

Министерство энергетики Республики Беларусь

# Энергетическая Стратегия

№2 (56) март–апрель 2017  
научно-практический журнал

20-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

## ТЕХИННОПРОМ

ТЕХНОЛОГИИ И ИННОВАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ISSN 2310 - 6735



Проводится под патронажем  
Правительства Республики Беларусь

**23-26 мая 2017**

ФУТБОЛЬНЫЙ МАНЕЖ  
ПР. ПОБЕДИТЕЛЕЙ, 20/2  
Г. МИНСК, БЕЛАРУСЬ

- Промышленное оборудование, технологии и продукция
- Энергетика в промышленности, энергосбережение, экология
- ИМТЕХ – специальная экспозиция инновационных материалов и технологий



ЭКСПОФОРУМ  
выставочное предприятие



EXPOFORUM.BY



+375 17 314 34 35



pva@expoforum.by

Унитарное предприятие "Экспофорум", УНП 100702781



# INNOPROM

10—13 Июля 2017

ГЛАВНАЯ ЭКСПОРТНАЯ ПЛОЩАДКА РОССИИ

г. Екатеринбург, МВЦ «Екатеринбург-ЭКСПО»

ТЕМА:

## УМНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ГЛОБАЛЬНЫЙ ПОДХОД

СТРАНА-ПАРТНЕР: **ЯПОНИЯ**

### ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ ТРЕКИ В 2017 ГОДУ:

- «Металлообработка»
- «Автоматизация промышленности.  
Робототехника»
- «Промышленный интернет»
- «Технологии для энергетики.  
Энергоэффективность»
- «Машиностроение и производство  
компонентов»

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ПРАВИТЕЛЬСТВО  
СВЕРДЛОВСКОЙ  
ОБЛАСТИ

FORMIKA

ГОРЯЧАЯ ЛИНИЯ  
ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ:

8 800 700 82 31  
[www.innoprom.com](http://www.innoprom.com)

#ИННОПРОМ2017

# МИНЭНЕРГО ОБЪЯВЛЯЕТ КОНКУРС ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Министерство энергетики, как один из государственных заказчиков Государственной программы инновационного развития Республики Беларусь на 2016–2020 годы, объявляет конкурс инновационных проектов в сфере энергетики для включения их в вышеуказанную программу. По условиям конкурса к рассмотрению принимаются проекты от организаций – резидентов Республики Беларусь по следующим направлениям деятельности:

- производство, передача и распределение электрической энергии и тепла, разработка и производство оборудования, материалов и технологий для этих целей;
- распределение и использование газа, разработка и производство оборудования, материалов и технологий для этих целей;
- добыча торфа, производство торфяной продукции, разработка и производство оборудования, материалов и технологий для этих целей.

Проекты должны быть направлены на разработку новой конкурентоспособной продукции и организацию ее производства, а также соответствовать критериям, устанавливаемым к инновационным проектам Указом Президента Республики Беларусь от 7 августа 2012 года № 357 «О порядке формирования и использования средств инновационных фондов». Финансирование проектов планируется с участием средств республиканского централизованного инновационного фонда.

Информация по предлагаемым проектам должна быть выполнена по формам, утвержденным приказом Государственного комитета по науке и технологиям Республики Беларусь от 22 декабря 2016 года № 366.

Конкурс проводится в рамках выполнения Комплекса мероприятий Министерства энергетики Республики Беларусь по реализации республиканского плана мероприятий по проведению в 2017 году Года науки.

**Заявки принимаются к рассмотрению до 1 июля 2017 года.**



начинается  
**ПОДПИСКА**  
на 2-е полугодие

**Оформить подписку можно:**



**в любом почтовом  
отделении**

подписной индекс  
**009382**



**в редакции**

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



**на сайте**

**[energystategy.by](http://energystategy.by)**

## СОДЕРЖАНИЕ

### НОВОСТИ

ТЭК Беларуси .....	4
Мировая энергетика. Факты. Прогнозы. Аналитика .....	7

### ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Ковалев Д.В., м.т.н., генеральный директор РУП «ОДУ», Соловей А.В., м.т.н., заместитель начальника службы электрических режимов РУП «ОДУ», Фурсанов М.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ	
<b>Современные разработки по расчету потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ .....</b>	<b>11</b>
Филазафович В.И., руководитель группы топливоиспользования ТНЦ филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнергоремналадка», Дубровенский А.А., ведущий инженер-программист	
<b>Технико-экономические показатели эксплуатации ПГУ 400 МВт. Часть 2 .....</b>	<b>15</b>
Забелло Е.П., д.т.н., профессор БГАТУ, Кирплук М.Р., к.т.н., РУП «БЕЛТЭИ»	
<b>О концептуальных основах совершенствования распределительных электрических сетей на современном этапе .....</b>	<b>20</b>
Германович С.М., начальник службы автоматизированных информационно-измерительных систем РУП «ОДУ»	
<b>Развитие оперативных диспетчерских комплексов на основе современных программных продуктов .....</b>	<b>24</b>
Сенатов С.Н., директор ТОО «АКВАС»	
<b>О предупреждении износа трубопроводов централизованного теплоснабжения .....</b>	<b>26</b>
<b>В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА</b>	
Банифатова Т.С., инженер I категории филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»	
<b>К вам пришла проверка .....</b>	<b>29</b>
Сазонов И.Е., заместитель начальника Витебского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»	
<b>Какие электрозащитные средства нам необходимы? .....</b>	<b>31</b>
Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго», Шугаев В.В., государственный инспектор Кормянской РЭИ Жлобинского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»	
<b>Требования к эксплуатации тепловых пунктов с расходом теплоты до 2,3 МВт .....</b>	<b>33</b>
<b>ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОНАДЗОР</b>	
Арлюкевич Р.Ю., ведущий инженер энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»	
<b>Контроль качества работ при монтаже тепловых сетей и теплоустановок .....</b>	<b>35</b>

Учредитель  
**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

Закревский В.А.	к.т.н., заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
Каранкевич В.М.	первый заместитель Министра энергетики Республики Беларусь
Бородуля В.А.	член-корр. НАН Беларуси, д.т.н., профессор, зав. лабораторией Института тепло-и массообмена им. А.В. Лыкова НАН Беларуси
Воронов Е.О.	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
Клявза В.И.	начальник отдела охраны труда ОАО «Центроэнергомонтаж»
Кордуба В.Г.	инженер-теплоэнергетик, заслуженный работник промышленности Республики Беларусь
Лиштван И.И.	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
Малашенко М.П.	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
Майоров В.В.	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
Рудинский Л.И.	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
Русан В.И.	д.т.н., профессор БГАТУ
Рыков А.Н.	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
Седнин В.А.	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой БНТУ (заместитель председателя)
Стриха И.И.	д.т.н., профессор, почетный энергетик Республики Беларусь
Якубович П.В.	директор РУП «БЕЛТЭИ»

Киселев Н.Н., начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор»  
 РУП «Гомельэнерго»,  
 Житко О.А., заместитель начальника филиала «Энергонадзор»  
 РУП «Гомельэнерго»  
**Факторы, влияющие на температуру обратной сетевой воды .....38**

## ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

20-я международная выставка «ТехИнноПром» приглашает .....41

## НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

А.В. Дробов, м.т.н., преподаватель Гомельского государственного  
 политехнического колледжа, аспирант Белорусского государственного  
 университета транспорта,  
 В.Н. Галушко, к.т.н., доцент кафедры «Электротехника» Белорусского  
 государственного университета транспорта  
**Имитационное моделирование систем электроснабжения нетяговых  
 потребителей железнодорожного транспорта.....43**

## ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Ерин А.А., заместитель начальника учебно-тренировочного центра БелАЭС  
**Подготовка персонала как основа безопасной эксплуатации  
 Белорусской АЭС .....47**

Высоцкая С.А., психолог филиала «Минские электрические сети»  
 РУП «Минскэнерго»  
**Подбор квалифицированных кадров: структурированное  
 собеседование.....50**

## ПРАВО

Каменков В.С., д.ю.н., профессор, заведующий кафедрой финансового  
 права и правового регулирования хозяйственной деятельности БГУ,  
 председатель ОО «Белорусский союз юристов»  
**Системный взгляд на правовые источники в энергетике. Часть 2 .....54**

## СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Осмола И.И., директор Белорусского государственного института  
 стандартизации и сертификации  
**Ключевые изменения законодательства в сфере технического  
 нормирования и стандартизации.....57**  
**Комментарии к новой редакции Закона Республики Беларусь  
 «О техническом нормировании и стандартизации»**

Анищик А.Н., начальник технического отдела  
 ОАО «Белсельэлектросетьстрой»  
**Новый стандарт в области устройства вводов линий электропередачи .....60**  
**Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33243.20.262-17**

Козак А.Г., заместитель начальника управления эксплуатации  
 электростанций и тепловых сетей ГПО «Белэнерго»  
**Техническое обслуживание и ремонт оборудования  
 в Белорусской энергосистеме.....62**  
**Комментарии к СПТ 33243.04.181-17 «Правила организации технического  
 обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений  
 электростанций и сетей»**

Национальный фонд ТНПА – энергетике .....64

## Энергетическая безопасность

### Традиционная и ядерная энергетика

### Газоснабжение и торфяная промышленность

### Возобновляемая и малая энергетика

### Энергоэффективность и экология

#### Редакция:

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Редакторы	Селина А.А, Моисеева Е.Н.
Компьютерный дизайн и верстка	Яценко О.А.
Корректор	Лемехова Д.Д.
Реклама	Бричкаевич А.А.

#### Уважаемые рекламодатели!

По вопросам размещения рекламы  
 обращайтесь по тел.: (+375 17) 286-08-28  
 VELCOM (+375 29) 399-11-04  
 МТС (+375 33) 319-11-04

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

#### Адрес редакции:

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

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала  
 № 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ГОУПП «Гродненская типография».  
 230025, г. Гродно, ул. Полиграфистов, 4.  
 ЛП №02330/39 до 29.03.2019.  
 Печать офсетная. Бумага мелованная.  
 Подписано в печать 21.04.2017 г., формат 60х90%,  
 тираж 1500 экз., заказ № 1983.

# ТЭК БЕЛАРУСИ

## Новые кадровые назначения

**С 3-го апреля на должность заместителя генерального директора ГПО «Белэнерго» назначен Павел Владимирович Дрозд.**



Павел Владимирович родился в д. Глинице Ушачского района Витебской области в 1957 году. Окончил в 1983 году Белорусский политехнический институт по специальности «Электрические системы», в 2005 году – Академию управления при Президенте Республики Беларусь по специальности «Экономика и управление на предприятии промышленности».

Начинал трудовую деятельность электромонтером-ремонтником 11-го государственного подшипникового завода «Трудовой путь». После службы в армии и учебы в институте работал инженером по наладке и испытаниям Наладочного головного управления ССО «Электромонтаж» (г. Москва); с 1991 года – инженером по наладке и испытаниям, прорабом ГДП «Минский наладочный участок» НГУ ССО «Электромонтаж». В 1994 году перешел в Минские кабельные сети на должность заместителя начальника, а затем и начальника ЦПО. Вскоре был назначен заместителем директора предприятия по общим вопросам и идеологии, а в 2009 году – заместителем директора по капитальному строительству. В 2011-м возглавил филиал «Минские кабельные сети» РУП «Минскэнерго», в 2013 году был назначен генеральным директором РУП «Минскэнерго».

**С 3 апреля на должность генерального директора РУП «Минскэнерго» назначен Александр Георгиевич Мороз.**

Александр Георгиевич родился в 1960 году в д. Пастовичи Стародорожского района Минской области. Окончил в 1982 году Белорусский политехнический институт по специальности «Тепловые электрические станции». После института работал инженером-технологом, мастером по ремонту оборудования машинных цехов электростанций Минского турборемонтного участка предприятия «Белэнергоремналадка». В 1990 году перешел на должность ведущего инженера службы эксплуатации электростанций и тепловых сетей Белорусского ТЭО Минскэнерго СССР, а через год – на должность заместителя начальника цеха централизованного ремонта Минской ТЭЦ-4.

В 1998 году некоторое время работал исполнителем директором ГП «Белэнергосбережение». В том же году был назначен заместителем начальника управления эксплуатации электростанций и тепловых сетей – начальником отдела организации и контроля ремонтов концерна «Белэнерго». В 2003-м перешел в ОАО «Центроэнергомонтаж» заместителем генерального директора по производству.

С 2006 по 2015 год работал в РУП «Минскэнерго» заместителем главного инженера по вопросам перспективного развития, заместителем генерального директора по капитальному строительству. В 2015 году был назначен заместителем генерального директора ГПО «Белэнерго».



### Беларусь и Россия разрешили спорные вопросы в нефтегазовой сфере

В ходе встречи Президента Беларуси А.Г. Лукашенко с Президентом России В.В. Путиным, состоявшейся 3 апреля в г. Санкт-Петербурге, были разрешены спорные вопросы в нефтегазовой сфере. Главы государств подтвердили свое стремление разработать к июлю 2019 года необходимые основополагающие правила и создать условия для единого рынка электроэнергии. Подтверждена также готовность сделать все для того, чтобы к 1 января 2018 года подготовить совместные правила по единому рынку газа, а к 2024 году завершить раз-

работку и выйти на подписание межправительственного соглашения в рамках ЕАЭС по единому рынку газа.

По оценке вице-премьера Республики Беларусь Владимира Семашко, в 2017 году экономический эффект от урегулирования нефтегазовых вопросов составит для Беларуси около \$ 500 млн, в 2018 и 2019 годах – примерно по \$ 800 млн. «Задача стоит, чтобы прийти в конце концов к 1 января 2025 года к одинаковой или очень близкой цене газа для Беларуси к той цене, которая есть в России. По крайней мере в тех российских регионах, которые граничат с Беларусью», – отметил вице-премьер.

## ЕЭК продолжила разработку Программы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов ЕАЭС

Евразийская экономическая комиссия (ЕЭК) продолжила разработку Программы формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза (ЕАЭС) в рамках заседания рабочей группы при Консультативном комитете ЕЭК по нефти и газу, которое состоялось в начале апреля под председательством директора Департамента энергетики ЕЭК Л.В. Шенца.

Участники рабочей группы обсудили положения Программы, включая структуру документа и содержательную часть. По итогам встречи решено не включать в проект документа положение о регулировании лицензирования торговли нефтепродуктами на территории государств-членов и дополнительное положение об общих принципах обеспечения поставок с учетом согласованных прогнозных балансов нефти и нефтепродуктов Союза.

