАКТИКИ

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 8 января 2020 года № 2 утверждены Изменение № 2 ТКП 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и Изменение № 2 ТКП 459-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей». Данные изменения вводятся в действие с 10 марта 2020 года.

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

Изменение № 2 ТКП 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и Изменение № 2 ТКП 459-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» разработаны с целью уточнения требований ТКП 458 и ТКП 459.

В связи с проведенной в 2019 году реорганизацией органов госэнергонадзора и созданием государственного газового надзора по всему тексту **ТКП 458** наименование органа госэнергонадзора изложено в новой редакции.

В **разделе 1** ТКП 458 скорректирована область применения ТКП: его требования следует применять при проектировании и эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей, при организации и выполнении строительных, монтажных, наладочных и ремонтных работ.

В **разделе 2** «Нормативные ссылки» ряд ссылок заменен в связи с выходом новых технических нормативных правовых актов (ТНПА):

- ТКП 45-4.01-319-2018 (33020) «Системы внутреннего водоснабжения и канализации зданий. Строительные нормы проектирования»;
- ТКП 45-4.02-323-2018 (33020) «Тепловая изоляция оборудования и трубопроводов. Строительные нормы проектирования»;
- ТКП 45-4.02-322-2018 (33020) «Тепловые сети. Строительные нормы проектирования»;
- ГОСТ 8.586.2-2005 (ИСО 5167-2:2003) «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования»;
- ГОСТ 12.4.026-2015 «Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»;
- ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».

Кроме того, раздел 2 ТКП 458 дополнен ссылками на ГОСТ 2.601-2013 «Единая система конструкторской доку-

ментации. Эксплуатационные документы» и ГОСТ 2.610-2006 «Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов».

Упоминания вышеуказанных ТНПА по всему тексту ТКП 458 (пункты 11.4, 11.19, 11.31, 11.35, 11.58, 12.8, 29.21) приведены в соответствие с новыми наименованиями.

Основным нововведением ТКП-458 является корректировка требований, касающихся возможности обслуживания теплоустановок и тепловых сетей потребителей по договорам с иными (сторонними) организациями.

Пункт 4.5 теперь изложен в новой редакции: допускается эксплуатация теплоустановок и тепловых сетей с соблюдением ТКП 458, ТКП 459 и других ТНПА по договорам с организациями или с индивидуальными предпринимателями, оказывающими услуги по обслуживанию теплоустановок и тепловых сетей, проведению ремонтных и наладочных работ, испытаний, работ с приборами учета тепловой энергии. Обслуживающая организация должна иметь персонал соответствующей квалификации, знающий обслуживаемое оборудование и схемы теплоснабжения обслуживаемых объектов. При этом обязанности лица, ответственного за тепловое хозяйство на обслуживаемых объектах потребителей, могут исполняться лицом из числа работников обслуживающей организации.

Ранее данный пункт ТКП 458 допускал возможность эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей по договорам со специализированными организациями. При этом согласно п. 2 ст. 14 Налогового кодекса Республики Беларусь от 19 декабря 2002 года № 166-З под организациями понимаются:

- юридические лица Республики Беларусь;
- иностранные и международные организации, в том числе не являющиеся юридическими лицами;
- простые товарищества (участники договора о совместной деятельности, кроме участников договора консорциального кредитования).

Таким образом, редакция ТКП 458 до внесения изменений не допускала заключения договоров на эксплуатацию теплоустановок и тепловых сетей с индивидуальными предпринимателями. Между тем значительное количество потребителей

тепловой энергии выступали за отмену данной нормы, справедливо полагая, что в ряде случаев работы по обслуживанию теплоустановок и тепловых сетей могут выполняться индивидуальными предпринимателями. Аргументом в пользу такого изменения была также возможность заключения с индивидуальным предпринимателем договора на обслуживание электроустановок, предусмотренная ТКП 181-2009 (02230) «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей».

Кроме того, в вышеуказанном пункте ТКП 458 с целью исключения различных трактовок его требований теперь не используется термин «специализированная организация» (его определение в ТКП отсутствует).

Отдельно необходимо отметить, что при заключении договора на эксплуатацию теплоустановок и тепловых сетей с ин-

дивидуальными предпринимателями необходимо обеспечить безусловное соблюдение требований ТКП 459 в части безопасности при выполнении работ (ряд работ не допускается производить единолично).

В ТКП 459 внесены незначительные изменения:

- в **разделе 1** скорректирована область применения ТКП – его требования следует применять при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей, при организации и выполнении строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ и испытаний;
- **раздел 2** «Нормативные ссылки» дополнен ссылками на упомянутые выше ГОСТ 2.601-2013 и ГОСТ 2.610-2006, а также на ГОСТ 12.0.002-2014 «Система стандартов безопасности труда. Термины и определения».

О ВВЕДЕНИИ В ДЕЙСТВИЕ НОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ К ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОРФЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Комментарии к ТКП 640-2019 (33240)

С 1 февраля 2020 года вводится в действие ТКП 640-2019 (33240) «Предприятия торфяной промышленности. Пожарная безопасность. Нормы проектирования и правила устройства», утвержденный постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 18 ноября 2019 года № 38. Соблюдение требований технического кодекса является обязательным для организаций, входящих в систему Министерства энергетики.

В.В. КАРПЕНКО,
начальник отдела научных исследований
ГП «НИИ Белгипрогаз»

Необходимость разработки новых требований к пожарной безопасности предприятий торфяной промышленности обусловлена тем, что до недавнего времени при проектировании объектов торфодобывающих и торфоперерабатывающих предприятий, включая поля добычи фрезерного торфа, в части обеспечения противопожарной безопасности проектировщики вынуждены были приспосабливаться к конкретным проектным решениям, нормам общего характера либо требованиям к объектам других отраслей экономики (аналогичным видам технологического оборудования) с соответствующим обоснованием такого применения норм.

Ранее действовавшие Правила пожарной безопасности Республики Беларусь для предприятий торфяной промышленности (ППБ 2.23-2004) и позднее заменившие их Правила пожарной безопасности Республики Беларусь (ППБ 01-2014) содержали в основном требования в области промышленной эксплуатации

зданий и сооружений предприятий торфяной промышленности и практически не отражали вопросы устройства этих объектов, связанные с обеспечением пожарной безопасности. Кроме того, ряд требований в этих нормативно-технических документах (НТД) длительное время не пересматривался и устарел.

Принимая во внимание вышеизложенное, был разработан ТКП 640-2019 (33240) «**Предприятия торфяной промышленности. Пожарная безопасность. Нормы проектирования и правила устройства**». В документе систематизированы, обобщены, скорректированы и узаконены специфические требования к обеспечению пожарной безопасности при проектировании объектов на предприятиях торфяной промышленности. ТКП согласован с Министерством архитектуры и строительства Республики Беларусь, Министерством по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, другими заинтересованными ведомствами и организациями.

В кодекс вошли те требования к обеспечению пожарной безопасности зданий и сооружений торфопредприятий, которые учитывают специфику торфяной промышленности не могли быть выработаны исходя из опыта других отраслей экономики. Кроме этого, в ТКП были включены нормы, нормативы и требования к обеспечению пожарной безопасности, пересмотренные с учетом современного технического уровня автоматических средств контроля, сигнализации и тушения пожаров на промышленных объектах.

Концептуально ТКП 640 состоит из четырех основных разделов:

- «Поля добычи торфа»;
- «Противопожарное водоснабжение полей добычи торфа»;
- «Полевые базы»;
- «Здания и сооружения торфобрикетных и торфоперерабатывающих цехов».

В разделе «**Поля добычи торфа**» устанавливаются нормы проектирования, обеспечивающие пожарную безопасность полей добычи торфа в процессе эксплуатации.

При проектировании полей добычи фрезерного торфа торфопредприятию отводится в границах землеустроительного дела (границах проекта) участок торфяного месторождения, на котором должны быть предусмотрены сооружения, необходимые для обеспечения регламентного технологического режима добычи фрезерного торфа: технологические проезды, железнодорожные пути узкой колеи, площадки складирования древесины, а также неэксплуатируемые участки и т.п.

Система противопожарных мероприятий должна включать создание противопожарного разрыва. Чем больше его ширина при сохранении площадей, занимаемых другими сооружениями, тем меньше площадь участка, на котором ведется добыча торфа (площадь брутто). Соответственно, при прочих равных условиях увеличение ширины противопожарного разрыва может привести к снижению добычи торфа. В свою очередь, это повлечет недовыпуск продукции и потерю выручки торфопредприятием.

Поэтому для увеличения объемов добычи фрезерного торфа и снижения его себестоимости важно принимать наиболее оптимальный размер противопожарного разрыва, который, с одной стороны, отвечал бы требованиям пожарной безопасности при эксплуатации полей добычи торфа, а с другой – обеспечивал максимально возможную площадь нетто добычи.

Согласно ППБ 2.23-2004 ширина противопожарного разрыва с вырубкой хвойного леса должна была составлять 75–100 м. После отмены этого документа другие нормативы не были установлены. В процессе разработки ТКП 640 был выполнен ряд расчетов для определения зависимости экономических показателей добычи торфа от ширины противопожарных разрывов в 20, 50, 75 и 100 м. Результаты вычислений показали, что оптимальная ширина составляет 20–50 м. При дальнейшем ее увеличении потери торфопредприятий в виде неизвлеченного объема торфа значительно возрастают: например, при ширине противопожарного разрыва 100 м эти потери в зависимости от площади месторождения могут составить от 30 % до 50 % разведанных запасов. Так, на месторождении Бабел при среднем расходе 1,85 т торфа условной влажностью 40 % на производство 1 т торфобрикета (средняя цена на период расчетов – 60 руб.) неизвлеченные объемы торфа при увеличении ширины противопожарного разрыва с 50 до 75 м составили бы 104,3 тыс. т, а недополученная предприятием выручка от реализации торфобрикета – около 3,5 млн руб.