В то же время стороны не пришли к единому мнению относительно положения о создании для потребителей нефти и нефтепродуктов одного из государств-членов условий не хуже, чем для зарегистрированных на территории других государств ЕАЭС, а также для потребителей нефти и нефтепродуктов из третьих стран. Также нет единой позиции относительно возможностей приоритетного обеспечения потребностей государств-членов в нефти и нефтепродуктах, в том числе по сравнению с третьими странами.

Дополнительные консультации стороны проведут по вопросам предоставления информации о технических возможностях и наличия свободных мощностей для выполнения заявок на прокачку нефти через систему трубопроводного транспорта стран Союза.

## Очередной шаг к углублению сотрудничества белорусских энергетиков с предприятиями Свердловской области

27 февраля в Министерстве энергетики Республики Беларусь состоялась встреча с делегацией Свердловской области Российской Федерации. Белорусскую сторону представляли заместитель Министра энергетики М.И. Михадюк, заместитель генерального директора ГПО «Белэнерго» А.Г. Мороз и др. Российскую делегацию возглавлял первый заместитель губернатора Свердловской области А.В. Орлов.

В ходе встречи М.И. Михадюк отметил, что энергетическое оборудование, изготовленное компаниями Свердловской области, давно и успешно работает на многих предприятиях Беларуси.

В рамках визита делегации Свердловской области, который состоялся с 27 февраля по 1 марта, ГПО «Белэнерго» подписало с Уральским турбинным заводом (УТЗ) рамочное соглашение о перспективном сотрудничестве в рамках реализации проектов в области энергетики в Республике Беларусь. Документом предусмотрено сотрудничество в части проектирования и изготовления паровых теплофикационных и конденсационных турбин, а также в сфере модернизации оборудования, поставки оригинальных запасных частей на энергетические объекты ГПО «Белэнерго», сервисного обслуживания и монтажа оборудования.

В развитие соглашения представителями УТЗ подписан субподрядный договор по реконструкции Минской ТЭЦ-3 с ге-

неральным подрядчиком объекта строительства РУП «Белэнергострой». Для замены выбывающих мощностей главного корпуса станции (очередь 14 МПа) УТЗ поставит современное высокоэффективное турбинное, а также котельное, генераторное, грузоподъемное и другое технологическое оборудование. Кроме того, УТЗ выполнит проектно-изыскательские и пусконаладочные работы.



Предложенная к замене турбоустановка относится к новому поколению турбин. Благодаря переработке конструкции ее составляющих увеличена максимальная мощность турбин, улучшены показатели ее экономичности и надежности. Реализация всех этапов реконструкции главного корпуса станции позволит Минской ТЭЦ-3 почти в 2 раза увеличить годовой отпуск электроэнергии и почти в 1,5 раза – тепловой.

## На первом блоке БелАЭС установлен корпус реактора и парогенераторы

1 апреля состоялось одно из ключевых событий на этапе сооружения первого энергоблока Белорусской АЭС: в проектное положение был установлен корпус реактора ВВЭР-1200, изготовленный российской компанией «АЭМ-технологии».

Перед установкой корпус прошел входной контроль, соответствующий всем регламентным требованиям. Члены комиссии проверили комплектность и качество конструкторской и сопроводительной документации, произвели визуальный, измерительный и иные виды контроля самого изделия. По результатам входного контроля качество изделия подтверждено.

Установка оборудования осуществлялась в два этапа. На первом корпус реактора (вес более 330 т, длина 11 м, диаметр 4,5 м) был поднят на транспортный портал и по рельсам перемещен в центральный зал. На втором этапе полярным



Перемещение парогенератора в здание реактора 1-го блока БелАЭС

краном корпус реактора был перемещен в вертикальное положение и установлен на опорное кольцо в шахту реактора.

14 апреля на первом энергоблоке Белорусской АЭС завершена установка парогенераторов первого энергоблока. В настоящее время ведутся подготовительные работы для начала сварки главного циркуляционного трубопровода.

### Начаты комплексные испытания Витебской ГЭС

22 марта на Витебской ГЭС специалистами РУП «Витебскэнерго» и Китайской национальной корпорации по электрооборудованию (CNEEC) произведен запуск трех гидрогенераторов для проведения 720-часовых испытаний. В настоящее время на испытаниях находятся все 4 генератора. Их средняя выработка составляет 34 МВт. С начала эксплуатации выработано около 32 млн кВт·ч электроэнергии.

Генеральным подрядчиком строительства Витебской ГЭС – компанией CNEEC завершены строительно-монтажные работы по зданию ГЭС, водосливной плотине, устройству верхнего и нижнего бьефов, ОРУ-110 кВ, монтажу гидро- и электро-технического оборудования.

На сегодняшний день китайской компанией ведутся работы по благоустройству территории Витебской ГЭС, рекультивации земель временного отвала объемом 900 тыс. м<sup>3</sup>, строительно-монтажные работы по судоходному шлюзу и пусконаладочные работы на его оборудовании.

В конце апреля будут проведены испытания оборудования Витебской ГЭС на подтверждение гарантийных показателей, предусмотренных технологическими требованиями и контрактом на строительство ГЭС. Ввод объекта в эксплуатацию планируется в июле этого года.

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

## Поздравляем!



### Новогрудский завод газовой аппаратуры стал лауреатом Премии Правительства Республики Беларусь за достижения в области качества

3 апреля состоялась торжественная церемония награждения лауреатов конкурса на соискание Премии Правительства Республики Беларусь за достижения в области качества 2016 года. Премия присуждена 10 организациям за достижение значительных результатов в области качества и конкурентоспособности производимой продукции, оказываемых услуг, внедрение инновационных технологий и современных методов менеджмента. Среди победителей – ОАО «Новогрудский завод газовой аппаратуры».

Победа в конкурсе – это признание лидерства предприятия со стороны общества и потребителей и подтверждение высокой репутации ОАО «НЗГА» не только внутри страны, но и на международном рынке.

### Вручены благодарности Минэнерго за сотрудничество с отраслевым журналом «Энергетическая стратегия»

По согласованию с Министерством энергетики редакцией отраслевого журнала «Энергетическая стратегия» подведены итоги сотрудничества руководителей и специалистов организаций отрасли с изданием в 2016 году. За активное сотрудничество с журналом и его информационную поддержку благодарностью Минэнерго отмечены 19 руководителей и специалистов организаций отрасли, в том числе сотрудники Минэнерго: заместитель директора Департамента по ядерной энергетике Л.В. Дулинец, начальник производственно-технического управления Д.А. Дерягин, пресс-секретарь Ж.Л. Зенькевич. 20 марта заместитель Министра энергетики, председатель редакционной коллегии журнала «Энергетическая стратегия» В.А. Закревский вручил им благодарности в торжественной обстановке.



### Подведены итоги самого престижного конкурса профессионального мастерства ГПО «Белтопгаз»

15–16 марта в г. Витебске состоялся республиканский смотр-конкурс на звание «Лучшая бригада ГПО «Белтопгаз» по техническому обслуживанию внутридомового газоиспользующего оборудования». Победителем конкурса стала бригада ПУ «Мозырьгаз» УП «Гомельоблгаз» (мастер А.С. Холмяков, слесарь О.В. Попов, слесарь Д.Л. Василенко), 2-е место заняла бригада Миорского РГС ПУ «Браславгаз» УП «Витебскоблгаз», 3-е место – ПУ «Могилевгаз» УП «Могилевоблгаз».

Победителями также стали: в номинации «Лучший мастер» – А.С. Холмяков (ПУ «Мозырьгаз»); в номинации «Лучший слесарь по техническому обслуживанию внутридомового газоиспользующего оборудования» – Д.В. Калтыгин (ПУ «Могилевгаз»)

и Д.Л. Василенко (ПУ «Мозырьгаз»).

Дипломами за лучшее рационализаторское предложение награждены Миорский РГС ПУ «Браславгаз» УП «Витебскоблгаз» и ПУ «Барановичгаз» УП «Брестоблгаз».



# МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## ФАКТЫ. ПРОГНОЗЫ. АНАЛИТИКА

### Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года

В феврале компания BP (BP Energy Outlook) представила в России свой очередной Прогноз развития мировой энергетики до 2035 года. Базовый вариант Energy Outlook обрисовывает в общих чертах наиболее вероятный путь развития глобальных энергетических рынков до 2035 года.

Согласно прогнозам BP глобальный ВВП до 2035 года будет расти в среднем на 3,4 % в год. Частично это будет обусловлено увеличением населения, но главной причиной послужит расширение производства в Китае, Индии и других развивающихся странах.

Ожидается, что благодаря экономическим успехам развивающихся государств около 2 млрд человек, то есть примерно четверть населения Земли, перейдет из сектора низких доходов в сектор средних. Это станет основным фактором изменений в энергетике. Так, спрос на первичные энергоресурсы вырастет примерно на 30 % по сравнению с нынешним уровнем.

В странах – членах ОЭСР объемы потребления энергии практически не изменятся, а в некоторых развитых государствах они даже немного сократятся.

Уменьшится также количество энергии, необходимое для производства единицы ВВП. Это произойдет в первую очередь благодаря развивающимся странам. В частности, Китай уже начинает отказываться от расширения энергоемкого промышленного производства в пользу потребительского сегмента, который менее энергозатратен. Тенденция повышения энергоэффективности будет характерна практически для всех стран.

Эксперты BP полагают, что сохранится тенденция декарбонизации глобального топливно-энергетического баланса (ТЭБ). На неископаемые виды энергоресурсов придется примерно половина прироста производства первичной энергии. В частности, доля ВИЭ за исследуемый период вырастет в четыре раза. Это будет обусловлено повышением конкурентоспособности ветровых и особенно солнечных электростанций. Они наконец-то смогут конкурировать с газом и углем.

Соответственно, доля нефти, газа и угля в глобальном ТЭБ сократится с нынешних 86 % до 77 % в 2035 году. Тем не менее ископаемое топливо останется основным источником роста производства энергоносителей.

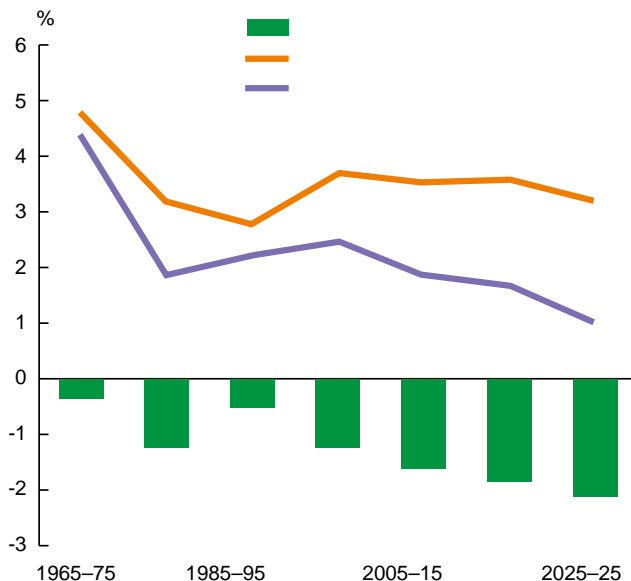
Еще одной важной тенденцией станет увеличение доли первичных энергоресурсов, используемых для производства электроэнергии. На электрогенерацию придется 2/3 прироста глобального потребления в ближайшие 20 лет и до 80 % прироста в период 2035–2050 годов.

Если говорить о традиционных энергоресурсах, то наиболее быстрыми темпами будет расширяться потребление газа. На втором месте окажется нефть, но рост спроса на нее будет замедляться. Динамика же потребления угля сократится в 10 раз по сравнению с предыдущими двумя десятилетиями. Прогнозируется, что к середине 2020-х годов добыча угля достигнет пика, а затем пойдет на спад.

Основным драйвером этих изменений также станет Китай, который будет постепенно отказываться от угля. Доля этого энергоресурса в энергобалансе КНР сократится с нынешних двух третей до 45 %. Примерно то же самое будет происходить и в Индии.

Согласно базовому сценарию, производство нефти увеличится с 95 млн барр./сут. до примерно 110 млн барр., то есть на 15 млн барр. Около 2/3 этого прироста придется на транспортный сектор. Вместе с тем в связи с повышением энергоэффективности автомобилей роль транспорта как драйвера спроса будет становиться все меньше, что вызовет постепенное замедление динамики потребления нефти.

В настоящее время автомобили потребляют 19 млн барр./сут., что соответствует примерно 20 % совокупного спроса. За прогнозируемый период глобальный парк машин увеличится в два раза – с 0,9 до 1,8 млрд единиц. При этом в развивающихся странах он утроится. Практически весь этот прирост будет приходиться на вновь возникающий средний класс.



Динамика изменения энергоемкости, ВВП и потребления энергии

Бурный рост ожидается в секторе электромобилей. Сейчас их в мире примерно 1 млн, а к 2035 году их количество возрастет почти до 100 млн. То есть динамика расширения парка составит 25 % в год. Но даже при таких гигантских темпах доля электромобилей в общем количестве машин все равно будет крайне незначительной – 5–6 %. Развитие электротранспорта сократит потенциальный спрос на нефть всего на 1–1,2 млн барр./сут. Даже если предположить, что число электромобилей будет расти в несколько раз быстрее, чем в базовом прогнозе, это все равно не окажет решающего влияния на динамику потребления нефти.

В краткосрочной перспективе спрос на нефть будет расширяться ежегодно на 1 млн барр./сут., что примерно соответствует уровню последних лет. К концу исследуемого

периода ежегодная динамика составит всего 0,4 млн барр./сут., причем основным источником роста потребления нефти к 2035 году будет ее использование в качестве сырья для нефтехимии.

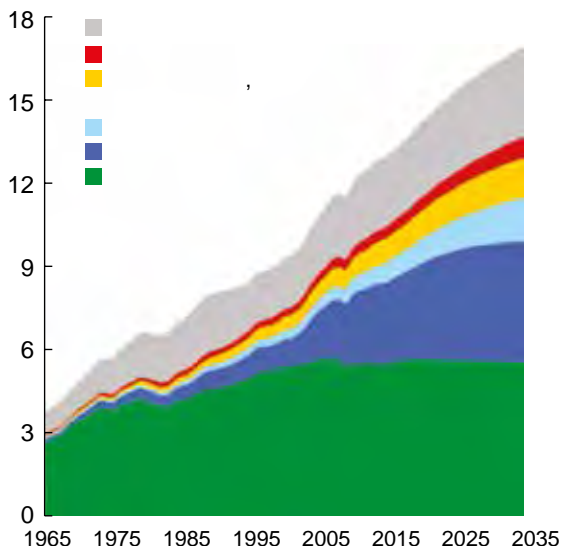
Одной из главных неопределенностей нефтяного рынка является политика ведущих стран-производителей. По подсчетам ВР, ресурсы, которые могут быть извлечены с использованием уже имеющихся технологий, составляют свыше 2,5 трлн барр. Это более чем в два раза превышает глобальные потребности в период до 2050 года. Следовательно, значительная часть технически извлекаемых ресурсов так и останется в недрах.