В целях обеспечения требований пожарной безопасности, с одной стороны, и минимизации финансовых потерь торфопредприятий, с другой, с МЧС Республики Беларусь была согласована оптимальная величина противопожарного разрыва на внешней границе обводного канала вокруг полей добычи торфа. Она должна составлять не менее:

- 50 м до границ лесного массива хвойных и смешанных пород;
- 20 м до границ лесного массива лиственных пород.

Предусмотрена вырубка хвойной, лиственной и смешанной растительности на противопожарных разрывах, отделяющих производственные площади от лесных массивов. Со стороны прилегающего кустарника и мелколесья противопожарный разрыв не проектируется.

В данном разделе также указаны геометрические параметры ограждающих каналов и их месторасположение по отношению к противопожарным разрывам, установлены требования к проектированию мест складирования древесины и пней и ограждению этих мест минерализованными полосами и водоотводящими каналами.

Документ регламентирует количество наблюдательных вышек, необходимых для контроля за состоянием торфяных месторождений. Поскольку самые большие площади эксплуатируемых в настоящее время месторождений в среднем составляют до 500 га и не превышают 800 га, на каждом из них достаточно установить одну наблюдательную вышку, с которой может обозреваться территория площадью до 8–15 тыс. га.

Приложением А для учета в сметной документации исходя из размера разрабатываемых площадей установлено количество пожарных автомобилей и вспомогательной техники, которые должны быть приобретены для обеспечения возможного тушения пожаров на полях добычи торфа.

В разделе «**Противопожарное водоснабжение полей добычи торфа**» приведены нормы, нормативы и требования к противопожарному водоснабжению, которые следует применять при проектировании полей добычи торфа. До настоящего времени проектировщики использовали ряд рекомендаций, изложенных в «Руководстве по проектированию и изысканиям объектов мелиоративного и водохозяйственного строительства в Белорусской ССР», разработанном в 1985 году институтом «Белгипроводхоз», а также в более ранних документах. Указанный раздел, по существу, является результатом обобщения части норм, нормативов и требований, применявшихся прежде в торфяной промышленности БССР и применяемых в настоящее время в ряде зарубежных стран (Российская Федерация, Литва, Эстония, Украина). При этом была учтена установившаяся практика применения этих требований на торфопредприятиях Республики Беларусь.

В разделе систематизированы требования к проектированию водоисточников для противопожарного водоснабжения (с определением их параметров и условий бесперебойного функционирования), насосных станций противопожарного водоснабжения и пожарных водоемов. В приложении Б приведены нормы сезонного запаса воды и ее часового расхода при тушении пожаров на полях добычи фрезерного торфа.

Раздел «**Полевые базы**» регулирует расстояние между полевыми базами и границами полей добычи торфа, которое ранее не нормировалось. В настоящее время полевые базы проектируются по типовым решениям, предусматривающим их строительство из набора блок-контейнеров. Согласно перечню типовых решений полевые базы не несут производственных



Линии подачи фрезерного торфа в котельную филиала «Торфобрикетный завод «Сергеевичское» УП «МИНГАЗ»

функций, в большей степени являясь вспомогательными подразделениями, обслуживающими основное производство. В связи с этим расстояние полевых баз от границ полей добычи торфа следует принимать не менее 50 м. Увеличение этого расстояния влечет повышение затрат на дополнительный отвод земли под проезды к полевой базе от полей добычи и в ряде случаев компенсационных выплат на удаление растительности на отведенных землях.

При размещении в составе полевых баз топливозаправочных пунктов их следует проектировать в соответствии с ТКП 253-2010 (02300) «Автозаправочные станции. Пожарная безопасность. Нормы проектирования и правила устройства».

В разделе **«Здания и сооружения торфобрикетных и торфоперерабатывающих цехов»** в основном даются ссылки на конкретные НТД, которые следует применять при проектировании соответствующих объектов торфяной промышленности. В частности, ряд норм проектирования объектов торфобрикетных и торфоперерабатывающих производств нашли отражение в ТКП 45-2.02-315-2018 (33020) «Пожарная безопасность зданий и сооружений. Строительные нормы проектирования», введенном в действие в период разработки ТКП 640. С учетом этого в разделе приведены конкретные требования только для проектирования эвакуационных выходов из конвейерных галерей, которые несколько отличаются от аналогичных объектов, например, в промышленности строительных материалов, калийной промышленности, на ТЭС и т.д.

Наряду с нормами проектирования, вошедшими в этот раздел, требуется дальнейшая проработка с последующим включением в ТКП 640 ряда норм, учитывающих специфику торфяной промышленности и не получивших отражения в действующих технических нормативно-правовых актах. Одной из таких норм является обеспечение пожарной безопасности при эксплуатации транспортных галерей подачи фрезерного торфа из приемных бункеров в брикетные цехи и котельные предприятий торфяной промышленности.

Согласно ТКП 45-2.02-315 смежные помещения с разной степенью огнестойкости должны разделяться противопожарными стенами 1-го типа, не предусматривающими наличия технологических проемов, в том числе для транспортирования. Перемещение фрезерного торфа из одного помещения в другое по ленточному конвейеру может осуществляться беспрепятственно только в том случае, если эти помещения имеют одинаковую категорию по взрывопожарной и пожарной опасности. Иными словами, такая возможность будет обеспечиваться только при одинаковой степени огнестойкости транспортных галерей фрезерного торфа и помещений брикетных цехов и котельных, к которым примыкают эти галереи.

Однако сегодня в республике немало торфобрикетных предприятий, которые были построены более 50–60 лет назад в соответствии с требованиями действовавших в то время СНиП II-Г.9-65, СН 350-66 и СНиП II-A.5-62. В этих НТД указанные нормы по пожаробезопасности отсутствовали. Между тем доведение степени огнестойкости галерей, примыкающих к зданиям и сооружениям, до степени огнестойкости этих зданий и сооружений в рамках модернизации или реконструкции торфопредприятий потребует существенных капитальных вложений, не всегда экономически оправданных.

Например, как показали расчеты, строительство новой линии подачи фрезерного торфа в котельную филиала «Торфобрикетный завод «Сергеевичское» УП «МИНГАЗ», обходящей противопожарную стену 1-го типа, потребует инвестиций в сумме 455 тыс. руб., тогда как устройство автоматической огнезащитной преграды конвейерного проема существующей линии через эту стену в качестве компенсирующего мероприятия обойдется примерно в 62 тыс. руб. Соответственно, себестоимость тепловой энергии при первом варианте модернизации вырастет на 5,5 %, а при втором – практически не изменится.

В процессе разработки ТКП 640 со специалистами МЧС Беларуси обсуждались возможные компенсационные мероприятия, реализация которых при разработке строительных проектов модернизации и реконструкции торфобрикетных предприятий, с одной стороны, обеспечивала бы требуемую пожарную безопасность этих предприятий, а с другой – позволяла бы сохранить существующую много лет структуру зданий и сооружений и технологические связи между ними. Это также позволило бы оптимизировать инвестиции на обеспечение требований пожарной безопасности. Однако подобные компенсирующие меры МЧС не согласовало, ссылаясь на то, что их технические аспекты и последствия реализации в процессе эксплуатации глубоко не изучены.

Поэтому проектировщикам в каждом конкретном случае придется согласовывать с Министерством строительства и архитектуры Республики Беларусь отступления от действующего ТКП 45-2.02-315 с указанием компенсирующих мероприятий, обеспечивающих пожарную безопасность объекта в процессе эксплуатации. Такой подход позволит оптимизировать объем капитальных вложений при проектировании объектов торфяной промышленности.

В целом же опыт практического применения в торфяной промышленности положений разработанного ТКП даст возможность более детально изучить воздействие на организацию противопожарной безопасности содержащихся в документе норм, нормативов и требований и, при наличии обоснований, подтвержденных установившейся практикой, проводить дальнейшую работу по совершенствованию ТКП 640.

НОВЫЕ ТРЕБОВАНИЯ К РАСЧЕТАМ ПРИРОДНЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Комментарии к ТКП 641-2019 (33240)

С 1 февраля 2020 года введен в действие ТКП 641-2019 (33240) «Линии электропередачи воздушные. Ветровые воздействия, гололедные нагрузки и ветровые воздействия при гололеде». Технический кодекс предназначен для применения при расчетах природных воздействий для вновь вводимых в эксплуатацию и вводимых в эксплуатацию после реконструкции ВЛ с целью обеспечения надежности и безопасности их работы. Приложением к ТКП являются карты климатического районирования Беларуси, предназначенные для использования при расчетах ветровых, гололедных и гололедно-ветровых нагрузок и выборе конструкций ВЛ.

В.П. ОРЛОВА,
главный специалист технического
отдела РУП «Белэнергосетьпроект»

Актуальность вопроса

Согласно действующим нормам, запроектированные строительные конструкции, в том числе ВЛ, должны обладать достаточной надежностью (способностью сохранять заданные эксплуатационные качества в течение определенного срока службы) с учетом степени ответственности проектируемого объекта. Существенное влияние на надежность ВЛ оказывают природные (климатические) воздействия (давление ветра на провода и опоры, масса и размеры гололедно-изморозевых отложений, температура воздуха).

До настоящего времени в практике проектирования применялся «временный вариант» карт климатического районирования территории Республики Беларусь по ветровым и гололедным нагрузкам на ВЛ с повторяемостью один раз в 25 лет. Эти карты создавались на основе данных метеорологических наблюдений за 1946–1988 годы [1, 2] и не отражают происшедшие с тех пор климатические изменения. Соответственно, расчеты ветровых, гололедных и гололедно-ветровых нагрузок с применением этих карт нельзя считать полностью достоверными.

По данным ГУ «Республиканский гидрометеорологический центр», с 1989 года начался период потепления, характеризующийся изменением параметров как ветра, так и гололедно-изморозевых отложений. Это потребовало пересмотра (актуализации) карт и совершенствования подходов и методик учета ветровых, гололедных и гололедно-ветровых нагрузок. В связи с этим в Республике Беларусь впервые был разработан технический нормативный правовой акт, устанавливающий требования к порядку определения используемых при проектировании ВЛ нормативных значений природных

воздействий, а также к построению карт климатического районирования территории Республики Беларусь. Документ предназначен для применения субъектами хозяйствования Республики Беларусь.