Вместе с тем повышается вероятность того, что производители с низкой себестоимостью начнут пользоваться своим конкурентным преимуществом дабы расширить свою долю рынка. Речь идет в первую очередь о ближневосточных странах – членах ОПЕК и России. Хотя увеличение добычи – относительно медленный и дорогостоящий процесс.

Что касается природного газа, то согласно базовому сценарию его потребление будет расти на 1,6 % в год. Две трети этого объема обеспечат сланцевые месторождения. Так, в США добыча сланцевого газа удвоится. Крупным производителем этого энергоресурса станет также Китай. Традиционный российский газ расширит свое присутствие как на европейском рынке, так и в Азии.

Продолжит активно развиваться индустрия СПГ. К 2035 году на нее придется более половины международной торговли газом. Дополнительное предложение СПГ будет формироваться преимущественно со стороны США и Австралии, а спрос на сжиженный газ по-прежнему будет расти в основном в Азии.

Поскольку США смогут поставлять свой СПГ в Азию, Европу и Латинскую Америку, американские цены на газ станут эталонными для мирового рынка.



Глобальный спрос на энергию

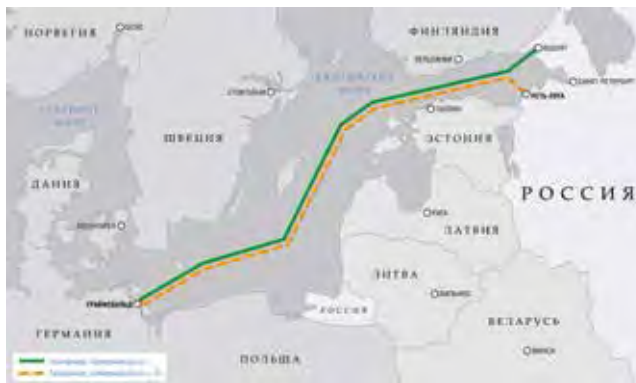
Что касается России, то производство первичной энергии в стране в исследуемый период вырастет на 15 %. При этом ее доля в мировом производстве энергоресурсов снизится с 10 до 9 %. По объемам добычи жидких углеводородов (12,2 млн барр./сут. в 2035 году) Россия будет уступать только США и Саудовской Аравии, по производству газа (71 млрд ф<sup>3</sup>/сут. в 2025 году) займет второе место в мире,

но в отличие от США почти вся добыча будет вестись на традиционных месторождениях.

Россия останется самым крупным экспортером первичных энергоресурсов, поставляя за рубеж 8,6 млн барр./сут. нефти и 34 млрд ф<sup>3</sup>/сут. газа. Энергоемкость российской экономики к 2035 году снизится на 25 %, что ниже средних мировых показателей.

### Дискуссия вокруг газопровода «Северный поток-2»

Проект «Северный поток-2» поставил Брюссель в тупик. Власти ЕС не могут повлиять на его реализацию, так как газопровод пройдет вне юрисдикции Евросоюза – в нейтральной зоне Балтийского моря. Единственные, кто в ЕС, кроме Германии, может оказать влияние на строительство газопровода, – это Швеция и Дания, поскольку они должны согласовать прохождение «Северного потока-2» по своим экономическим зонам Балтийского моря.



Сегодня европейские сторонники строительства «Северного потока-2» настаивают на том, что ресурсная база в северо-западной Европе сокращается и нужно чем-то компенсировать спад добычи. Без «Северного потока-2» европейцы могут оказаться под диктатом у поставщиков более дорогого ресурса – СПГ. В Еврокомиссии подтвердили, что у нее нет юридических оснований блокировать «Северный поток-2», поскольку правила Евросоюза не распространяются на морскую часть трубопровода. Тем не менее Польша активно выступает против «Северного потока-2». Она уже сорвала создание СП между «Газпромом» и пятью крупными европейскими компаниями – французской Engie, австрийской OMV, нидерландской Shell и немецкими Uniper и Wintershall.

В конце марта этого года правительства Швеции и Дании направили Еврокомиссии совместный запрос правовой оценки проекта. В ответ ЕК было заявлено, что она не видит законных оснований препятствовать реализации проекта строительства трубопровода «Северный поток-2», хотя он и не нравится ей с политической точки зрения.

9 апреля министр энергетики и климата Дании Ларс Кристиан Лиллехольм заявил, что правительство страны выступает с инициативой по изменению законодательства страны, чтобы оставить за собой право запретить строительство трубопровода «Северный поток-2» из опасений, связанных с внешней политикой и безопасностью. Он также отметил, что заявление о строительстве газопровода «Северный поток-2» в территориальных водах страны, которое власти уже получили, будет рассматриваться на основании действующих правил.

Для осуществления проекта «Северный поток-2» нужно получить разрешения от пяти стран – России, Финляндии, Швеции, Дании и Германии. 7 апреля Минприроды России передало восьми странам документацию по оценке воздействия газопровода «Северный поток-2» на окружающую среду.

В настоящее время после проведения международного тендера Nord Stream 2 AG и Allseas подписали контракт на укладку труб морской части газопровода «Северный поток-2» через Балтийское море. Компания Allseas будет проводить работы по двум ниткам газопровода в 2018 и 2019 годах, используя три трубоукладочных судна – Pioneering Spirit, Solitaire и Audacia. Аналогичные работы компания выполняла в ходе строительства Nord Stream в Финском заливе. Продолжаются и другие тендеры, в том числе на трубоукладку в России и Германии. В реализации проекта «Северный поток-2» в общей сложности участвуют около 200 компаний из 20 стран.

### Венгрия одобрила площадку для строительства АЭС «Пакш-2»

Площадка для строительства атомной электростанции «Пакш-2» прошла необходимые проверки. Ходатайство о получении лицензии на использование стройплощадки было представлено проектной компанией АЭС «Пакш-2» в Госатомнадзор Венгрии. В ходе обоснования ходатайства было установлено, что стройплощадка пригодна для работы новых энергоблоков. При этом были определены параметры, связанные с рисками, обусловленными человеческой деятельностью и природными условиями.

В начале апреля Венгерское ведомство по атомной энергетике «ОАН» выдало лицензию на использование стройплощадки.

Отмечается, что ранее строительство «Пакш-2» было под угрозой: Брюссель выражал обеспокоенность по поводу того, что проект финансируется Москвой. Кроме того, местные экологические активисты заявляли, что АЭС несет угрозу окружающей среде.

Для сооружения новой АЭС необходимо получить 6000 разных разрешений и лицензий. Как известно, Европейская комиссия завершила свое расследование относительно возможных нарушений при строительстве АЭС «Пакш-2» в Венгрии и окончательно одобрила проект, приняв решение о его государственной поддержке.

### «Энергетический поворот» Германии дорого обходится ее соседям

Концепция «энергетического поворота» (Energiewende), которую с начала века взяла на вооружение Германия, слишком дорого обходится ее соседям – Чехии и Польше.

«Энергетический поворот» подразумевает, что к 2022 году Германия полностью откажется от АЭС и заменит их генерирующими мощностями на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В результате в ФРГ растет выработка «зеленой» энергии, и, как следствие, в ветреные и солнечные дни страна производит лишнее электричество. Однако его главные импортеры – Чехия и Польша – усвоить избыточные мощности не в состоянии. Сетевые компании этих восточноевропейских стран предупреждают, что электросети могут не выдержать напора сверхплановой «чистой» энергии, поскольку устарели морально и материально. Между тем модернизация электросетей потребует дополнительных затрат.

Согласно правилам ЕС стоимость устранения энергетического дисбаланса должна быть поровну разделена между двумя сторонами. Но это в идеале. На деле же основная масса расходов падает на страны-импортеры. Чехии и Польше приходится вкладывать миллионные инвестиции в высоковольтные ЛЭП, рассчитанные на более высокое напряжение, и устанавливать трансформаторы на границе, чтобы перенаправлять лишние потоки обратно в Германию. Чешская ČEPS и Polskie Sieci Elektroenergetyczne уже потратили около €115 млн на установку массивных трансформаторов. Польша в 2016 году инвестировала в модернизацию своих электросетей и подстанций \$ 300 млн.



Электросетевые операторы Германии также активно занялись модернизацией. Компания 50Hertz, отвечающая за трансграничные линии электропередачи, начала устанавливать трансформаторы в двух местах на немецкой стороне, чтобы помочь справиться с переменчивыми потоками и внезапным избытком энергии. Однако монтаж одного из них был отложен на три года из-за судебной тяжбы.

В то же время Германия никак не может решить проблему переброски энергии, вырабатываемой ветровыми установками в основном на севере страны, к мощным заводам, расположенным на юге. Это требует проведения нескольких современных высоковольтных линий, что является капиталоемким инвестиционным проектом. Поэтому пока за превосходство возможностей немецких ВИЭ над потребностями экономики ФРГ приходится расплачиваться восточным соседям.

В этих странах обострилась еще одна проблема. Чешские и польские компании, генерирующие электроэнергию на угольных ТЭС, несут финансовые потери, так как выработанное ими электричество уже никому не нужно, поскольку в избытке немецкая электроэнергия. С 2008 года, когда Германия начала активно развивать ветровую и солнечную энергетику, польские электростанции стали ежегодно потреблять на 4 млн т угля меньше, что эквивалентно закрытию одной крупной ТЭС.

### ООН призвала Великобританию приостановить строительство АЭС Hinkley Point

Европейская экономическая комиссия ООН (ЕЭК) призвала власти Великобритании приостановить строительство атомной электростанции Hinkley Point в графстве Сомерсет до тех пор, пока не будет готова оценка воздействия на окружающую среду и пока сама ЕЭК не определит, соответствует ли проект АЭС Конвенции об ОВОС в трансграничном контексте.

Из-за Brexit и смены правительства в Великобритании потребовалось дополнительное время для изучения деталей про-



екта. Если бывший премьер-министр Великобритании Дэвид Кэмерон с энтузиазмом поддерживал этот проект, то Тереза Мэй отнеслась к нему гораздо более сдержанно, тем более что проект действительно вызывал вопросы. Его противников беспокоит то, что реальная стоимость реализации проекта может оказаться значительно выше запланированной. Вызывает вопросы и состав инвесторов, ведь помимо французской компании EDF треть этого проекта планируют финансировать китайские компании, хотя Еврокомиссия угрозы в сделке между EDF и Chinese General Nuclear Power Group (CGN) не увидела. Свое беспокойство по поводу строительства АЭС в Сомерсете высказывали и защитники окружающей среды. Тем не менее предстоящие выгоды от строительства АЭС перевесили опасения, и проект получил «зеленый свет».

Hinkley Point станет первой в стране АЭС, построенной более чем через 20 лет после введения в эксплуатацию АЭС «Сайзвел» в 1995 году. Завершить строительство планируют до 2025 года. Американская GE будет заниматься поставкой для строящейся АЭС паровых турбин, генераторов и другого крупногабаритного оборудования.

### Количество нефтегазовых буровых установок в мире снизилось

Как сообщили эксперты нефтесервисной компании Baker Hughes, число нефтегазовых буровых установок по всему миру за март этого года сократилось в месячном выражении на 42 единицы, или на 2,07 %, – до 1,985 тыс. шт., при этом в годовом выражении количество буровых установок увеличилось на 434 единицы, или на 28 %.

В США этот показатель увеличился на 45 единиц (6,04 %) в месячном выражении – до 789 шт., в Латинской Америке – на 6 единиц (3,35 %) – до 185 шт., на Ближнем Востоке – на 4 единицы (1,04 %) – до 386 шт., в Азиатско-Тихоокеанском



регионе – на 2 единицы (1,02 %) – до 198 шт., в Африке – на 3 единицы (3,89 %) – до 80 шт.

Сократилось количество буровых установок только в Европе и в Канаде: за март текущего года их число уменьшилось на 13 единиц (12,1 %) – до 94 шт. и на 89 (26 %) – до 253 шт. соответственно.

### ОПЕК прогнозирует рекордную сланцевую добычу в США

В очередном ежемесячном докладе о состоянии рынка ОПЕК отметила, что в марте страны организации продолжили сокращать добычу в рамках сделки, заключенной в декабре прошлого года, и суммарно убрали с рынка еще 153 тыс. барр./сут., выполнив свои обязательства на 104 %.

Впрочем, лидер ОПЕК – Саудовская Аравия – увеличивал добычу второй месяц подряд, до 9,994 млн барр./сут. По сравнению с январем саудовская добыча стала больше на 186 тыс. барр./сут., что, вероятно, свидетельствует о недовольстве Эр-Риядом ходом выполнения нефтяного пакта, отмечают аналитики Bank of America.



Проблемы ближневосточных производителей очевидны: сланцевая добыча в Соединенных Штатах растет существенно быстрее прогнозов. Оценку американской добычи ОПЕК повышает пятый месяц подряд. Новый прогноз предполагает ее рост на 335 тыс. барр./сут. – до нового исторического рекорда в 4,601 млн барр./сут.

Вместе с США новые проекты открывают Бразилия, Мексика и Канада, не связанные с ОПЕК какими-либо договоренностями. До конца года, по оценке картеля, страны Северной и Южной Америки увеличат добычу на 600 тыс. барр./сут., что в 1,5 раза больше, чем ОПЕК прогнозировала всего месяц назад.

По сравнению с январем организация увеличила оценку новых поставок из стран вне ОПЕК в 6 раз – со 100 до 600 тыс. барр./сут.

Чтобы сохранить баланс на рынке, потребуются новый спрос – 300 тыс. барр./сут. в день со стороны Китая и столько же от других развивающихся стран, следует из доклада ОПЕК. Пока же, признают эксперты организации, спрос по-прежнему отстает от предложения: избыточные поставки по итогам первого квартала составили 0,4 млн барр./сут., или 8 супертанкеров в месяц.

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

# СОВРЕМЕННЫЕ РАЗРАБОТКИ ПО РАСЧЕТУ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38–10 КВ

Для решения различных технологических задач электрических сетей необходимо регулярно выполнять множество расчетов. Наиболее трудоемкими являются расчеты распределительных электрических сетей 0,38–10 кВ, в том числе такие как определение технологического расхода электрической энергии при ее передаче [1, 2]. Данные расчеты требуют использования огромного объема топологической и режимной исходной информации. Упростить их реализацию позволяют современные компьютерные программы, которые с учетом стремительного развития технологий нуждаются в постоянном совершенствовании.