Содержание и структура технического кодекса

ТКП 641-2019 (33240) содержит требования в части определения воздействия на конструкции ветровых нагрузок, гололедно-изморозевых отложений и их сочетаний.

В качестве приложений в технический кодекс включены требования к методам обработки метеоданных для расчета нормативных значений климатических нагрузок и построения карт климатического районирования (приложение А), а также карты территории Беларуси с распределением нормативных районов по ветру, гололеду, гололедно-ветровой нагрузке, ветровому давлению при гололеде (приложения Б–Д соответственно). Приводятся также рекомендации по применению этих карт.

Технический кодекс содержит 6 разделов (с 2 рисунками и 18 таблицами) и 5 приложений (с 4 картами в масштабе 1:500 000 и 2 таблицами).

Требования к обработке метеоданных и учету особенностей местности

Для обеспечения достоверности карт климатического районирования и определения нормативных климатических нагрузок должны быть использованы данные инструментальных наблюдений за параметрами ветра и гололедно-изморозевых

отложений на действующих в Республике Беларусь метеостанциях (МС) с охватом не менее чем 30-летнего периода наблюдений (архивные метеоданные).

Техническим кодексом устанавливаются следующие требования.

Нормативные климатические нагрузки должны определяться по значениям скорости ветра (ветрового давления), толщине стенки гололеда, ветровой нагрузке при гололеде, скорости ветра при гололеде. При этом вероятность превышения не должна быть больше 0,4, что соответствует среднему периоду повторяемости один раз в 25 лет.

Для определения нормативных скоростей ветра необходимо использовать архивные данные срочных наблюдений¹ на МС за направлением и скоростью ветра по показаниям ветроизмерительных приборов. При этом должны использоваться метеоданные о скорости ветра с 10-минутным интервалом осреднения на высоте 10 м над поверхностью земли.

Для учета пиковых значений скорости ветра (порывов) следует использовать архивные метеоданные между-срочных наблюдений² за скоростью ветра; при определении нормативной толщины стенки гололеда – архивные данные наблюдений за видом, размерами и весом гололедно-изморозевых отложений на гололедном станке МС; при расчетах нормативной гололедно-ветровой нагрузки –

архивные данные наблюдений за видом, размерами гололедно-изморозевых отложений на гололедном станке, а также за скоростью и направлением ветра при этих отложениях.

Данные наблюдений на МС необходимо приводить к однородному виду и к условной ВЛ³, для которой определяются нормативные значения климатических нагрузок.

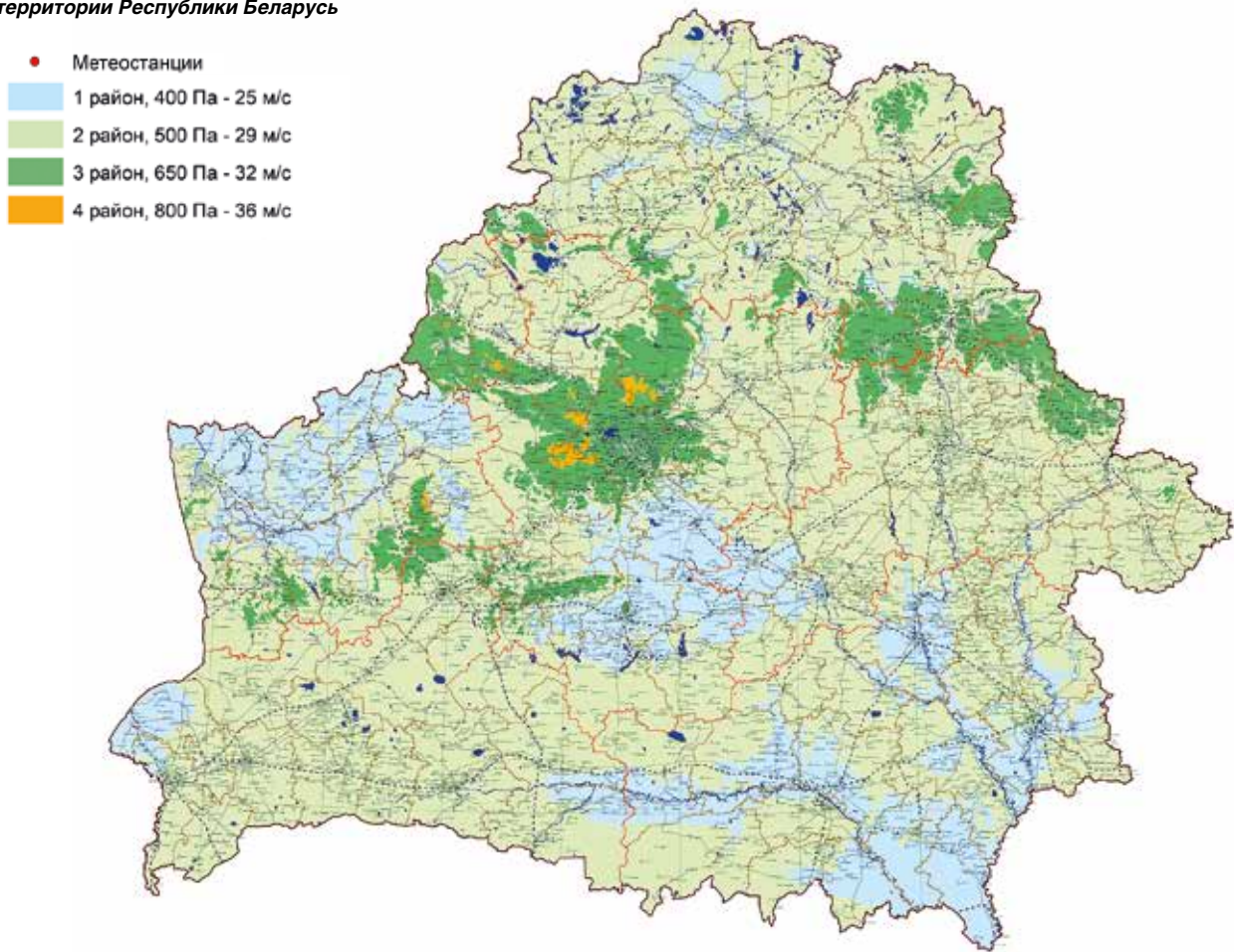
В процессе обработки результатов метеонаблюдений должны учитываться особенности местности (пересеченный рельеф, высота над уровнем моря, наличие вблизи больших водоемов, степень облесенности и пр.), а также наличие зданий и инженерных сооружений.

При районировании территории по ветровой и гололедно-ветровой нагрузкам в зависимости от абсолютной и относительной высоты места, формы рельефа и экспозиции склона по отношению к ветровому (гололедонесущему) потоку определяются два основных типа мезорельефа (рельефа):

- тип I – равнина: плоская или пересеченная небольшими оврагами и балками местность с относительными превышениями не более 100 м;
- тип II – возвышенность: сильно пересеченная местность с относительными превышениями более 100 м.

Для определения подтипа рельефа на гипсометрической карте в соответствующем масштабе строится схема распре-

Карта нормативных районов по ветру территории Республики Беларусь



¹ Наблюдения на МС, проводимые в установленные сроки. Как правило, выделяется восемь сроков наблюдений.

² Наблюдения за атмосферными явлениями, проводимые на МС в промежутках времени между сроками наблюдений.

³ Воздушная линия с проводами диаметром 10 мм, подвешенными на высоте 10 м над поверхностью земли.

деления склонов по экспозиции. Выделенные экспозиции склонов в зависимости от направления ветрового (гололедо-несущего) потока отнесены к следующим подтипам рельефа:

- наветренные склоны (подтип 1);
- подветренные склоны (подтип 2);
- вершины (подтип 3);
- долины, открытые для ветрового (гололедо-несущего) потока (подтип 4);
- долины, закрытые от ветрового (гололедо-несущего) потока (подтип 5).

На равнинной местности дополнительно к типу I рельефа выделены следующие подтипы рельефа:

- заболоченные равнины (части Полесской низменности). Для этого подтипа характерно выделение в зимний и переходный периоды большого количества влаги, что ведет к увеличению интенсивности гололедообразования;
- залесенные равнины. Этот подтип отличается увеличением шероховатости подстилающей поверхности за счет отдельных массивов леса, чередования лугов и полей с участками леса и уменьшением скорости ветра вследствие этих особенностей.

Влияние микрорельефа равнин и возвышенностей (холмы, долины, овраги и балки) должно учитываться специальными коэффициентами.

Особенности климатического районирования территории Беларуси

В **приложении Б** приведена карта нормативных районов по ветру, которая разделена на четыре района по степени ветровой нагрузки.

Наибольшему ветровому воздействию подвержена центральная, самая возвышенная часть республики – IV район, который отмечается частично на Минской, Новогрудской и Ошмянской возвышенностях.

К III району с менее интенсивной ветровой нагрузкой относятся сильно пересеченные местности и склоны Новогрудской возвышенности, значительной части Минской возвышенности, частично Оршанской, Витебской, Горецко-Мстиславской и Ошмянской возвышенностей, а также Копыльской и Мозырской гряд.

Большая часть территории Беларуси относится к II району, для которого характерна умеренная скорость ветра.

К I району с низкой ветровой нагрузкой относятся обширные участки Полоцкой и Полесской низменностей, долины рек Западная Двина, Неман, Виляя, Днепр, Сож и Березина.

В **приложении В** приведена карта районирования по гололеду. На карте выделено пять районов. Больше всего подвержена гололедному воздействию центральная часть республики, в том числе частично Минская, Новогрудская и Ошмянская возвышенности (V район).

В IV–III районы вошли территории с сильно пересеченной местностью и склонами Новогрудской возвышенности, значительная часть Минской возвышенности, частично Оршанская, Витебская, Городокская, Лукомльская и Ошмянская возвышенности, Копыльская и Мозырская гряды.

К II району отнесены приподнятое плато центральной части Беларуси, долины Припяти и Днепра, к I району – обширные участки Полоцкой и Полесской низменностей, долины Западной Двины, Немана, Виляя, Днепра, Сожа и Березины.

В **приложении Г** приведена карта нормативных районов по гололедно-ветровой нагрузке Республики Беларусь. На карте выделены пять районов с разной степенью гололедно-ветрового воздействия. Больше всего этому воздействию, как и в первых двух случаях, подвержена центральная часть республики, обозначенная как V район. К нему относятся части Минской, Новогрудской и Ошмянской возвышенностей.

В IV район вошли части Минской, Новогрудской и Ошмянской, а также Городокской, Витебской, Оршанской и Горецко-Мстиславской возвышенностей, Свирской и Копыльской гряд.

III район образуют сильно пересеченные местности и склоны Новогрудской возвышенности, значительной части Минской возвышенности, частично Оршанской, Витебской, Городокской, Лукомльской и Ошмянской возвышенностей, Копыльской и Мозырской гряд.

II район отмечается в основном на территории приподнятого плато центральной части Беларуси.

К I району относятся обширные участки Полесской низменности, долины рек Западная Двина, Неман, Виляя, Днепр, Сож и Березина.

Приведенная в **приложении Д** карта нормативного ветрового давления при гололеде позволяет определить нормативную ветровую нагрузку при гололеде с использованием условной толщины стенки гололеда (b_y , мм)¹ согласно ТКП 339 (п. 5.3.5.15). Эта карта разработана впервые и рассматривается как вспомогательная.

Анализ новых и ранее используемых карт показал, что изменения коснулись распределения всех районов. Наиболее существенно изменилась карта нормативных районов по ветру: по этому показателю большая часть территории Беларуси относится к II району.

Рекомендации по применению карт климатического районирования

При проектировании ВЛ должны учитываться метеорологические условия по ветру, гололеду и сочетанию ветра и гололеда в районе прохождения трассы.

Согласно ТКП 339 (п. 5.3.5) расчетные значения климатических нагрузок должны определяться с использованием коэффициентов, обеспечивающих требуемый уровень надежности сооружения, а также с учетом конструктивных особенностей сооружения, его высоты над поверхностью земли и окружающего микрорельефа.

При возникновении трудностей в определении климатического района по карте, например, в случае сближения нескольких районов по определенному климатическому показателю в зоне проектируемой ВЛ, рекомендуется выбирать район с более высокими значениями показателя.

По возможности следует уточнить климатические показатели карт на основе реальных физико-географических данных на участке намечаемого возведения (реконструкции) ВЛ.

¹ Толщина стенки условного гололедно-изморозевого отложения на проводе диаметром 10 мм, подвешенном на высоте 10 м над поверхностью земли, вычисляемая для каждого района по гололедно-ветровой нагрузке по принятым нормативным значениям ветровой нагрузки при гололеде и скоростям ветра при гололеде.



TKP 640-2019 (33240)

Предприятия торфяной промышленности. Пожарная безопасность. Нормы проектирования и правила устройства

Утвержден постановлением Министерства энергетики 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 Министерства энергетики 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, Министерства жилищно-коммунального хозяйства Республики Беларусь и Государственного комитета по стандартизации 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

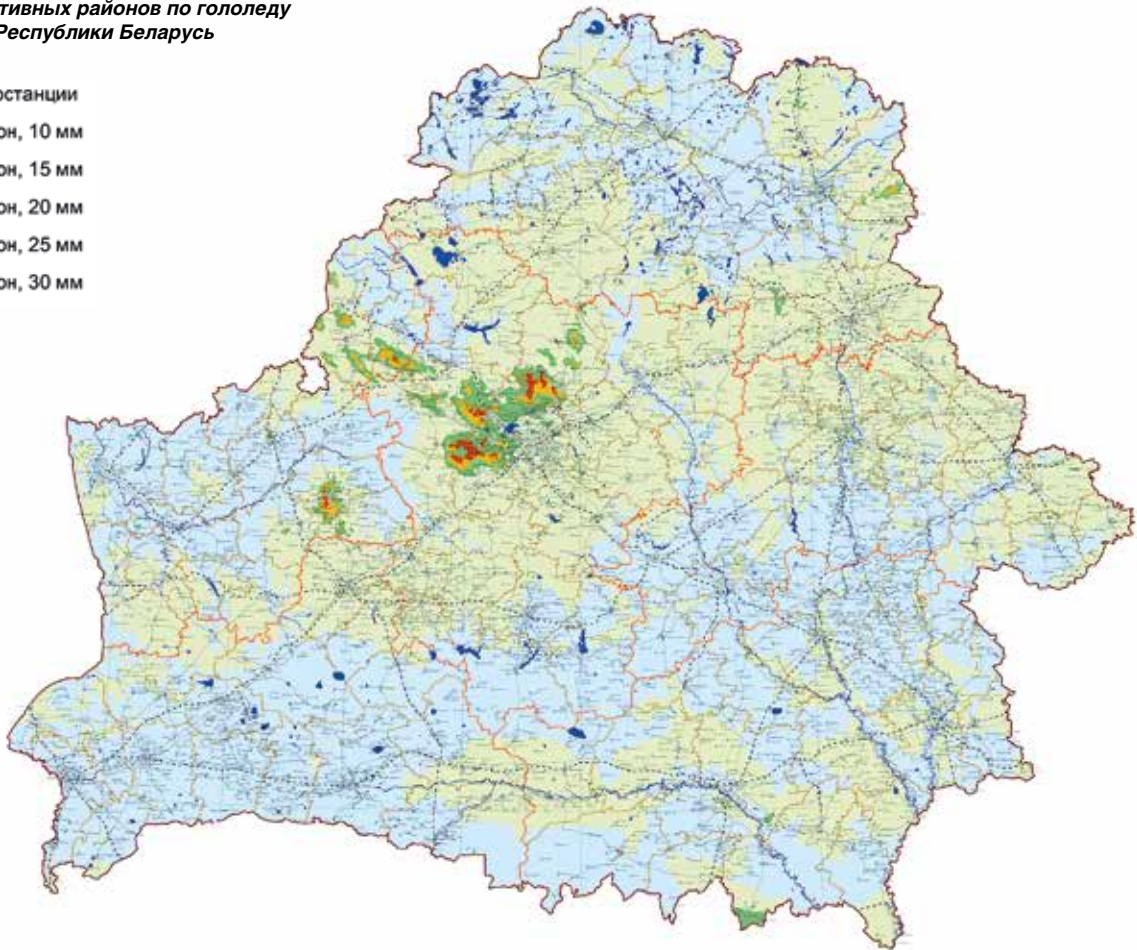
с документами можно
в ЭИС «Энергодokument»
www.energodoc.by

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

Карта нормативных районов по гололеду территории Республики Беларусь

- Метеостанции
- 1 район, 10 мм
- 2 район, 15 мм
- 3 район, 20 мм
- 4 район, 25 мм
- 5 район, 30 мм



Для этого рекомендуется использовать данные таблиц, приведенных в ТКП и позволяющих определить:

- климатический район по типу рельефа и отметкам высот трассы;
- нормативные значения климатических показателей (по ветру, гололеду и их сочетанию);
- коэффициенты учета особенностей микрорельефа трассы.

При расчете ветровых воздействий на конструкции и линейные элементы ВЛ необходимо использовать нормативные климатические показатели по ветру в следующем порядке:

- 1) ветровая нагрузка в районе прохождения трассы ВЛ – определяется по карте климатического районирования по ветру;
- 2) нормативное ветровое давление, соответствующее 10-минутному интервалу осреднения скорости ветра на высоте 10 м над поверхностью земли, – принимается по данным таблицы ветровых районов и соответствующим нормативным значениям скорости ветра и ветрового давления в соответствии с районом по ветру.

Для ВЛ 110–750 кВ нормативное ветровое давление рекомендуется принимать не менее 500 Па, то есть не ниже значений для II района.

При расчете гололедных нагрузок на ВЛ и ее элементы используются климатические показатели по гололеду в следующем порядке:

- 1) район по гололеду – определяется по карте климатического районирования по гололеду;
- 2) нормативная толщина стенки гололеда с плотностью 0,9 г/см³ для условной ВЛ – принимается по таблице рай-

онов по гололеду и соответствующим нормативным значениям толщины стенки гололеда в соответствии с районом по гололеду.

Для ВЛ 110–750 кВ нормативную толщину стенки гололеда принимают не менее 15 мм (не ниже значений для II района).

Для учета влияния микрорельефа на параметры ветра и толщину стенки гололеда используются соответствующие коэффициенты.

Гололедную нагрузку на гирлянды изоляторов для ВЛ, проходящих по территории II района по гололеду, допускается не рассчитывать, для III–V районов – рекомендуется принимать равной половине веса гирлянды изоляторов [3].

При выборе трассы ВЛ следует, как правило, избегать территорий с большими отложениями гололеда.

При расчете гололедно-ветровых нагрузок на ВЛ нормативные климатические показатели сочетания гололеда с ветром используются в следующем порядке:

- 1) район по ветровой нагрузке при гололеде – определяется по карте районирования по гололедно-ветровой нагрузке;
- 2) нормативная ветровая нагрузка при гололеде для условной ВЛ – определяется также по карте районирования и таблице районов по ветровой нагрузке при гололеде.

Для ВЛ 110–750 кВ нормативную ветровую нагрузку при гололеде необходимо принимать не менее 6 Н/м (не ниже значений для III района).

Нормативная скорость ветра при гололеде определяется по карте нормативного ветрового давления (вспомогательная карта) и по таблице районов по ветровому давлению при гололеде. Условная толщина стенки гололеда для каждого района

по ветру при гололеде – по формуле (5.24), приведенной в техническом кодексе.