В связи с регулярными изменениями режимов работы Белорусской энергосистемы возникает необходимость анализа потерь электроэнергии и разработки мероприятий по их снижению. Благодаря активной работе электросетевых подразделений по реализации организационных и технических мероприятий, а также сбытовых подразделений по совершенствованию систем расчетного и технологического учета электрической энергии в электрических сетях ГПО «Белэнерго» с 2010 года наблюдается ежегодное снижение потерь электроэнергии. По итогам 2016 года их величина составила 2,874 млрд кВт·ч, или 8,92 %, что ниже уровня потерь 2010 года (3,774 млрд кВт·ч) на 23,83 % (рис. 1).

Наибольшая эффективность мероприятий по снижению потерь достигается в распределительных сетях 0,38–10 кВ районов электрических сетей (РЭС), для которых ежегодно устанавливается соответствующее задание. В 2016 году перед РУП-облэнерго была поставлена задача обеспечить в каждом РЭС снижение потерь до уровня, не превышающего 10,9 %. На рисунке 2 представлена динамика снижения количества РЭС, потери электроэнергии в которых превышают 10,9 %.

## Программное обеспечение «DWRES»

В рамках плановой деятельности по совершенствованию методического и программного обеспечения РУП «ОДУ» во взаимодействии с научно-исследовательской группой кафедры «Электрические системы» БНТУ были разработаны нормативный документ [3] и первая версия программного обеспечения «DWRES» [4], в которой реализованы нормативные требования по расчету потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38–10 кВ. Опытная промышленная эксплуатация данного программного обеспечения завершилась в июне 2016 года, и начиная с июля того же года оно внедряется в Белорусской энергосистеме.

Основной целью внедрения «DWRES» является централизованный переход всей энергосистемы на единое программное обеспечение, позволяющее осуществлять наиболее точные расчеты потерь электроэнергии в элементах распределительной электрической сети 0,38–10 кВ для последующего анализа потерь, их структуризации, прогнозирования и нормирования, а также разработки соответствующих организационно-технических мероприятий по их снижению.



**Д.В. КОВАЛЕВ,**  
м.т.н., генеральный директор  
РУП «ОДУ»



**А.В. СОЛОВЕЙ,**  
м.т.н., заместитель начальника  
службы электрических  
режимов РУП «ОДУ»



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



Рис. 1. Отчетные потери электроэнергии в электросетях 0,38–10 кВ ГПО «Белэнерго» за январь–декабрь 2010–2016 годов



Рис. 2. Динамика снижения количества РЭС, потери электроэнергии в которых превышают 10,9 %

Для выполнения расчетов в первой версии «DWRES» необходимо единожды внести в базу данных исходную информацию по топологии сети 6–10 кВ и обобщенную информацию по сети 0,38 кВ. В дальнейшем требуется ежемесячно вводить обобщенную режимную информацию по каждому центру питания (головному участку распределительной линии 6–10 кВ – фидеру). Так как в отдельных РЭС эксплуатируется значительное (свыше 100) количество распределительных линий, то в программном обеспечении «DWRES» была предусмотрена возможность взаимодействия с АСКУЭ. Такое взаимодействие позволяет использовать не только обобщенную режимную информацию, но и фактические графики нагрузок, что, в свою очередь, дает возможность значительно повысить точность расчетов. Одновременно с опытно-промышленной эксплуатацией первого варианта «DWRES» велась разработка более совершенной версии программного обеспечения, использующего в расчетах типовые и регистрируемые АСКУЭ графики нагрузок, а также пофазную топологическую информацию сети 0,38 кВ.

Использование регистрируемых АСКУЭ графиков нагрузки в распределительных электрических сетях вполне оправданно, так как применяемый в «DWRES» метод расчета потерь (метод средних нагрузок и коэффициента формы) является оценочным и в нестандартных для распределительных сетей случаях может давать результат с нежелательной погрешностью. Так как термин «распределительная сеть» подразумевает распределение электроэнергии от источника питания к потребителям, то под нестандартным случаем подразумевается наличие в сети 0,38–10 кВ источников малой генерации

(блок-станций), суммарная установленная мощность которых постоянно растет и по состоянию на 1 января 2017 года в сети 0,38–10 кВ уже составляет 390 МВт (190 блок-станций). Также к нестандартным случаям по режимам работы распределительной сети можно отнести исполнение сети 0,38–10 кВ в замкнутом виде или наличие в расчетном периоде большого числа коммутационных переключений.

**Особенности метода средних нагрузок и коэффициента формы**

Для оценки метода средних нагрузок и коэффициента формы при расчетах в современных условиях работы распределительной электрической сети 0,38–10 кВ достаточно рассмотреть особенности данного метода при определении нагрузочных потерь электроэнергии.

Как известно, общая формула определения нагрузочных потерь электроэнергии  $\Delta W_{нагр}$  в элементе сети выглядит следующим образом [2]:

$$\Delta W_{нагр} = 3 \cdot R \cdot \int_0^T I^2(t) dt = 3 \cdot R \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} I_i^2 = R \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2}, \quad (1)$$

где R – активное сопротивление элемента сети; I(t) – функция, характеризующая изменение тока в элементе сети за время T;  $\Delta t$  – временной интервал между токовыми замерами;  $I_i$  – ток в элементе сети, соответствующий i временному интервалу;  $P_i(Q_i)$ ,  $U_i$  – активная (реактивная) мощность и напряжение, соответствующие i временному интервалу.

При расчете нагрузочных потерь методом средних нагрузок и коэффициента формы используется следующая формула [2]:

$$\Delta W_{нагр} = \frac{W_p^2 + W_q^2}{U_{ср.з.}^2 \cdot T} \cdot k_{\phi}^2 R, \quad (2)$$

где  $W_p$ ,  $W_q$  – активная и реактивная энергия, зафиксированная прибором учета за время T;  $U_{ср.з.}$  – среднеэксплуатационное напряжение за время T;  $k_{\phi}$  – коэффициент формы графика нагрузки.

Из формулы (2) видно, что при расчетах нагрузочных потерь методом средних нагрузок и коэффициента формы не требуется наличие интервальных замеров активной и реактивной мощности (графиков нагрузок), благодаря чему данный метод и получил широкое распространение.

Приравняем обе формулы, чтобы получить формулу квадрата коэффициента формы ( $k_{\phi}^2$ ), и примем допущение, что реактивная мощность во времени изменяется пропорционально активной мощности:

$$R \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \frac{P_i^2}{U_i^2} \cdot (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_i) = \frac{W_p^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi)}{U_{\text{ср.э.}}^2 \cdot T} k_{\Phi}^2 R. \quad (3)$$

Принимая  $\operatorname{tg}^2 \varphi_i = \operatorname{tg}^2 \varphi$ , имеем:

$$\Delta t \cdot \sum_{i=1}^{T/\Delta t} \frac{P_i^2}{U_i^2} = \frac{W_p^2}{U_{\text{ср.э.}}^2 \cdot T} k_{\Phi}^2. \quad (4)$$

Следующее допущение, которое следует принять, – это использование в расчетах среднеэксплуатационного напряжения ( $U_{\text{ср.э.}}$ ). Его величина зависит от изменения напряжения и активной мощности во времени. В литературе [5] приводятся обобщенные формулы для определения величины этого показателя, но на практике вместо среднеэксплуатационного напряжения чаще используется его среднее арифметическое значение. С учетом этого допущения коэффициент формы будет определяться как отношение среднеквадратичного значения активной мощности к квадрату средней

нагрузки ( $P_{\text{ср}} = \frac{W_p}{T}$ ):

$$k_{\Phi}^2 = \frac{\sum_{i=1}^{T/\Delta t} P_i^2 \cdot \Delta t}{P_{\text{ср}}^2 \cdot T}. \quad (5)$$

Как видно из формулы (5), даже при некоторых допущениях для точного определения коэффициента формы требуется наличие графика нагрузки. Согласно [5] было получено несколько формул для определения коэффициента формы. Одной из наиболее распространенных является формула:

$$k_{\Phi}^2 = \frac{1 + 2k_3}{3 \cdot k_3}, \quad (6)$$

где  $k_3$  – коэффициент заполнения графика нагрузки, при этом

$$k_3 = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{макс}}}, \quad (7)$$

где  $P_{\text{макс}}$  – максимальная активная мощность.

Согласно [5] формула (6) получена путем аппроксимации проведенных вариантных расчетов для графика нагрузки в диапазоне  $k_3$  от 0 до 1 (рис. 3). При этом максимум нагрузки может быть различным, а минимум – постоянен и равен 0. При условии, что минимум мощности в рассматриваемом периоде был отличен от нуля, в формулу (6) необходимо добавить еще один коэффициент заполнения графика –  $k_3^{\text{мин}}$ .

Формула (6) с допустимой точностью (случайная погрешность  $\pm 13\%$  [5]) определяет коэффициент формы, когда в рассматриваемом элементе отсутствует реверс мощности (прием и отдача электроэнергии в одном расчетном периоде). При на-

личии реверсивных потоков мощности формула применима лишь в том случае, если энергию приема и отдачи просуммировать, а в качестве максимальной мощности использовать наибольшую по модулю мощность приема либо отдачи (рис. 4).

Следует также отметить, что описанные особенности метода средних нагрузок и коэффициента формы относятся к определению потерь в одном элементе. Если же рассматривать распределительную электрическую сеть в целом, то наличие одного участка сети с реверсом мощности может привести к значительным погрешностям расчетного метода. Рассмотрим сказанное на примере простейшей сети 10 кВ из пяти участков (рис. 5), соединяющей центр питания, группу потребителей и блок-станцию.

В узле 2 сети при объединении графиков нагрузки различной формы получится новый график нагрузки, который будет аналогичен по форме графику нагрузки в центре питания и отличным от исходных графиков нагрузки (рис. 6). При этом максимум и минимум активной мощности перенесутся на временной интервал, не соответствующий максимуму и минимуму активной мощности исходных графиков нагрузки.

Метод средних нагрузок и коэффициента формы подразумевает использование при расчете одной конфигурации графика нагрузки как на головном участке, так и в нагрузочных узлах, что не всегда происходит на практике (за исключением случая, когда подключенные потребители являются однотипными).

Таким образом, изменение режимов работы распределительной сети (в том числе развитие малой генерации)

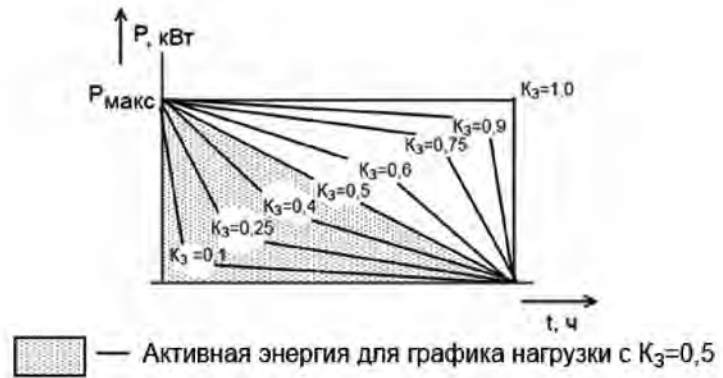


Рис. 3. Графики нагрузок по продолжительности с соответствующими значениям коэффициента формы

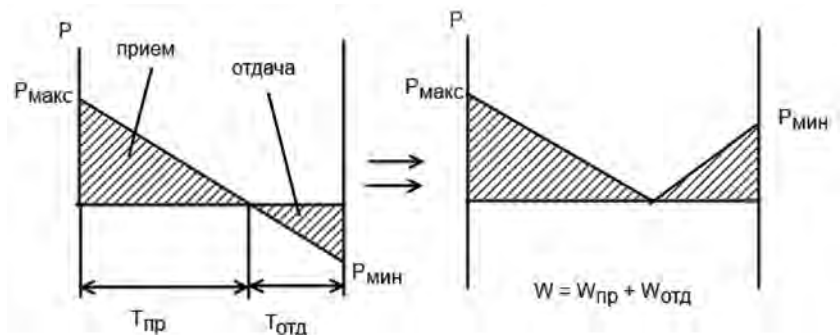


Рис. 4. Преобразование графика нагрузки для элемента сети с реверсивным потоком

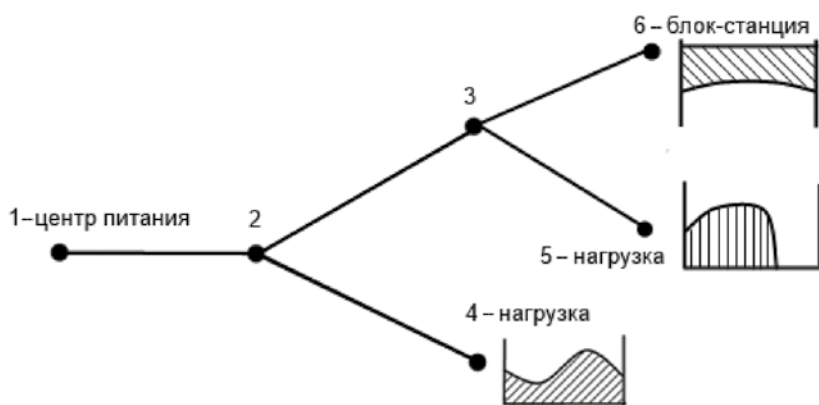


Рис. 5. Простейшая распределительная линия 10 кВ, связывающая следующие узлы: 1 – центр питания; 2, 3 – промежуточные узлы; 4, 5 – группы потребителей; 6 – блок-станция

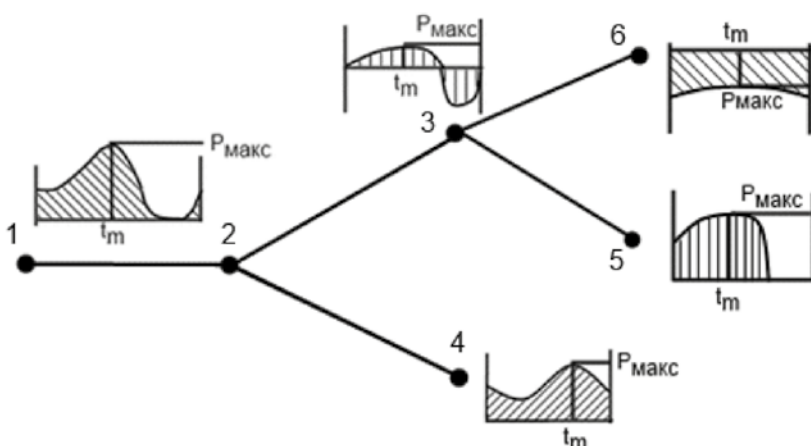


Рис. 6. Объединение исходных графиков нагрузки в центре питания

может привести к тому, что рассчитанная традиционным методом величина потерь электроэнергии будет отличаться от реального их уровня, что негативно повлияет на объективность нормирования потерь, анализ полученных результатов и разработку организационно-технических мероприятий по снижению потерь.