Заключение

ТКП 641-2020 (33240) «Линии электропередачи воздушные. Ветровые воздействия, гололедные нагрузки и ветровые воздействия при гололеде» является новым техническим нормативным правовым актом Республики Беларусь, предназначенным для использования при проектировании электросетевых сооружений.

Применение требований данного технического кодекса в практике проектирования будет способствовать более обоснованному определению климатических нагрузок на кон-

кретной территории, что является необходимым условием обеспечения механической прочности электросетевых сооружений.

Список литературы

1. Арх. № 10844-02-т1 «Разработка региональной карты расчетных гололедно-ветровых нагрузок на территории Белорусской ССР». Утв. главным инженером Белорусского отделения института «Энергосетьпроект» Л.С. Горошко 23.08.1990.
2. Арх. № 5744/1-02-т1 «Разработка региональной карты гололедных районов на территории Белорусской ССР для проектирования и эксплуатации линий электропередачи». Утв. директором НИИПИ ГП «Белэнергосетьпроект» Е.В. Щуром 27.12.1999.
3. Воздушные линии напряжением 35–750 кВ. Условия создания. Нормы и требования: СТО 70238424.29.240.20.003-2011. – Введ. 01.12.2011.

ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ НОВЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.09.157-19

С 1 января 2020 года приказом ГПО «Белэнерго» от 9 декабря 2019 года № 332 введен в действие отраслевой стандарт СТП 33240.09.157-19. Стандарт предназначен для работников предприятий, учреждений и организаций ГПО «Белэнерго», которые занимаются вопросами планирования, расчета и анализа технико-экономических показателей электростанций и котельных, а также ведут разработку и пересмотр нормативно-технических документов в области топливоиспользования.

В.М. КУХАРЧИК,
ведущий инженер группы
топливоиспользования
ТНЦ филиала «Инженерный центр»
ОАО «Белэнергоремналадка»

СТП 33240.09.157-19 «Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик электробойлерных установок тепловых электростанций и котельных энергоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения «Белэнерго» разработан впервые. До ввода в действия данного стандарта использовался временный (упрощенный) порядок расчета технико-экономических показателей электробойлерных установок (ЭБУ).

Разработка стандарта выполнена на основании СТП 33240.09.154-18 «Положение о разработке, согласовании и утверждении нормативно-технической документации по топливоиспользованию тепловых электростанций и котельных энергоснабжающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения «Белэнерго» и СТП 33240.09.155-18 «Методические указания по составлению и содержанию энергетических характеристик оборудования тепловых электростанций и котельных энергоснаб-

жающих организаций, входящих в состав государственного производственного объединения «Белэнерго».

Действие стандарта распространяется на тепловые электростанции (ТЭС) и районные котельные (РК), входящие в состав ГПО «Белэнерго», на которых установлены ЭБУ с котлами электродного типа.

В СТП приводятся термины и определения, позволяющие трактовать единым образом особенности расчета и представления в нормативно-технической документации по топливоиспользованию (НТД ТИ) показателей эффективности применения данного типа нагревателей горячей воды большой мощности.

Стандарт устанавливает единые подходы к составлению и содержанию включаемых в НТД ТИ ТЭС и РК энергетических характеристик (ЭХ) электробойлерных установок. Излагаются общие рекомендации к исходным документам, используемым при разработке ЭХ ЭБУ, определению состава ЭХ и способам их представления.

В разделе «**Энергетические характеристики ЭБУ**» приводятся перечень технических показателей, характеризующих эффективность работы ЭБУ, и условия, при которых эти показатели определены.

В разделе «**Расходы электроэнергии на производственные нужды энергосистемы**» приводятся перечень и условия представления составляющих расхода электроэнергии механизмами индивидуальных и общестанционных собственных электрических нужд, участвующими в технологическом процессе отпуска горячей воды как от ЭБУ, так и в целом от ТЭС. Приводится порядок определения доли отпуска тепла от ЭБУ и расхода электроэнергии, связанного с отпуском тепла с горячей водой от ЭБУ и относимого на производственные нужды энергосистемы.

В разделе «**Потери тепла, связанные с отпуском тепла потребителям с горячей водой от ЭБУ**» приводится перечень составляющих затрат тепла на индивидуальные собственные нужды ЭБУ и порядок отнесения части общестанционных затрат тепла к потерям, связанным с отпуском тепла от ЭБУ.

В разделе «**Пояснительная записка**» приведены рекомендации по составу пояснительной записки и оформлению ЭХ ЭБУ, а также условия представления технических характеристик и порядок расчетов электрической мощности и потерь тепла механизмами собственных технологических нужд ЭБУ индивидуального и группового питания.

При разработке стандарта рассмотрены и во многом учтены предложения энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго».

ИЗМЕНЕНЫ НОРМЫ РАСХОДА МАТЕРИАЛОВ, ПРИСПОСОБЛЕНИЙ И ПРИБОРОВ В СФЕРЕ ЭНЕРГЕТИКИ

Комментарии к новым стандартам ГПО «Белэнерго»

В целях совершенствования технических нормативных правовых актов ГПО «Белэнерго», реализации научно-технических программ по развитию электроэнергетики пересмотрены стандарты ГПО «Белэнерго», предназначенные для определения потребности в ряде материалов, приспособлений и приборов, необходимых для нормальной эксплуатации объектов энергетики.

А.А. ЯКУШЕВ,
директор ОАО «Экономэнерго»

С 3 февраля 2020 года приказом ГПО «Белэнерго» от 20 декабря 2019 года № 345 введены в действие отраслевые стандарты, определяющие нормы расхода различных материалов, приспособлений и приборов в сфере энергетики: СТП 33240.10.406-19 «Нормы расхода химических реагентов для обработки циркуляционной воды на тепловых электростанциях», СТП 33240.10.412-19 «Нормы расхода реактивов и лабораторной посуды для химического контроля на тепловых электростанциях», СТП 33240.10.410-19 «Нормы расхода этилового спирта для организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

СТП 33240.10.406-19 «Нормы расхода химических реагентов для обработки циркуляционной воды на тепловых электростанциях» введен в действие взамен одноименного стандарта СТП 34.10.406 (РД 34.10.406).

Стандарт предназначен для эксплуатационного персонала химических цехов электростанций и котельных, проектных и наладочных организаций и устанавливает требования по со-

ставлению норм при планировании потребности в химических реагентах для обработки циркуляционной воды на тепловых электростанциях.

Расход химических реагентов для обработки циркуляционной воды на ТЭС определяется по данным нормам в качестве первого приближения с уточнением в ходе лабораторных испытаний и обработки циркуляционной воды в натуральных условиях.

В стандарт включены:

- нормы расхода серной кислоты;
- нормы расхода фосфатов;
- нормы расхода оксиэтилендифосфоновой кислоты (ОЭДФК);
- нормы удельного расхода хлора.

В стандарте также приведены примеры определения норм расходов химических реагентов для обработки циркуляционной воды ТЭС.

СТП 33240.10.412-19 «Нормы расхода реактивов и лабораторной посуды для химического контроля на тепловых

электростанциях» введен в действие взамен одноименного СТП 34.10.412-87 (РД 34.10.412-87).

Стандарт устанавливает годовой расход реактивов и химической лабораторной посуды, приспособлений и приборов, применяемых для химического контроля водного режима тепловых электростанций, и предназначен для определения потребности в них.

В стандарт включены:

- нормы годового расхода реактивов для химического контроля вод на ТЭС в пересчете на один блок или котел;
- перечень необходимой химической посуды для контроля вод на ТЭС;
- перечень необходимого химического оборудования для контроля вод на ТЭС.

СТП 33240.10.410-19 «Нормы расхода этилового спирта для организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго» введен в действие взамен СТП 34.10.410 (РД 34.10.410) «Нормы расхода этилового спирта для организаций и предприятий Минэнерго СССР. Ч. 1» и СТП 34.10.411 (РД 34.10.411) «Нормы расхода этилового спирта для организаций и предприятий Минэнерго СССР. Ч. 2».

Стандарт предназначен для обеспечения рационального использования и единого порядка хранения, отпуска, расходования и учета этилового спирта в организациях, входящих в ГПО «Белэнерго».

В стандарт включены нормы расхода этилового спирта на:

- монтаж, ревизию и обслуживание основного оборудования электростанций;
- эксплуатацию оборудования СДТУ;
- протирку при эксплуатации оборудования и приборов различного назначения (дозиметрических, оптико-механических, электро- и радиоизмерительных и др.);
- приготовление растворов;
- проведение испытаний;
- изготовление плат печатного монтажа, пайку и лужение с применением бескислотного флюса;
- эксплуатацию оптических линий связи;
- работы по дефектоскопии металла;
- приготовление индикаторов;
- проведение химических анализов металла;
- проведение химических анализов изоляционных и смазочных масел, электролитов, растворов и пр.;
- ремонт приборов и оборудования;
- ремонт энергетического оборудования;
- ремонт электротехнического оборудования и др.

В ходе пересмотра стандарты актуализированы: из них удалены положения, относящиеся к оборудованию, материалам, приборам и приспособлениям, не используемым в настоящее время, и введен ряд требований к расходу новых материалов, приборов и приспособлений, применяемых на современном этапе.

ВВЕДЕН НОВЫЙ СТАНДАРТ В ОБЛАСТИ ОБСЛУЖИВАНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.01.107-19

Приказом ГПО «Белэнерго» от 20 декабря 2019 года № 347 утвержден отраслевой стандарт СТП 33240.01.107-19 «Стандарт обслуживания потребителей электрической энергии». Документ вводится впервые. Он вступил в действие с 1 февраля 2020 года.

В.В. ЖИТКЕВИЧ, начальник управления сбыта энергии аппарата управления ГПО «Белэнерго»

Развитие нормативных требований по организации обслуживания потребителей электроэнергии

Организации, обслуживающие потребителей, сталкиваются с необходимостью решения следующих маркетинговых задач:

- исследование, анализ, оценка потребностей реальных и потенциальных покупателей (клиентов);
- обеспечение обслуживания, качество которого удовлетворяет или превышает ожидания потребителей.

При этом используются такие инструменты, как стратегическое планирование, система контроля за предоставлением услуг, система удовлетворения обращений потребителей, поддержка высоких стандартов обслуживания. Особое внимание уделяется удовлетворенности условиями труда персонала, осуществляющего обслуживание потребителей;

- повышение производительности труда, увеличение количества услуг без снижения их качества, стандартизирование

услуг, разработка методик эффективного обслуживания, поощрение потребителей к самообслуживанию, использование современных технологий.

Внутренними критериями качества оказываемых услуг обычно выступают надежность, высокие стандарты обслуживания, скорость обслуживания, а также доступность и низкая цена услуг.

До настоящего времени процедуры обслуживания потребителей электрической энергии не имели четкой структуры, не были стандартизированы на уровне ГПО «Белэнерго», отсутствовал единый системный подход к их организации. В связи с этим было принято решение об установке критериев в этой области. Разработка соответствующего отраслевого стандарта была поручена специалистам РУП «БЕЛТЭИ».

Новый документ определяет политику ГПО «Белэнерго» в области обслуживания потребителей электрической энергии, принципы взаимодействия с ними филиалов РУП-облэнерго и общие требования к обслуживанию потребителей в части реализации электроэнергии.

Стандарт описывает инфраструктуру системы очного и заочного обслуживания, устанавливает правила общения с потребителями, регламентирует вопросы организации их приема, деятельности справочной службы, проведения мониторинга удовлетворенности потребителей и др.

Основные разделы и подразделы СТП

Стандарт включает следующие основные разделы:

- «Политика ГПО «Белэнерго» в области обслуживания потребителей электрической энергии»;
- «Принципы взаимодействия с потребителями»;
- «Общие требования по организации обслуживания потребителей».

В четырех приложениях к стандарту (рекомендуемых) изложены:

- типовые параметры средней продолжительности взаимодействия с потребителями (заявителями);
- сроки исполнения письменных обращений потребителей;
- показатели оценки удовлетворенности потребителей;
- примеры уведомлений.

Политика в области обслуживания потребителей электрической энергии

Стандартом определены основные цели политики в области обслуживания потребителей электрической энергии – обеспечение доступного и качественного обслуживания потребителей электрической энергии в полном соответствии с их запросами и потребностями согласно законодательству Республики Беларусь, максимальное удовлетворение нужд потребителей электроэнергии.

Документом предусмотрены следующие пути реализации этих целей:

- изучение требований потребителей и их удовлетворенности качеством, доступностью и ассортиментом услуг, предоставляемых филиалами РУП-облэнерго;
- разработка и совершенствование принципов и требований к качеству обслуживания потребителей с целью обеспечения их полной удовлетворенности ассортиментом и качеством предоставляемых услуг;

- развитие и постоянное совершенствование организационных и технологических процессов взаимодействия с потребителями в зависимости от изменяющихся факторов внутренней и внешней среды;
- использование в работе филиалов РУП-облэнерго принципов открытых отношений с потребителями;
- ведение активного диалога с потребителями и информирование их о новых услугах и видах деятельности филиалов РУП-облэнерго, входящих в состав ГПО «Белэнерго»;
- повышение компетентности персонала, обучение работников аппарата управления ГПО «Белэнерго» и работников организаций, входящих в состав объединения, постоянное повышение уровня знаний и навыков, развитие системы мотивации персонала;
- регулярный сбор и анализ данных о деятельности энергоснабжающих организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», для разработки мероприятий по улучшению качества обслуживания потребителей.

Принципы взаимодействия с потребителями

Стандартом определены и конкретизированы пять базовых принципов взаимодействия с потребителем электрической энергии:

- принцип доступности информации;
- принцип обратной связи;
- принцип безбарьерной среды;
- принцип справедливости;
- принцип ограничения доступа к персональным данным.

Общие требования по организации обслуживания потребителей

Раздел регламентирует общие принципы организации и типовые алгоритмы обслуживания потребителей электрической энергии, а также специфические требования к организации очного (в местах приема посетителей, а также выездного) и заочного (посредством телефонной связи, авто- и SMS-информирования, переписки, сети Интернет) обслуживания потребителей. Включает подразделы:

- «Организационное и нормативное обеспечение»;
- «Организация очного обслуживания потребителей»;
- «Организация заочного обслуживания потребителей»;
- «Этикет общения и культура обслуживания потребителей»;
- «Точки взаимодействия с потребителями»;
- «Организация обратной связи для оценки степени удовлетворенности потребителей деятельностью филиалов РУП-облэнерго в каждой точке взаимодействия»;
- «Мониторинг удовлетворенности потребителей».

В последнем подразделе, в частности, приведены:

- основные каналы взаимодействия с потребителями, формирующие у клиентов представление о филиале РУП-облэнерго, который осуществляет обслуживание;
- принципы организации обратной связи;
- алгоритмы определения областей деятельности, нуждающихся в улучшении, разработки и осуществления мер по наиболее полному удовлетворению требований и ожиданий потребителей.

Заключение

Требования СТП 33240.01.107-19 к организации обслуживания потребителей электрической энергии соответствуют современным подходам и основаны на многолетнем опыте оказания услуг высокого качества. Новый стандарт предна-

значен для применения во всех структурных подразделениях энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго», осуществляющих прием и обслуживание потребителей электрической энергии. Соблюдение положений нового стандарта позволит существенно повысить качество и конкурентоспособность услуг в этой сфере.

ПЕРЕСМОТРЕНЫ ПРАВИЛА ОРГАНИЗАЦИИ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ ПО АСУ ТП НА ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.414-19

С 2 января 2020 года введен в действие СТП 33240.35.414-19 «Правила организации пусконаладочных работ по АСУ ТП на тепловых электростанциях». Новый стандарт устанавливает порядок организации пусконаладочных работ, регламентирует взаимоотношения, права и обязанности их участников. В статье рассмотрены основные положения нового стандарта, а также факторы, обусловившие необходимость его разработки. Требования стандарта не противоречат действующим стандартам ГПО «Белэнерго» и другим нормативным документам.

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

С момента утверждения действовавших ранее правил организации пусконаладочных работ (ПНР) на оборудовании АСУ ТП электростанций прошло более 30 лет. За это время средства промышленной автоматизации претерпели революционные изменения: на смену аналогово-дискретным устройствам пришли программно-технические средства.

В настоящее время все без исключения реконструируемые и вновь строящиеся энергетические установки оснащаются системами управления, основанными на современных программно-технических средствах с применением микропроцессорных программируемых логических контроллеров, компьютерного оборудования, специализированного программного обеспечения (ПО) и других компонентов.

Как следствие, изменился состав работ по внедрению АСУ ТП и их содержание. Отпала необходимость в значительной части операций, выполнявшихся ранее. Их заменили новые и более сложные работы – в первую очередь наладка и при необходимости разработка ПО, интеграция программно-технических средств различных производителей в единую АСУ ТП объекта и др.

В связи с этим прежние подходы к внедрению автоматизированных систем управления на ТЭЦ были пересмотрены.

При разработке нового стандарта исходили из условия, что подлежащие наладке АСУ ТП являются законченными изделиями, полностью укомплектованными в соответствии с проектными решениями, в том числе оснащенными прикладным ПО. В случае, если такое ПО не предусмотрено проектной документацией или отсутствует в составе поставляемой АСУ ТП по другим причинам, оно должно разрабатываться дополнительно. Соответственно, трудозатраты и время на его разработку настоящим СТП не нормируются, их также следует предусматривать дополнительно.

Требования СТП 33240.35.414-19 распространяются только на работы, необходимые для ввода в эксплуатацию непосредственно программно-технических средств АСУ ТП, наладка сопутствующих систем (микроклимата, охранной сигнализации и др.) в новом стандарте не регламентируется.

В настоящем СТП применены термины и определения, установленные межгосударственным ГОСТ 34.003-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Термины и определения». При этом их перечень значительно расширен, введены новые термины, отсутствующие в вышеназванном ГОСТ, ряд определений отредактирован с учетом современных требований. Это по-

зволит избежать разночтений в трактовке требований СТП и упростить общение всех участников работ.

Анализ ПНР, выполненных специалистами РУП «Белнипи-энергопром» и других наладочных организаций, показывает, что наибольшее количество вопросов возникает на границе зон ответственности исполнителей, а также из-за нечетко прописанных прав и обязанностей участников ПНР. Поэтому в СТП эти аспекты рассмотрены особенно подробно, в частности:

- конкретизированы границы этапов, состав и содержание работ. Этапы выполнения ПНР приведены с соответствие с другими нормативно-техническими документами (НТД), в том числе с ГОСТ 34.601-90 «Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания». Требования СТП распространяются только на работы, выполняемые в рамках этапа «Пусконаладочные работы» (п. 7.5 указанного ГОСТ) на стадии «Ввод в действие». Работы, выполняемые на других этапах, регламентируются иными НТД и в новом СТП рассматриваются только в привязке к контексту;
- проработаны обязательные условия (критерии), характеризующие начало и окончание каждого этапа ПНР, состав документации, подтверждающей выполнение данных условий, фиксирующей начало и окончание конкретного этапа (работы, операции);
- актуализированы права и обязанности участников ПНР и организаций, которые связаны с этими работами;
- определены границы ответственности участников ПНР. Так, ответственность подразделения, выполняющего наладку программно-технических средств АСУ ТП, распространяется на все устройства от первого клеммника технических средств программно-технического комплекса (ПТК) и выше

(модуль контроллера, вводной клеммник шкафа контроллера, УСО и др.).

Практика показала, что при разработке графика по вводу объекта в эксплуатацию часто выделяется недостаточно времени на выполнение ПНР по ПТК АСУ ТП. Между тем трудозатраты на данном этапе значительны и не уступают трудозатратам при пусконаладке технологического оборудования. Поэтому при пересмотре действовавших ранее требований решению этого вопроса уделялось особое внимание. В результате были выработаны минимальные нормы продолжительности выполнения ПНР на оборудовании АСУ ТП. Считаем, что, если эта продолжительность ниже минимальной, пусконаладка АСУ ТП не может быть выполнена качественно.