### Перспективы совершенствования программного обеспечения

Оптимальным выходом из сложившейся ситуации является использование потенциала современного информационного обеспечения электрической сети и переход на метод оперативных расчетов потерь электроэнергии в сети, который предусматривает использование графиков нагрузки, регистрируемых в режиме реального времени. Так как в распределительных сетях 0,38–10 кВ такую информацию в настоящий момент получить достаточно сложно, то необходимо предусмотреть использование типовых графиков нагрузки по характеру потребителей в тех местах, где системы телеизмерений пока не установлены. Такой подход позволит не только уточнить расчеты потерь, но и послужит стимулом для развития систем АСКУЭ в распределительных сетях. Данное направление является одним из перспективных в деятельности РУП «ОДУ» по снижению потерь электроэнергии.

В настоящий момент на завершающей стадии находится разработка более совершенной версии программного обеспечения, использующей в расчетах типовые и регистрируемые АСКУЭ графики нагрузок. Опытно-промышленная эксплуатация новой версии «DWRES» запланирована на 2017 год. В качестве наиболее оптимального варианта для апробации новой версии программного обеспечения «DWRES» был выбран Логойский РЭС РУП «Минскэнерго», имеющий высокий уровень оснащённости АСКУЭ и базу данных по топологии сети 0,38 кВ. При получении положительных результатов новая версия программного обеспечения «DWRES» будет внедряться во всех районах электрических сетей ОЭС Беларуси.

Реализация метода оперативных расчетов позволит существующему программному обеспечению перейти на совершенно новый уровень в определении потерь электроэнергии, а также послужит стимулом для развития систем АСКУЭ в распределительных сетях.

Так как база данных нового программного обеспечения «DWRES» будет содержать полную схемную и режимную информацию по сети 0,38–10 кВ, то в перспективе целесообразно обеспечить ее взаимодействие (синхронизацию) с другим программным обеспечением, предназначенным для решения других технологических задач в электрических сетях (например, в SCADA-системах или системах паспортизации).

Таким образом, развитие данного программного комплекса позволит еще на один шаг приблизить энергосистему Республики Беларусь к интеллектуальной распределительной сети («Smart Grid»).

### Список литературы

1. Железко, Ю.С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практических расчетов / Ю.С. Железко. – М.: ЭНАС, 2009. – 456 с.: илл.
2. Фурсанов, М.И. Определение и анализ потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем / М.И. Фурсанов. – Минск: УВНЦ при УП «Белэнергосбережение», 2005. – 208 с.
3. Инструкция по расчету и обоснованию нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям: утв. М-вом энергетики Респ. Беларусь 16.12.2013.
4. Фурсанов, М.И. Нормирование и снижение потерь в электрических сетях Белорусской энергосистемы. Состояние и перспективы / М.И. Фурсанов // Энергетическая стратегия. – 2015. – № 2(44). – С. 34–38.
5. Железко, Ю.С. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях / Ю.С. Железко, О.В. Савченко // Электрические станции. – 2001. – № 10. – С. 9–13.

# ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПГУ 400 МВт

Продолжаем публикацию статьи, в которой анализируются технико-экономические показатели работы трех конденсационных энергоблоков ПГУ мощностью около 400 МВт, введенных в эксплуатацию в период с 2011 по 2014 годы. В первой части материала, опубликованной в предыдущем номере журнала, авторы приводят графические зависимости величин удельных расходов топлива от мощности ПГУ. Вторая часть статьи посвящена факторному анализу причин отклонения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ от проектных значений.

## Часть 2

Графические зависимости величин удельных расходов топлива от мощности ПГУ всех трех ТЭС, приведенные в первой части статьи, свидетельствуют о том, что величина удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ в номинальном режиме его работы для ТЭС № 1 выше проектного значения на 5,4 г/кВт·ч, для ТЭС № 2 – на 3,0 г/кВт·ч, для ТЭС № 3 практически равна проектному значению (выше на 0,4 г/кВт·ч).

Вместе с тем для определения эффективности ПГУ важнейшей задачей является факторный анализ отклонений удельных расходов от проектных значений, который проводится с использованием результатов данных испытаний и энергетических характеристик ПГУ.

При рассмотрении характеристик ГПЧ (газопаровая часть: ГТУ и условный

котел) в составе ПГУ (рис. 1) видно, что удельный расход топлива на отпуск электроэнергии для ТЭС № 1 выше на 0,6 г/кВт·ч (увеличение удельного расхода на ПГУ на 0,4 г/кВт·ч), для ТЭС № 2 из-за отклонения КПД условного котла от проектного значения – на 0,9 г/кВт·ч (увеличение удельного расхода на ПГУ на 0,6 г/кВт·ч), для ТЭС № 3 – ниже проектного значения на 0,3 г/кВт·ч (снижение удельного расхода на ПГУ на 0,2 г/кВт·ч).

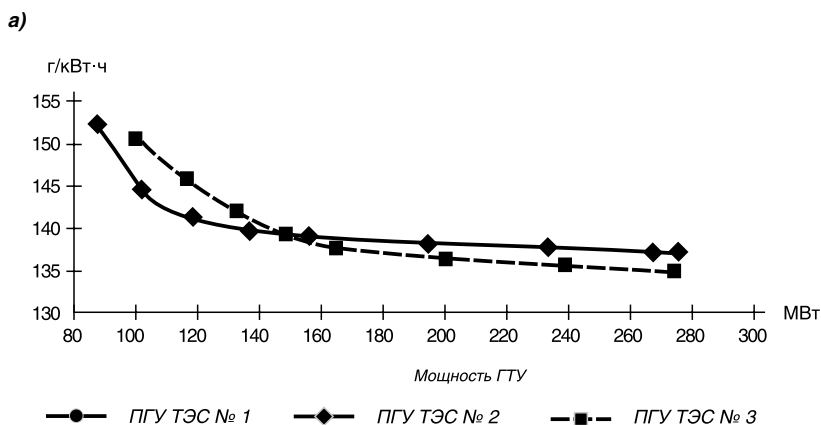
Анализ характеристик ПСЧ (паросиловая часть: условный котел и ПТУ – паротурбинная установка) в составе ПГУ (рис. 2) показывает, что при номинальном режиме работы удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ПСЧ в составе ПГУ выше проектного значения для ТЭС № 1 на 30 г/кВт·ч, для ТЭС № 2 – на 15 г/кВт·ч, для ТЭС № 3 – на 18 г/кВт·ч, что обусловлено ростом удельного рас-



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



**А.Н. ДУБРОВЕНСКИЙ,**  
ведущий инженер-  
программист



хода тепла на выработку электроэнергии брутто ПТУ и снижением КПД условного котла. Данные отклонения привели к увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ в номинальном режиме работы для ТЭС № 1, ТЭС № 2 и ТЭС № 3 на 9 г/кВт·ч, 4,5 г/кВт·ч и 5,4 г/кВт·ч соответственно. Следует отметить, что частично ухудшение показателей работы ПСЧ в составе ПГУ ТЭС № 1 и ТЭС № 2 вызвано более низким значением температуры дымовых газов за ГТУ (576 °С для ПГУ ТЭС № 1, 572 °С

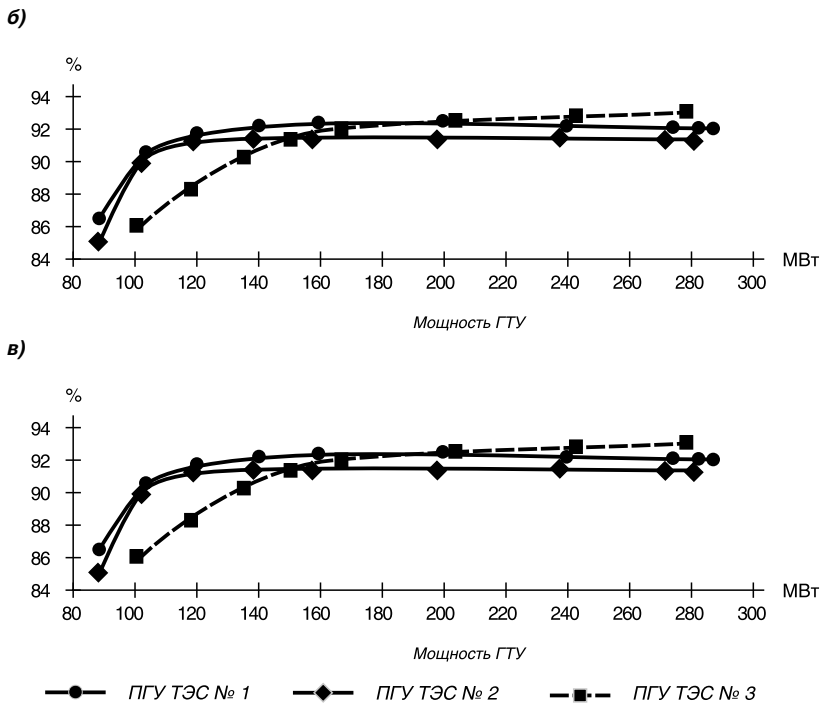


Рис. 1. Характеристики ГТУ в составе энергоблоков ПГУ:

- а) удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от ГТУ в зависимости от мощности ГТУ;
- б) КПД условного котла в зависимости от мощности ГТУ;
- в) потери тепла топлива, связанные с наличием углеводородов в дымовых газах, в зависимости от мощности ГТУ

для ПГУ ТЭС №2) по отношению к проектному значению (583,7 °С для обоих энергоблоков), что обусловило снижение параметров пара перед ПТУ.

Для диапазона работы 60–100 % номинальной мощности величина удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ГПЧ для анализируемых энергоблоков находится на уровне 140 г/кВт·ч (рис. 1); величина же удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПСЧ достигает 420 г/кВт·ч. Снижение на 1 % относительного отпуска электроэнергии от блока при сохранении удельных расходов топлива на отпуск электроэнергии от ГПЧ и ПСЧ приводит к изменению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на  $(420 - 140)/100 = 2,8$  г/кВт·ч. Доля топлива, относимого на ПСЧ, для номинального режима может быть принята на уровне 55 %, поэтому изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПСЧ на 1 г/кВт·ч (0,25%) приводит к изменению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на  $0,25 \cdot 215 \cdot 0,55/100 = 0,3$  г/кВт·ч.

Изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ГПЧ на 1 г/кВт·ч (0,7 %) приводит

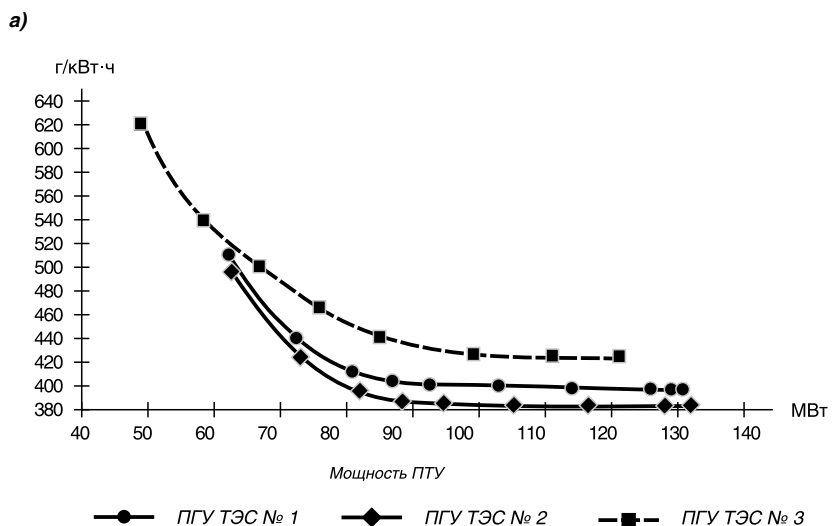
к изменению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на  $0,7 \cdot 215 \cdot 0,45/100 = 0,7$  г/кВт·ч. Характеристики, отражающие долю электрической мощности ПТУ и долю топлива, относимого на отпуск электроэнергии от ПСЧ, по отношению к мощности ПГУ, представлены на рисунке 3.

Вместе с тем доля ПТУ в выработке электроэнергии ПГУ для ТЭС № 1 составляет 31,6 %, что ниже проектного значения на 33,0 – 31,6 = 1,4 %, для ТЭС № 2 – 32,3 % (ниже проектного зна-

чения на 33,0 – 32,3 = 0,7 %), для ТЭС № 3 – 30,6 % (ниже проектного значения на 32,3 – 30,6 = 1,7 %). Отклонение величины доли выработки электроэнергии ПТУ от проектных значений привело к снижению удельного расхода топлива на ПГУ при номинальном режиме работы для ТЭС № 1 – на 4 г/кВт·ч, для ТЭС № 2 – на 2 г/кВт·ч, для ТЭС № 3 – на 4,8 г/кВт·ч. При номинальной нагрузке ГТУ в составе ПГУ ТЭС № 3 работает с превышением номинальной мощности приблизительно на 4 %.