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

Выполнение требований нового стандарта призвано обеспечить единый подход к организации пусконаладочных работ со стороны всех участников процесса, упорядочить их взаимоотношения, систематизировать документооборот, освободить подрядчиков от выполнения работ, нехарактерных для их основной деятельности, четко разделить функции между участниками и обозначить границы их ответственности. Кроме того, соблюдение требований стандарта позволит организовать эффективный контроль за процессом ПНР и, как следствие, снизить трудозатраты и стоимость работ.

К СВЕДЕНИЮ

Утвержден План государственной стандартизации на 2020 год

Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь утвердил План государственной стандартизации на 2020 год.

Согласно плану объектами стандартизации в 2020 году являются: цистерны для перевозки опасных грузов, криогенные сосуды, светильники, бытовые электроприборы, кабели, трансформаторы, материалы для дорожного строительства, средства противопожарной защиты, нефтепродукты жидкие, топлива и др.

Планом предусмотрены изменения к техническим регламентам Таможенного союза на машины и оборудование, смазочные материалы, упаковку и другую продукцию.

Для различных отраслей экономики будет разработано 455 государственных стандартов (СТБ и ГОСТ) и изменений к ним, из которых 320 будут гармонизированы с международными и европейскими стандартами. В план включены также разработка, пересмотр и внесение изменений в 43 организационно-методических и общетехнических стандарта. Будет проведена проверка научно-технического уровня 62 госстандартов.

Работы, включенные в план, направлены на реализацию требований технических регламентов Евразийского экономического (Таможенного) союза, государственных, научно-технических и отраслевых программ и будут способствовать повышению технического уровня и качества отечественной продукции, ее экспортного потенциала, устранению технических барьеров в торговле и защите интересов потребителей.

Подготовлено по материалам Госстандарта



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕГЛАМЕНТЫ ЕАЭС

Решением Совета Евразийской экономической комиссии от 8 августа 2019 года № 114 принят **технический регламент Евразийского экономического союза «О требованиях к энергетической эффективности энергопотребляющих устройств» (ТР ЕАЭС 048/2019)**, устанавливающий единые обязательные требования к энергетической эффективности и маркировке энергопотребляющих устройств, выпускаемых в обращение на территории ЕАЭС.

Область его распространения охватывает 18 видов энергопотребляющих устройств, в том числе холодильники, телевизоры, стиральные, сушильные и посудомоечные машины,

асинхронные электрические двигатели, компьютеры и серверы, лампы, внешние источники питания, кондиционеры и др.

В зависимости от типа устройств устанавливается их обязательная сертификация или декларирование.

ТР ЕАЭС 048/2019 вступит в силу **не ранее 1 сентября 2021 года** после утверждения формы специальных этикеток с указанием классов энергетической эффективности, предусмотренных для информирования потребителей.

Отдельные положения регламента будут вводиться в действие поэтапно, что позволит обеспечить плавный переход производителей энергопотребляющих устройств на единые обязательные требования.

НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 марта 2020 года в республике вводится в действие ТКП 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**».

Документ 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 технического кодекса распространяется на энергоснабжающие организации, организации, осуществляющие передачу тепловой энергии, и потребителей тепловой энергии (абонентов, субабонентов).

ГОСТ IEC 62109-2-2019 «Безопасность силовых преобразователей для использования в фотоэлектрических сис-

темах. Часть 2. Дополнительные требования к инверторам» начнет действовать с 1 октября 2020 года.

В стандарте содержатся требования безопасности к инверторам, преобразующим постоянное напряжение в переменное, а также к изделиям, которые имеют или выполняют функции инвертора в дополнение к другим функциям, если инвертор предназначен для использования в фотоэлектрических системах.

Инверторы, на которые распространяется стандарт, могут быть сетевыми, автономными или многомодовыми. Они могут поставляться одним или несколькими фотоэлектрическими модулями, сгруппированными в массивы различной конфигурации, и использоваться в сочетании с батареями или другими устройствами хранения энергии.

ГОСТ IEC 62109-2-2019 не устанавливает требования к межсетевому соединению для сетевых инверторов. Стандарт содержит требования безопасности для сетевых инверторов, аналогичные положениям некоторых национальных стандартов для межсетевых соединений.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC TR 61400-21-3:2019 «Системы производства ветровой энергии. Часть 21-3. Измерение и оценка электрических характеристик. Гармоническая модель ветровой установки и ее применение» (принят 13.09.2019);

IEC TS 61400-25-71:2019 «Системы производства ветровой энергии. Часть 25-71. Системы связи для мониторинга и управления ветровыми электростанциями. Язык описания конфигурации» (принят 13.09.2019);

IEC TS 63157:2019 «Фотоэлектрические системы. Руководящие указания по эффективному обеспечению качества обслуживания преобразования энергии» (принят 28.11.2019);

IEC 63115-1:2020 «Аккумуляторы и аккумуляторные батареи вторичные, содержащие щелочные или другие неокислотные электролиты. Герметичные никель-металлогидридные аккумуляторы и аккумуляторные батареи для использования в промышленности. Часть 1. Эксплуатационные характеристики» (принят 20.01.2020);

IEC ACEE 03:2020 «Консультативный комитет IEC по энергоэффективности (ACEE). Практическое исследование: низковольтные электрические установки» (принят 20.01.2020).

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

Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 10.02.2020 г. № 44
«Об инвестиционном проекте»

Определены заказчик, застройщик по строительству и комплектации комплекса, генеральная проектная организация и другие исполнители инвестиционного проекта «Техническое переоснащение филиала «Добрушская бумажная фабрика «Герой труда» ОАО «Управляющая компания холдинга «Белорусские обои». В части запуска энергетического оборудования проектными организациями определены РУП «Белнипиэнергопром», РУП «БЕЛТЭИ», подрядными организациями – ОАО «Белэнергоремналадка» и ОАО «Энерготехпром».

Предусмотрены меры по реализации инвестиционного проекта, в том числе таможенные и налоговые льготы, предоставление бюджетного займа для приобретения оборудования, оплаты проектных, изыскательских, строительно-монтажных, оплательных работ и услуг, прироста чистого оборотного капитала и т.д.

Указ вступает в силу с 10 февраля 2020 года. Действие отдельных положений Указа распространяется на отношения, возникшие с 1 августа 2017 года, 1 декабря 2017 года, 1 января 2018 года, 1 января 2019 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30.12.2019 г. № 944

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 18 сентября 2015 г. № 783»

В Положении о порядке подготовки кадров для ядерной энергетики в организациях иностранных государств, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18.09.2015 № 783, изменился порядок возмещения финансируемых за счет средств республиканского бюджета расходов на проживание и питание, связанных с подготовкой специалистов за рубежом:

1) расходы на проживание возмещаются по фактическим расходам на основании подтверждающих документов в соответствии с договором о подготовке за рубежом, заключенным между направляющей организацией, специалистом и организацией иностранного государства, с оплатой по безналичному расчету (не более предельных размеров возмещения расходов по найму жилого помещения в сутки, установленных законодательством для работников, направляемых в служебные командировки за границу);

2) расходы на питание возмещаются в следующем порядке:
– за первые 60 дней с начала обучения, включая время нахождения в пути, – в размере 100 %;

– начиная с 61-го дня – в размере 70 % от размеров возмещения суточных, установленных законодательством для работников, направляемых в служебные командировки за границу.

Постановление вступило в силу с 6 января 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31.12.2019 г. № 957

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 10 сентября 2008 г. № 1330»

Из перечня хозяйственных обществ, акции (доли в уставных фондах) которых принадлежат Республике Беларусь и переданы в управление Министерству энергетики, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10.09.2008 № 1330, исключены открытые акционерные общества:

– Белорусско-российское совместное предприятие «Брестгазоаппарат»;

– «Белсельэлектросетьстрой»;

– «Белэлектромонтажналадка»;

– «Белэнергоавтоматика»;

– «Белэнергозащита»;

– «Белэнергосвязь»;

– «Березинское»;

– «Западэлектросетьстрой»;

– «Котельное и электротехническое производство»;

– «Торфобрикетный завод Ошмянский»;

– «Торфобрикетный завод Цна».

Постановление вступило в силу с 6 января 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31.12.2019 г. № 967

«О генеральных проектных, генеральных подрядных, инженерных организациях при строительстве отдельных объектов»

Определен перечень генеральных проектных, генеральных подрядных, инженерных организаций при строительстве отдельных объектов, включенных в Государственную инвестиционную программу на 2020 год, утвержденную Указом Президента Республики Беларусь от 19.12.2019 № 468.

В частности, ОАО «Западэлектросетьстрой» определено генеральным подрядчиком строительства второй ПС 110/10 кВ с подводящими линиями 110 кВ для электроснабжения Китайско-Белорусского индустриального парка «Великий камень» (строительство подводящих линий 110 кВ от ТЭЦ-5 до границ индустриального парка).

Постановление вступило в силу с 10 января 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 22.01.2020 г. № 33

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 21 апреля 2016 г. № 327»

Внесены изменения в Государственную программу «Наукоемкие технологии и техника» на 2016–2020 годы, утвержденную постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21.04.2016 № 327, в части мероприятий подпрограммы 6 «Научное сопровождение развития атомной энергетики в Республике Беларусь».

Постановление вступило в силу с 22 января 2020 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 01.02.2020 г. № 66

«Об утверждении специфических санитарно-эпидемиологических требований»

Утверждены специфические санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда работающих. Условия труда работающих подлежат государственной санитарно-гигиенической экспертизе в установленном законодательством порядке.