В целом при номинальном режиме работы ПГУ в диапазоне нагрузок 60–100 % номинальной мощности наблюдаются следующие особенности:

- для ПГУ ТЭС № 1 – отклонение доли выработки электроэнергии ПСЧ в выработке электроэнергии ПГУ привело к снижению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 4,0 г/кВт·ч, изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ГПЧ – к увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 0,4 г/кВт·ч, изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПСЧ – к увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 9,0 г/кВт·ч. Итоговая величина изменения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ составила  $9,0 + 0,4 - 4,0 = 5,4$  г/кВт·ч;
- для ПГУ ТЭС № 2 – отклонение доли выработки электроэнергии ПСЧ в выработке электроэнергии ПГУ (отношение мощности ПТУ к мощности ПГУ, см. рис. 3) привело к снижению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 2,0 г/кВт·ч, изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ГПЧ – к увеличению удельного расхода



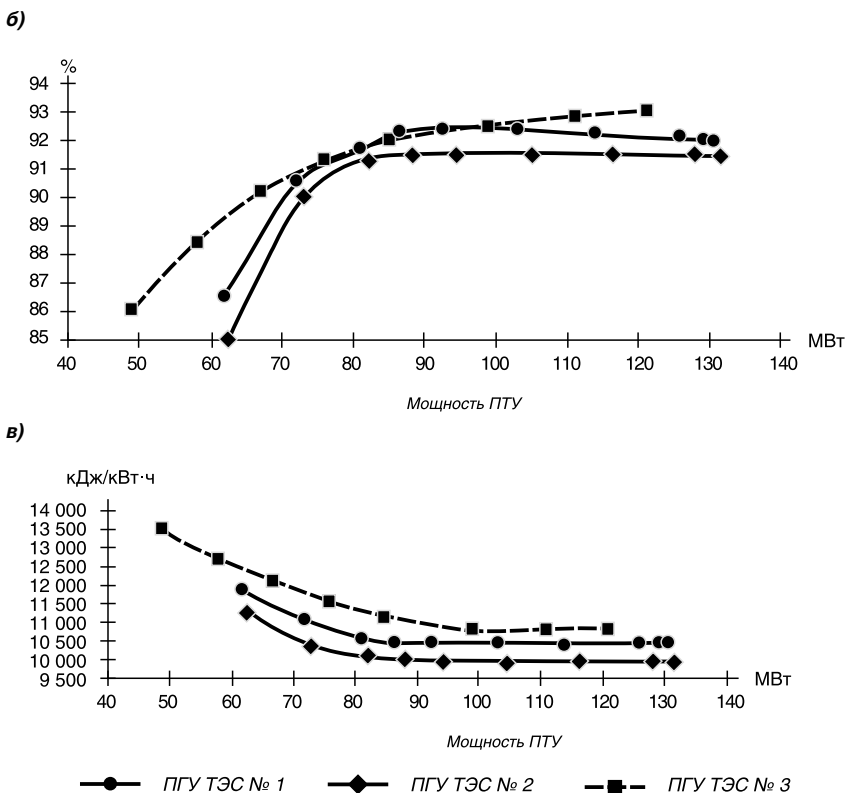


Рис. 2. Характеристики ПТУ в составе энергоблоков ПГУ:

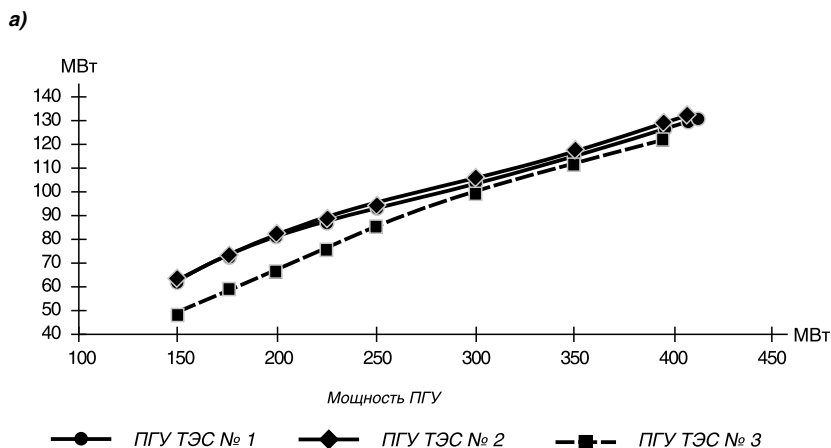
- а) удельный расход топлива на отпуск электроэнергии от паротурбинной установки (ПТУ) в зависимости от мощности ПТУ;
- б) КПД условного котла в зависимости от мощности ПТУ;
- в) удельный расход тепла на выработку электроэнергии ПТУ в зависимости от мощности ПТУ

топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 0,6 г/кВт·ч, изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПСЧ – к увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 4,2 г/кВт·ч. Итоговая величина изменения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ составила  $4,2 + 0,6 - 2,0 = 2,8$  г/кВт·ч. За счет прочих отклонений (0,1 г/кВт·ч) итоговая величина превышения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ составила 2,7 г/кВт·ч;

- для ПГУ ТЭС № 3 – отклонение доли ПСЧ в выработке электроэнергии ПГУ (отношение мощности ПТУ к мощности ПГУ, см. рис. 3) привело к снижению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 4,8 г/кВт·ч, изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ППЧ – к снижению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 0,2 г/кВт·ч, изменение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПСЧ – к увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 5,4 г/кВт·ч. Итоговая величина изме-

нения удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ составила  $5,4 - 0,2 - 4,8 = 0,4$  г/кВт·ч.

При работе ПГУ ТЭС № 1 и № 2 на нагрузке 200 МВт (50 %) отмечается появление углеводородов в составе дымовых газов. Со снижением мощности ПГУ их количество резко возрастает – темпы роста оцениваются как 0,5 % на каждый процент снижения мощности. Кроме того, при нагрузках ПГУ 50 % и ниже характерно ухудшение экономичности ПТУ в составе ПГУ из-за резкого сни-



жения температуры дымовых газов за ГТУ (рис. 4).

При работе ПГУ ТЭС № 3 в диапазоне нагрузок 40–60 % происходит увеличение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ и появляются углеводороды в составе дымовых газов (рис. 4). Это приводит к резкому снижению КПД условного котла и увеличению удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ на 5 г/кВт·ч, от ПСЧ – на 20 г/кВт·ч и в итоге – к увеличению удельного расхода на отпуск электроэнергии от ПГУ приблизительно на 10 г/кВт·ч при нагрузке 40 %. Поскольку рост количества углеводородов при снижении нагрузки имеет линейный характер, удельный расход топлива на ПГУ в рассматриваемом диапазоне нагрузок возрастает на 0,5 г/кВт·ч на каждый процент снижения нагрузки. Ухудшают работу ПСЧ также уменьшение температуры дымовых газов за ГТУ и увеличение коэффициента избытка воздуха в дымовых газах.

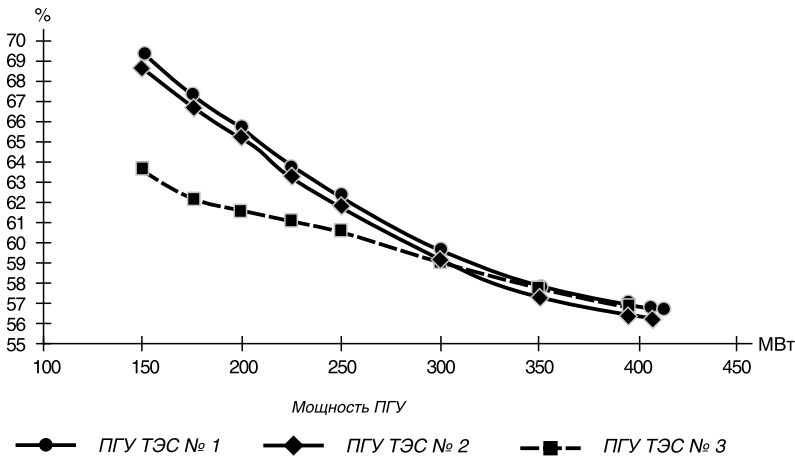
В результате величина удельного расхода топлива при электрической мощности 150 МВт для всех трех энергоблоков находится на уровне 290–295 г/кВт·ч.

### Выводы

1. Техничко-экономические показатели работы трех конденсационных энергоблоков ПГУ мощностью порядка 400 МВт, полученные по результатам их тепловых испытаний, свидетельствуют о достаточно высокой эффективности данных энергоблоков в диапазоне нагрузок 60–100 % номинальной мощности: удельный расход топлива на отпуск электроэнергии находится на уровне 240–215 г/кВт·ч соответственно.

2. Анализ работы энергоблоков ПГУ с применением разработанной ОАО «Белэнергоремналадка» методики расчета

б)



**Рис. 3. Зависимости, характеризующие влияние ПТУ в составе ПГУ на работу ПГУ в целом:**

- а) мощность ПТУ в зависимости от мощности ПГУ;
- б) доля топлива, относимого на выработку электроэнергии ПТУ, от общего количества топлива на ПГУ в зависимости от мощности ПГУ

ТЭП парогазовой части ТЭС позволил оценить и выявить факторы, оказывающие влияние на некоторое отклонение показателей экономичности по отношению к их проектным значениям в диа-

пазоне нагрузок 60–100 % номинальной электрической мощности:

– для ПГУ ТЭС-1 удельный расход топлива выше проектного значения на 5,4 г/кВт·ч, что вызвано в основном

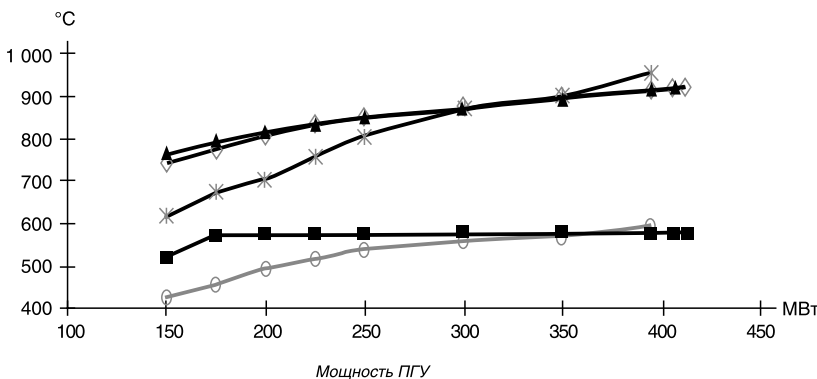
снижением экономичности ПСЧ в составе ПГУ на 30 г/кВт·ч (7,5 %);

– для ПГУ ТЭС-2 удельный расход топлива выше проектного значения на 3,0 г/кВт·ч, что вызвано в основном снижением экономичности ПСЧ в составе ПГУ на 15 г/кВт·ч (3,75 %);

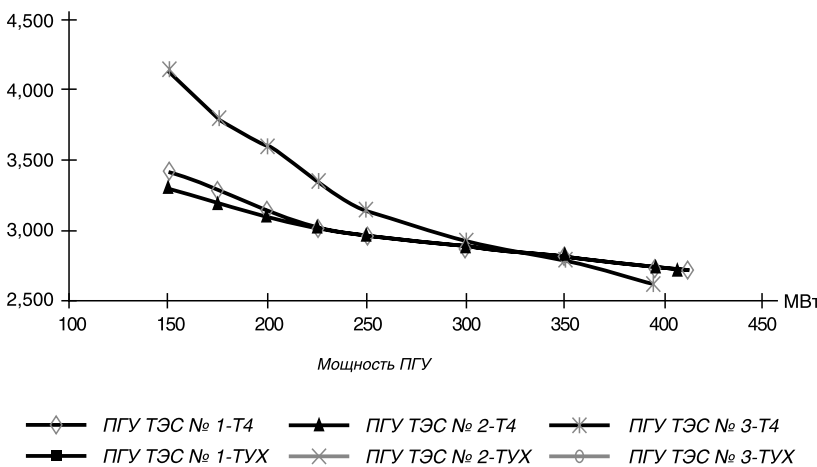
– для ПГУ ТЭС-3 удельный расход топлива выше проектного значения на 0,4 г/кВт·ч, что вызвано ухудшением экономичности работы ПСЧ в составе энергоблока.

3. При работе энергоблоков ПГУ в диапазоне нагрузок 40–60 % номинальной мощности основное влияние на отклонение технико-экономических показателей по отношению к проектным данным оказали потери тепла с химическим недожогом в камере сгорания ГТУ, о чем свидетельствует наличие углеводородов в составе дымовых газов: при уровне нагрузки 40 % номинальной мощности величина удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ПГУ для ТЭС находится на уровне 290–295 г/кВт·ч, что выше проектного значения на 4–6 %.

а)



б)



**Рис. 4. Параметры дымовых газов ГТУ:**

- а) температуры газов перед силовой турбиной (фиктивная, T4) и за ГТУ в зависимости от мощности ПГУ;
- б) коэффициент избытка воздуха за ГТУ в зависимости от мощности ПГУ

**Список литературы**

1. Филазафович, В.И. Техничко-экономические показатели ПГУ 400 МВт (часть 1) // В.И. Филазафович, А.Н. Дубровенский // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 1. – С. 14–18.
2. Качан, С.А. К вопросу определения показателей топливоиспользования парогазовых установок / С.А. Качан, В.И. Филазафович // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 1. – С. 88–92.
3. Качан, С.А. Определение показателей топливоиспользования теплофикационных парогазовых установок утилизационного типа / С.А. Качан, В.И. Филазафович, А.Н. Дубровенский // Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. Энергетика. – 2010. – № 6. – С. 84–90.
4. Методические указания по подготовке и передаче информации о тепловой экономичности работы электростанций и энергосистем. – М., 1984.
5. Нормативно-технические документы по топливоиспользованию энергоблока ПГУ-399,6 МВт ТЭЦ-5 РУП «Минскэнерго». – Минск, 2015.
6. Нормативно-технические документы по топливоиспользованию энергоблока ПГУ-427 МВт Березовской ГРЭС РУП «Брестэнерго». – Минск, 2016.
7. Нормативно-технические документы по топливоиспользованию энергоблока ПГУ-427 МВт Лукомльской ГРЭС РУП «Витебскэнерго». – Минск, 2016.



## **KSB:** комплексные решения из «одних рук»

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

Дополнительная информация на сайте [www.ksb.by](http://www.ksb.by)

### ► Наши технологии. Ваш успех.

Насосы • Арматура • Сервис

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

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



# О КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ ОСНОВАХ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

Построенные в основном в шестидесятые годы прошлого века воздушные распределительные сети 6–10 кВ практически исчерпали свой срок службы и нуждаются в модернизации и обновлении, поэтому развитие сетевого хозяйства сегодня является одной из приоритетных задач отрасли. Решение этой задачи напрямую связано с автоматизацией электросетей и позволит значительно повысить надежность электроснабжения потребителей.

Проведение мероприятий по модернизации и обновлению воздушных распределительных сетей 6–10 кВ совпало по времени с активным внедрением в электросетях новейших средств и систем автоматизации. Несмотря на то что реализация этих двух направлений развития электросетевого хозяйства еще далека от завершения, уже сделанное позволило существенно ужесточить требования к надежности электроснабжения потребителей. Неудивительно, что в специальных изданиях возросло число публикаций, касающихся совершенствования распределительных сетей, причем авторы продемонстрировали существенное расхождение во взглядах на методы этого совершенствования. Проведем анализ подходов к развитию распределительных воздушных сетей, составляющих основу схем электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, с учетом разноречивости взглядов специалистов.

Практически во всех публикациях, касающихся данного вопроса, основным элементом автоматизации распределительных сетей выступает реклоузер, устанавливаемый в автоматических пунктах секционирования (АПС). Он способствует повышению структурной надежности сети за счет локализации места повреждения, защищая некоторую часть потребителей от нарушения электропитания на длительный срок. К сожалению, возможности реклоузеров используются

не в полной мере, так как они устанавливаются в сетях со сложившейся конфигурацией, то есть имеющих многочисленные разветвления типа «дерево» со всеми их недостатками: различием сечений проводов на головных участках и ответвлениях, большим количеством тупиковых подстанций, отсутствием резервирования.

Так, в [1] (Россия) на примере подобных сетей рассматривается «оптимизация использования» АПС, причем с применением «научного метода», основанного на поведении муравьиных колоний: считается, что муравьи выбирают наиболее короткий путь от муравейника к некоторой цели. Так как в работе изначально полагается, что муравьиная куча одна и что муравьи одной колонии в гости к соседям не бегают, то применение используемой в [1] теории для поиска оптимального решения по установке реклоузеров при наличии резервированной сети дает отрицательный результат.

У предложенного в [1] метода оптимизации расстановки АПС в распределительной сети есть и другой серьезный недостаток. При использовании этого метода для оценки надежности электроснабжения потребителей используются заимствованные без критического анализа показатели, один из которых (SAIFI) является среднестатистической частотой перерывов электроснабжения потребителя, а другой (SAIDI) – среднестатистической продолжительностью перерыва



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



**М.Р. КИРПЛЮК,**  
к.т.н., ведущий научный  
сотрудник РУП «БЕЛТЭИ»

электроснабжения. Так как SAIFI рассчитывают путем деления общего числа случаев отключений на количество всех потребителей без учета основной характеристики каждого потребителя – объема электропотребления, то результаты подобной оценки, конечно же, являются приблизительными. Аналогичным образом можно оценить и SAIDI, так как этот показатель определяется как отношение суммарного времени отключения энергоснабжения к общему числу потребителей независимо от дифференцирования их по величине потребляемых нагрузок (мощности).

Заметим, что сущность оптимизации, рассматриваемой в [1], – в расстановке заданного числа реклоузеров таким образом, чтобы обеспечить минимум некоторой целевой функции только по одному критерию (SAIFI). В приведенном случае число реклоузеров может быть любым. Между тем обоснованный расчет их количества должен проводиться с применением некоторых критериев, например, учитывающих удобство эксплуатации или ликвидации последствий аварий.

Именно такой подход использовали белорусские энергетики [2], сделав тем самым важный практический шаг на пути к интеллектуальным сетям. Сущность этого шага заключается в том, что для установки коммутационных аппаратов прежде всего выбирались точки нормальных разрывов, главные участки ответвлений, входы и выходы трансформаторных подстанций потребителей 1 и 2 категорий, обе стороны труднодоступных участков (например, просеки) и т.д. В результате в Бобруйских электрических сетях протяженностью 833,4 км (из которых 86,5 км проходят по лесным массивам), имеющих 101 закрытую и 420 мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций, было установлено 248 дистанционно управляемых аппаратов, в том числе 229 реклоузеров, то есть в среднем по одному реклоузеру на 3,64 км ВЛ 10 кВ.

Если соблюдать принципы метода и удельные показатели, рассчитанные по данным, приведенным в [2], учитывая, что в энергосистеме эксплуатируется более 100 тыс. км ВЛ 10 кВ, а стоимость одного реклоузера в среднем составляет \$ 10 тыс., то автоматизация электрических сетей всех районов обойдется в следующую сумму:

$$Z_p > \frac{100000}{3,64} \cdot 10000 > \$ 274,7 \text{ млн,}$$

что эквивалентно по стоимости сооружению новых ВЛ 10 кВ протяженностью 20,7 тыс. км.

Автор публикации [2] в начале статьи заявляет: «Не будем ни опровергать, ни комментировать теоретическую часть темы. Остановимся сугубо на практических вопросах построения конфигурации автоматизации распределительных сетей и алгоритме их работы на примере Бобруйского СРЭС». Учитывая это заявление, можно предположить, что технико-экономическое обоснование предложенных решений по управлению конфигурацией сложившейся ранее сети и существовавших алгоритмов и программ автоматизации не разрабатывалось.

Вариант автоматизации сети в аварийных режимах, позволяющий обеспечить локализацию места повреждения и восстановление электроснабжения потребителей в зоне

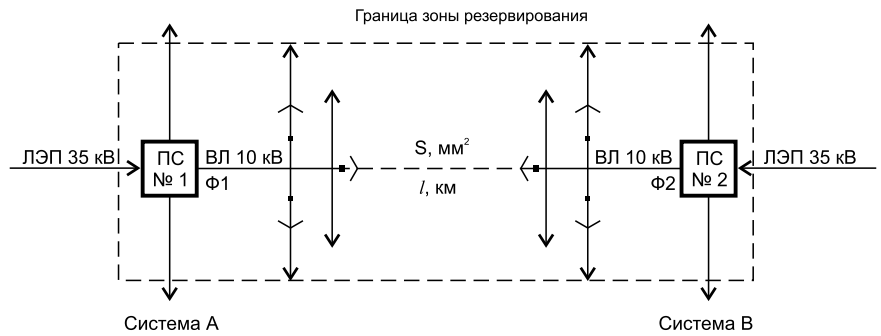


Рис. 1. Схема кольцевания распределительных сетей [4]

неповрежденных участков сети, рассматривается в [3], где авторы уже в заглавии статьи задают вопрос: «Распределительные сети 6 (10) кВ – модернизация или автоматизация?». Их ответ на поставленный вопрос следующий: «Оценка эффекта от капитальных вложений показала, что по сравнению с вариантом замены всех линий новыми в 12 раз выгоднее реконструировать существующие фидеры только с применением реклоузеров». Как видно, здесь имеет место другая крайность: сравниваются изначально нереальный вариант (замена всей распределительной сети новой) и вариант автоматизации старой, при этом необходимость замены исчерпавших свой срок службы элементов сети не принимается во внимание.

Анализ подходов к решению проблемы автоматизации распределительных сетей свидетельствует, что авторы рассмотренных публикаций не информированы, например, о том, что вопросы реконфигурации сетей сельскохозяйственного назначения рассматривались и в возможной степени решались уже в семидесятые годы прошлого века с учетом необходимости резервирования протяженных распределительных сетей (линий).

Так, в [4] было представлено техническое решение и дано технико-экономическое обоснование сооружения кольцуемых перемычек в сетях 6–10 кВ, позволяющих осуществлять частичное и даже полное резервирование питания отключенного фидера на время ликвидации аварии. По состоянию на конец 1965 года в Гродненской энергосистеме было закольцовано свыше 500 км сетей по схеме, представленной на рис. 1 [4].

Схема кольцевания радиальных линий актуальна и сейчас, так как она позволяет обеспечить организацию реализуемого в настоящее время направленного процесса автоматизации, в результате которого в первую очередь секционирование проводится на магистральных участках линий, соединяющих смежные подстанции. Причем первый реклоузер устанавливается в точке нормального разрыва, которая находится в районе (зоне) сооруженной или подлежащей сооружению кольцевой перемычки. При протяженности соединяющей смежные подстанции (ПС) по напряжению 10 кВ магистральной линии, равной 15 км, число реклоузеров ( $n_{\phi}$ ), устанавливаемых на каждом из двух фидеров (фидер 1 от ПС № 1 и фидер 2 от ПС № 2), составит величину:

$$n_{\phi} = 7,5/3,64 \approx 2,$$

где 3,64 км – средняя протяженность ВЛ 10 кВ, приходящаяся на 1 реклоузер в схеме автоматизации Бобруйских электрических сетей.

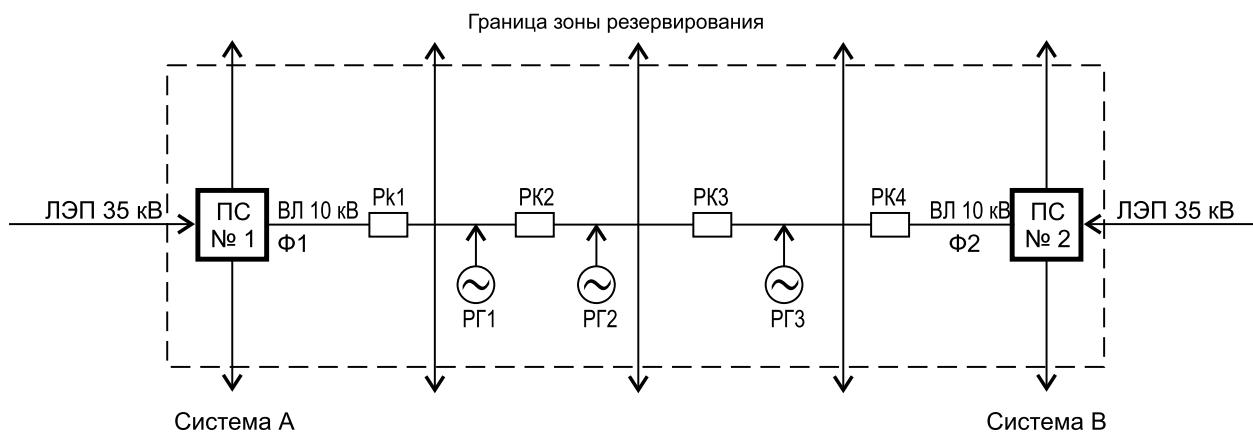


Рис. 2. Схема взаимного резервирования от смежных подстанций с использованием реклоузеров (РК) на магистральной линии и источников распределенной генерации (РГ)

Подобный подход к установке реклоузеров в сетях энергосистемы не противоречит принципам автоматизации управления и организации релейной защиты. В то же время он имеет важное преимущество перед другими подходами, поскольку может стать стартовым для постепенного наращивания объемов автоматизации и совершенствования релейных защит в каждом районе электрических сетей.

Этот метод автоматизации обойдется значительно дешевле других. На установку реклоузеров в точках нормальных разрывов, кольцующих по два встречных фидера перемычек, по всем распределительным сетям республики (примерно 10 тыс. фидеров сельскохозяйственного назначения) требуется до 500 реклоузеров общей стоимостью \$ 5 млн. Это можно считать приемлемой величиной для первого этапа автоматизации распределительных сетей.

Следующие два этапа автоматизации рассмотрены в [5], где анализируется централизованное и децентрализованное автоматическое дистанционное управление аварийными режимами сети. В минимальном варианте в обоих случаях имеется в виду, что на тех же магистральных связях, где были установлены реклоузеры в точках нормальных разрывов, устанавливается еще по одному реклоузеру на каждом из фидеров. В результате этого магистральная линия оказывается разделенной на 4 секции с ответвлениями, что обеспечивает организацию как централизованного, так и децентрализованного автоматического управления аварийными режимами работы электрических распределительных сетей. Методы подобного управления, преимущества и недостатки каждого из них проанализированы в [5], где рассмотрены как теоретические вопросы, так и ряд практических решений на примере Молодечненского района электрических сетей, в котором предварительная реконфигурация трасс была принята за основу при постановке задач автоматизации.

В частности, подобный подход позволил демонтировать часть линий 10 кВ в связи с ликвидацией ряда населенных пунктов и перенести трассы ВЛ в соответствии с измененной схемой электроснабжения. При проведении подобной реконфигурации учитывалось как укрупнение объектов энергопотребления (агрокомплексы), так и создание агрогородков, принципы электроснабжения которых практически аналогичны таковым для потребителей, проживающих в городских условиях, то есть в сети имеются распределительные трансформаторные пункты (РТП) с входами-выходами в разных

направлениях и связи между РТП с помощью линий, с обоих концов имеющих коммутационные аппараты.

На рисунке 2 приведена схема взаимного резервирования смежных подстанций для случая, когда линии 10 кВ реконфигурированы в соответствии с принципами, изложенными в [5], то есть сооружена кольцующая перемычка на связывающей смежные фидеры двух трансформаторных подстанций магистральной линии с проводом одинакового сечения для обеспечения требуемых уровней напряжения при перенесении точки нормального разрыва на другой секционирующий аппарат в случае аварийного отключения одного из фидеров.

Как видно на рисунке 2, наряду с местами установки четырех реклоузеров на схеме показаны источники распределенной генерации, предназначенные как для параллельной работы в нормальном режиме, так и для аварийного резерва в случае, когда напряжение в линии оказывается ниже допустимого уровня после отказа одного из источников питания, предусмотренных основной схемой, и проведенных переключений в схеме электроснабжения.

Рассмотренная схема обеспечения потребителей, прежде всего первой категории, соответствует подходам, рассмотренным в [6] и [7]. Эти подходы касаются модернизации радиальной линии с одним источником питания при переходе к интеллектуальной энергосистеме и развития общей концепции построения сельских распределительных электрических сетей на современном этапе их модернизации и автоматизации. Сущность подхода, изложенного в [6], заключается в обосновании мест поэтапной установки реклоузеров на отдельных фидерах при наличии большого числа разветвлений и трансформаторных подстанций в случаях, когда реконфигурация таких фидеров невозможна из-за отсутствия второго источника питания, сооружение которого только планируется.

Подход, изложенный в [7], предполагает разбиение питающей сети на типовые фрагменты, что позволяет, соответственно, получать и типовые схемы автоматизации, постепенно приближая схемы сельских распределительных сетей к схемам городских, хотя в полном объеме подобное сближение, разумеется, невозможно из-за невысокой плотности нагрузок и их территориального разброса.

Описанные в [6] и [7] методики позволяют найти оптимальные места размещения секционирующих устройств на конкретном фидере или некоторой магистральной линии с двухсторонним питанием, однако, как показал пример ав-

томатизации распределительных сетей Бобруйского РЭС, данное мероприятие будет высокочрезвычайно затратным, если автоматизировать сразу все подобные сети республики. Решением этой проблемы может стать рассмотренный в [8] вариант распределения имеющихся финансовых средств, предназначенных для автоматизации распределительных электросетей, по структурным подразделениям (электрические сети), затем по районам электрических сетей в зависимости от степени загруженности фидеров в каждом из РЭС. В этом случае мы приходим к необходимости решения оптимизационной задачи, которая и была поставлена в [8]. Суть задачи заключается в том, что, имея  $m$  зависимостей сроков окупаемости реклоузеров от их числа при установке в распределительных сетях каждого из  $i$  РЭС и заданное суммарное число по  $m$  зонам, следует определить оптимальное количество реклоузеров, устанавливаемых в каждом РЭС. Постановка подобной задачи вполне корректна, так как возможности энергосистемы ограничены и объем годовых планов модернизации и ремонта оборудования должен быть обоснован конкретными расчетами. В нашем случае в основу расчета положены следующие показатели:

- электрические нагрузки на головных участках и основных ответвлениях всех фидеров распределительных сетей  $10 \text{ кВ}$  ( $P_i, \text{ кВт}$ );
- протяженность сетей каждого фидера ( $l_i, \text{ км}$ );
- удельная повреждаемость линий ( $w_i, \text{ откл./км-год}$ );
- длительность отказа или аварийного отключения ( $t_{\text{ави}}, \text{ ч}$ );
- удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии ( $y_{oi}, \text{ руб./кВт-ч}$ ).