Документом установлены следующие требования:

1. Общие требования к условиям труда работающих, среди которых соответствие показателей производственных факторов на рабочих местах:

- гигиеническим нормативам, устанавливающим величины предельно допустимых концентраций, ориентировочных безопасных уровней воздействия микроорганизмов-продуцентов, микробных препаратов и их компонентов, вредных веществ в воздухе рабочей зоны, предельно допустимых уровней (ПДУ) загрязнения кожных покровов работающих вредными веществами;

- гигиеническим нормативам, устанавливающим величины ПДУ физических факторов;

- показателям тяжести и напряженности труда.

2. Требования к условиям труда работающих женщин. В частности, для беременных женщин установлена необходимость создания условий труда, исключающих их контакт:

- с производственными факторами, не отвечающими гигиеническим нормативам;

- с наркотическими анальгетиками, противоопухолевыми лекарственными средствами, средствами защиты растений;

- с биологическими факторами (патогенными микроорганизмами, нерегламентированными биологическими веществами).

3. Требования к условиям труда работающих инвалидов.

4. Требования к условиям труда несовершеннолетних.

5. Требования к обеспечению средствами индивидуальной защиты, прохождению обязательных медицинских осмотров с учетом условий труда работающих.

6. Требования к организации и проведению контроля производственных факторов, оценке и управлению профессиональным риском для обеспечения оптимальных и допустимых условий труда работающих.

Постановление вступило в силу после официального опубликования.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 06.12.2019 г. № 92

«О тарифах на электрическую энергию, производимую из невозобновляемых источников энергии, мазута»

Изменены подходы к установлению тарифов на электроэнергию, производимую на территории Республики Беларусь индивидуальными предпринимателями и юридическими лицами, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», и отпускаемую энергоснабжающим организациям данного объединения.

Изменен способ регулирования тарифов на электрическую энергию, производимую владельцами блок-станций из природного газа.

Так, с 1 января 2020 года вместо фиксированного тарифа, установленного постановлением № 36, вводится формула для определения тарифов на электроэнергию, производимую из природного газа, по которой будет осуществляться их расчет самими владельцами блок-станций в зависимости от применяемой для них цены на природный газ.

На электроэнергию, производимую из иных невозобновляемых источников энергии, мазута, устанавливается, как и ранее, фиксированный тариф. При этом сохраняется без изменений действующий (определенный постановлением № 36) порядок индексации тарифов в зависимости от изменения курса доллара США и применение к тарифам повышающих, равных 1 и понижающих коэффициентов с учетом неравномерности суточного энергопотребления.

Документ принят в целях обеспечения равенства затрат энергоснабжающих организаций ГПО «Белэнерго» на производство электроэнергии на собственных энергоисточниках и затрат на покупку электроэнергии от блок-станций с учетом ввода в эксплуатацию в 2020 году Белорусской АЭС.

Постановление вступило в силу с 1 января 2020 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 04.01.2020 г. № 1

«Об изменении постановлений Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 18 января 2017 г. № 7 и от 27 февраля 2017 г. № 16».

Тарифы на тепловую энергию, отпускаемую РУП «Белэнерго» организациям на уровне тарифов на тепловую энергию, отпускаемую населению, на границе балансовой принадлежности тепловых сетей установлены:

- в размере 18,483 1 руб. за 1 Гкал, а с 1 июня 2020 года – в размере 20,621 6 руб. за 1 Гкал для:

- религиозных организаций;

- организаций здравоохранения и их структурных и (или) обособленных подразделений, оказывающих медицинскую помощь в стационарных условиях; протезно-ортопедических восстановительных центров и их структурных и (или) обособленных подразделений;

- организаций в части использования тепловой энергии для нужд детских домов семейного типа;

- в размере 92,25 руб. за 1 Гкал для творческих мастерских.

Также определены новые тарифы на электроэнергию, отпускаемую РУП «Белэнерго» организациям на уровне тарифов на электроэнергию, отпускаемую населению.

Постановление вступает в силу с 23 января 2020 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 28.01.2020 г. № 6

«О тарифах на услуги по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам»

Установлены тарифы на услуги по транспортировке нефти:

- по магистральным трубопроводам ОАО «Гомельтранс-нефть Дружба», расположенным на территории Республики Беларусь;

- по территории Республики Беларусь при осуществлении расчетов в белорусских рублях и в иностранной валюте.

Постановление вступило в силу с 1 февраля 2020 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 30.01.2020 г. № 8

«О ценах на природный газ»

Установлены:

- отпускные цены на природный газ без НДС при расчетной теплоте сгорания 7900 ккал/м³ курсе белорусского рубля по отношению к доллару США 2,108 5:1 газоснабжающим организациям, входящим в состав ГПО «Белтопгаз», в случае поставки через систему газоснабжающих организаций (перепродавцов) при определенном объеме потребленного в 2019 году природного газа;

- цены с НДС на природный газ, отпускаемый газоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белтопгаз», организациям, имеющим общежития, в части использования природного газа проживающими в них гражданами, религиозным организациям, организациям, использующим природный газ для нужд детских домов семейного типа, детским деревням (городкам), детским хосписам в размере за 1 м³:

– при наличии индивидуальных газовых отопительных приборов: в отопительный период:
с 1 января по 31 мая – 0,1205 руб.;
с 1 июня по 31 декабря – 0,1271 руб.;
в летний период – 0,4213 руб.;
– при отсутствии индивидуальных газовых отопительных приборов – 0,4213 руб.

Постановление вступает в силу с 2 февраля 2020 года и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 января 2020 года.

Министерство энергетики Республики Беларусь

Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 06.12.2019 г. № 44

[«Об изменении постановления Министерства энергетики Республики Беларусь от 28 июня 2019 г. № 24»](#)

Из Инструкции о порядке осуществления органом государственного энергетического и газового надзора мероприятий технического (технологического, поверочного) характера, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 28.06.2019 № 24, исключена обязательность присутствия поднаимателя жилого помещения или совершеннолетнего члена его семьи при осуществлении мероприятий в отношении объектов, принадлежащих гражданам.

Постановление вступило в силу с 1 января 2020 года.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 16.11.2019 г. № 60

[«Об утверждении норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности»](#)

Утверждены нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности «Концептуальное проектирование системы физической защиты объектов использования атомной энергии».

Правила устанавливают требования к концептуальному проектированию системы физической защиты (СФЗ) объектов использования атомной энергии (ОИАЭ). Работы по концептуальному проектированию СФЗ ОИАЭ осуществляются эксплуатирующей организацией на предпроектной стадии создания и (или) совершенствования (модернизации) СФЗ. Результаты концептуального проектирования используются при разработке технических заданий на создание, совершенствование (модернизацию) СФЗ (проектирование комплекса инженерно-технических средств физической защиты), а также при подготовке акта межведомственной комиссии по организации СФЗ ОИАЭ.

Постановление вступило в силу 17 января 2020 года.

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 30.01.2020 г. № 3

[«О признании утратившими силу приказов Главного государственного инспектора Республики Беларусь по пожарному надзору»](#)

Признаны утратившими силу приказы Главного государственного инспектора Республики Беларусь по пожарному надзору:

– от 16.08.2006 № 123 «Об утверждении Правил пожарной безопасности Республики Беларусь для организаций гражданской и государственной авиации. ППБ 2.30-2006»;

– от 17.09.2007 № 138 «Об утверждении Правил пожарной безопасности Республики Беларусь при добыче нефти и переработке газа. ППБ 2.35-2007».

Постановление вступает в силу с 28 февраля 2020 года.

Совместные постановления республиканских органов государственного управления

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27.01.2020 г. № 3/4

[«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 26 января 2017 г. № 9/2»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 26.01.2017 № 9/2 «Об утверждении Инструкции по определению групп потребителей природного газа, по которым могут дифференцироваться цены на природный газ».

Новое название постановления – «Об определении групп потребителей природного газа, по которым могут дифференцироваться цены на природный газ».

В Инструкции по определению групп потребителей природного газа, по которым могут дифференцироваться цены на природный газ, выделена еще одна группа потребителей природного газа – юридические лица, определенные в соответствии с п. 56 Положения о специальном правовом режиме особой экономической зоны «Брежино-Орша», утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 21.03.2019 № 106.

Установлено следующее:

– в случае изменения в текущем году основного вида экономической деятельности юридического лица, индивидуальный предприниматель уведомляют о таком изменении газоснабжающую организацию. Отнесение такого юридического лица, индивидуального предпринимателя к группе потребителей, соответствующей новому основному виду экономической деятельности, осуществляется с первого числа первого месяца квартала, следующего за кварталом, в котором произошло изменение основного вида экономической деятельности;

– при отсутствии сведений о фактическом потреблении природного газа в предыдущем году объемы потребления природного газа, предусмотренные для отнесения юридических лиц, индивидуальных предпринимателей к группам потребителей природного газа в зависимости от объемов потребления природного газа в год, определяются пропорционально периоду (в календарных днях) отнесения юридического лица, индивидуального предпринимателя к данной группе потребителей природного газа;

– введение новой группы потребителей природного газа в зависимости от вида экономической деятельности возможно при стоимости топлива (природного газа) в затратах на производство и реализацию продукции за предшествующий год по группе потребителей в разрезе основного вида экономической деятельности более 10 %, если иное не установлено Президентом Республики Беларусь.

Инструкция дополнена формой сведений об осуществляемых видах экономической деятельности.

Постановление вступило в силу с 13 февраля 2020 года.

27-29*
АПРЕЛЯ 2020



РМЭФ

Российский Международный
Энергетический Форум

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

КЛЮЧЕВАЯ
ПЛОЩАДКА
СФЕРЫ ТЭК

 ufi
Approved
Event



ENERGETIKA-RESTEC.RU

energo@restec.ru
+7 (812) 303 88 68



ENERGYFORUM.RU

rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2160, 2168

EXPOFORUM

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

18+

* Возможны изменения в сроках
проведения мероприятия

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА



RENWEX

«Возобновляемая энергетика
и электротранспорт»

21–23 АПРЕЛЯ 2020

Россия, Москва,
ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,
павильон №3

12+



www.renwex.ru

При поддержке

EURO
SOLAR
RUSSIA



Под патронажем



Организатор

60 ЭКСПОЦЕНТР