Выбор места первого реклоузера на фидере, рассмотренный в [6], основан на использовании оценки возможного ущерба от перерыва электроснабжения при отсутствии и с наличием секционирующего устройства, обеспечивающего сокращении части нагрузок потребителей под напряжением в случае аварийного отключения другой части на некоторое время  $t_{\text{ави}}$ . Расчетная формула при этом имеет вид:

$$Y = \sum_{i=1}^k y_{oi} \cdot P_i \cdot t_{\text{ави}} \cdot w_i \cdot l_i, \quad (1)$$

где  $k$  – число участков разветвленной сети, на которых удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии, потребляемая мощность, длительность аварийного отключения, частота отказов (удельная повреждаемость), протяженность линии имеют свои характерные значения.

При отсутствии дифференцированных данных по части показателей формула (1) примет вид:

$$Y = y_o \cdot t_{\text{ав}} \cdot w \cdot \sum_{i=1}^k P_i \cdot l_i. \quad (2)$$

Как видно из (2), значения  $y_o, t_{\text{ав}}$  и  $w$  приняты постоянными, что возможно, если аварийность линии не зависит от сечения провода, удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии не дифференцирован по видам потребителей, а длительность аварий не зависит от расстояния до места размещения оперативно-выездной бригады.

Таким образом, чем достовернее расчет ущерба по формулам (1) и (2), тем более обоснованным является упорядоченный ряд значений этого ущерба и, следовательно, тем объективнее выбор числа и очередности внедрения автома-

тических секционирующих устройств как по отдельным фидерам, так и по районам сетей и сетям в целом.

### Заключение

1. В основу дальнейшего совершенствования схем сетей с переходом на автоматически управляемые режимы с применением реклоузеров должен быть положен способ повышения надежности электроснабжения потребителей путем секционирования и обеспечения двухстороннего питания, проверенный многолетней практикой сооружения и эксплуатации кольцуемых перемычек в воздушных распределительных сетях.

2. Для обеспечения направленного выбора мест установки реклоузеров, ввиду их высокой стоимости, необходимо провести по всем распределительным сетям обосновывающие расчеты, руководствуясь вероятностными значениями ущербов, предотвращаемых в результате применения секционирующих аппаратов, очередность установки каждого из которых осуществляется по методам, приведенным в публикациях, упомянутых в статье.

3. Вопросы автоматизации поэтапно модернизируемых сетей с учетом проведения их реконфигурации должны решаться с использованием развитого информационного обеспечения автоматизированных систем контроля и учета энергии, позволяющих анализировать основные параметры качества электроэнергии (прежде всего уровни и симметрию напряжений), формировать базы данных по удельным ущербам от недоотпуска энергии, электрическим нагрузкам (прежде всего на головных участках фидеров), статистическим данным о параметрах сетей, необходимым для расчетов при обосновании мест установки реклоузеров и других секционирующих аппаратов.

### Список литературы

1. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надежности распределительной сети и электроснабжения потребителей / С.А. Андрикеева [и др.] // Электрические станции. – 2016. – № 8. – С. 30–34.
2. Страх, И.А. Автоматизация РЭС: практический шаг на пути к «интеллектуальным сетям» / И.А. Страх // Энергия и менеджмент. – 2016. – № 6 (93). – С. 19–23.
3. Распределительные сети 6 (10) кВ – модернизация или автоматизация? / В.В. Вороничкий [и др.] // Энергия и менеджмент. – 2011. – № 2 (59). – С. 11–15.
4. Забелло, Е.П. О целесообразности сооружения кольцуемых перемычек в сетях 6–35 кВ / Е.П. Забелло // Механизация и электрификация социалистического сельского хозяйства. – 1966. – № 3. – С. 41–42.
5. Построение концепции автоматизации электрических распределительных сетей / М. Кирплюк [и др.] // Энергетика и ТЭК. – 2013. – № 11. – С. 20–22.
6. Тополев, В. Модернизация радиальной линии с одним источником питания при переходе к интеллектуальной энергосистеме / В. Тополев // Энергетика и ТЭК. – 2012. – № 9/10. – С. 66–68.
7. Забелло, Е.П. Общая концепция построения сельских распределительных электрических сетей на современном этапе их модернизации и автоматизация / Е.П. Забелло, В.А. Тополев // Энергетика и ТЭК. – 2012. – № 7/8. – С. 16–19.
8. Забелло, Е.П. Выбор мест установки аппаратов при автоматическом секционировании воздушных линий 6–10 кВ / Е.П. Забелло, В.А. Тополев // Энергетика и ТЭК. – 2013. – № 5. – С. 14–16.

# РАЗВИТИЕ ОПЕРАТИВНЫХ ДИСПЕТЧЕРСКИХ КОМПЛЕКСОВ НА ОСНОВЕ СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ

Первые оперативные диспетчерские комплексы в ОЭС Беларуси появились более 30 лет назад. Их внедрение существенно улучшило наблюдаемость за состоянием энергосистемы и позволило оперативно и дистанционно производить переключения в электрических сетях, что, в свою очередь, привело к повышению надежности работы Белорусской энергосистемы. В настоящий момент актуальна задача дальнейшего развития оперативно-диспетчерских комплексов на основе более современных программных продуктов.



**С.М. GERMANOVICH,**  
начальник службы  
автоматизированных  
информационно-  
измерительных систем  
РУП «ОДУ»

## Проблемы программного обеспечения оперативно-диспетчерских комплексов

Современные оперативно-диспетчерские комплексы позволили расширить круг задач, решаемых диспетчером, в том числе таких как:

- расчет точек нормального разрыва;
- расчет нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям;
- составление многоуровневых балансов электроэнергии в электрических сетях;
- определения точек нормального разрыва;
- расчет устоявшихся режимов (Растр);
- оценка состояния (Космос);
- паспортизация оборудования;
- заявки на ремонт оборудования;
- геоинформационные системы (ГИС);
- расчет потерь.

Как правило, эти задачи решаются с использованием программного обеспечения от различных производителей, причем каждое из них имеет свою архитектуру и свою систему обмена данными. Это становится препятствием для дальнейшего развития оперативных диспетчерских комплексов, поскольку практика показала, что производители программного обеспечения стараются привязать пользователей к своему программному продукту и максимально затруднить переход на использование иного программного продукта.

Необходимость интеграции задач, решаемых с помощью программного обеспечения от различных производителей, породила проблему перехода к единой терминологии при реализации этих задач. Соответственно, возникает необходимость постоянно поддерживать нормативно-справочную информацию во всех задачах, в том числе обеспечивать поддержку бесконечных таблиц соответствия параметров. Без решения этой проблемы практически невозможно связать несколько комплексов в единый технологический процесс. Между тем поддержка всего комплекса задач требует больших человеческих ресурсов, значительных финансовых и эксплуатационных затрат.

В процессе эксплуатации оперативно-диспетчерских комплексов приходится сталкиваться с тем, что различные задачи имеют различный жизненный цикл. При завершении технической поддержки одной из технологических задач рано или поздно встает вопрос о ее замене на аналогичную, и эта новая задача не всегда выполняется с применением прежнего программного обеспечения. В этом случае процесс интеграции приходится начинать заново.

Практически все расчетные технологические задачи в электроэнергетике требуют поддержания топологии электрической сети и ее характеристик. В сложившихся условиях технологам приходится поддерживать различные топо-

логии сетей с разными характеристиками для разных задач. Естественно, что результаты таких расчетов не позволяют с уверенностью говорить об их полном соответствии реальному положению дел.

Для снижения эксплуатационных затрат на выполнение всего комплекса задач оперативно-технического управления энергосистемами было предложено стандартизировать архитектуру всех систем программного обеспечения. После того как мировое энергетическое сообщество разработало и приняло стандарты в этой сфере, стало возможным использовать стыкуемые компоненты программных продуктов разных компаний-поставщиков и уйти от диктата единоличного производителя, а также снизить затраты на средства автоматизации.

## Общая информационная модель

Общая информационная модель Common Information Model (CIM) была разработана в середине 90-х годов в США институтом Electric Power Research Institute (EPRI) в рамках проекта Con-

trol Center Application Program Interface (CCAPI). Затем она была стандартизована Международной электротехнической комиссией – МЭК (International Electrotechnical Commission, IEC) в виде стандарта МЭК 61970. Целью этого стандарта являлось создание общей модели обмена информацией между электроэнергетическими приложениями, разработанными разными производителями. И эта цель была достигнута. В стандарте МЭК 61970-301 дано следующее определение CIM: «абстрактная модель, которая все множество элементов электроэнергетической системы представляет стандартным образом в виде описания объектов, их свойств и связей между ними. Такое единое описание позволяет осуществлять интеграцию различных приложений, выполненных независимыми изготовителями».

Отличительными особенностями использования CIM являются следующие:

- единая классификация предметной области;
- единая идентификация объектов модели;
- единство именования;
- онтологическая совместимость не только программных объектов, но и терминологии внутри компании;
- представление общих данных в одном экземпляре;
- синхронное изменение модели данных для всех технологических приложений;
- снижение эксплуатационных затрат на сопровождение комплексов задач;
- возможность интеграции с использованием международных стандартов и ряд других.

В современных диспетчерских комплексах для управления энергосистемами работа технологических приложений ведется на базе полных физических моделей энергосистемы. На их основе осуществляются преобразование данных и работа всех приложений из состава диспетчерских комплексов. Такой подход кардинально повышает качество принятия решений при планировании, мониторинге и ведении режимов энергоснабжения.

Это значит, что решения по управлению энергосистемой (планы, команды, отчеты) принимаются быстрее, с меньшими затратами, более обоснованно благодаря большому объему факторов/данных, принимаемых во внимание при расчетах, а также более своевременно за счет повышения темпов обработки информации. Выбор наилучшего варианта

осуществляется из большего количества просчитанных вариантов. При этом точность расчетов возрастает многократно, так как используются самые «свежие» телеметрические, топологические, нормативно-справочные данные, плановые исходные данные об энергосистеме.

### **Переход управления Белорусской энергосистемой на общую информационную модель**

Система управления Белорусской энергосистемой является многоуровневой. Каждый уровень управления отвечает (эксплуатирует) за свою часть энергосистемы. В этой ситуации актуальной задачей является управление информационными потоками с помощью единого механизма межуровневого информационного взаимодействия. Решить эту задачу позволит переход на общую информационную модель – CIM.

При переходе необходимо учесть, что механизм подъема информации должен действовать для всех уровней диспетчерских служб энергосистемы (района электрических сетей – РЭС, филиала электрических сетей – ФЭС, РУП-облэнерго, РУП «ОДУ») и автоматически актуализировать данные (топологию сети, характеристики оборудования) между базами на смежных уровнях при возникновении изменений в любой из них и осуществлять их преобразование в целый спектр моделей объекта управления, необходимых для работы пользовательских приложений на конкретном уровне.

Ответственными за подготовку и сопровождение физических моделей должны быть все иерархически расположенные уровни управления энергосистемой (РЭС, ФЭС, РУП-облэнерго, РУП «ОДУ») в границах своей зоны управления. За содержание общей физической модели ответственным является ОДУ.

Использование общей информационной модели CIM позволит существенно усовершенствовать процесс оперативно-технического управления Белорусской энергосистемой.

На уровне РЭС (ФЭС) станет возможным переход на новый уровень задач OMS (Outage Management System) для автоматизации бизнес-процессов, связанных с аварийными и плановыми отключениями в электрических сетях, таких как:

- фиксация отключений потребителей на основании анализа сигналов теле-

механики и информации, полученной от потребителей по телефону;

- ведение полной информации по аварийным и плановым отключениям;
- мониторинг отключения потребителей и обесточивания оборудования в реальном времени;
- формирование и рассылка заинтересованным лицам и организациям отчетов по отключениям потребителей;
- автоматический расчет недоотпуска электроэнергии и времени погашения потребителей по каждому отключению;
- расчет показателей надежности электроснабжения на основании истории отключений [SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI].

На уровне РУП-облэнерго, РУП «ОДУ» станет возможным переход на новый уровень задач системы управления магистральными (сложно замкнутыми) электрическими сетями – Energy Management System (EMS) и системы управления распределительными электрическими сетями – Distribution Management System (DMS). В частности, станет возможной оперативная реализация следующих задач:

- анализ топологии сети;
- оценка состояния сети;
- расчет установившегося режима, контроль режимных и технологических ограничений;
- анализ режимной надежности (потока отказов) по критерию  $N - x$ ;
- своевременное автоматическое информирование руководства предприятия (включая мгновенные оповещения) об отключениях важных потребителей и других нарушениях.

В итоге будет построена открытая платформа для интеграции приложений на базе международных стандартов и технологий и решена проблема зависимости от одного производителя программного обеспечения. Использование единой информационно-технологической платформы позволит сократить расходы на эксплуатацию программно-технических комплексов, повысить надежность и качество электроснабжения за счет внедрения современных комплексных решений автоматизации управления, снизить масштабы аварийных ситуаций путем оперативного анализа и упреждающего моделирования действий диспетчера.

# О ПРЕДУПРЕЖДЕНИИ ИЗНОСА ТРУБОПРОВОДОВ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**Известно, что износ трубопроводов или возможность удерживать давление на многих объектах централизованного теплоснабжения (ЦТ) СНГ за несколько десятилетий достигли критических значений. В частности, в настоящее время износ составляет более 60–80 % и продолжает неуклонно расти [3, 13, 15]. Старение трубопроводов ЦТ во многом обусловлено использованием устаревших способов защиты и контроля от внутренней коррозии и медленными темпами модернизации систем теплоснабжения.**

На практике принято считать, что основная причина износа трубопроводов ЦТ – повреждения от наружной и в меньшей мере от внутренней коррозии (более 25 %). Замена изношенных трубопроводов в объеме 1–4 % в год [13] от общего числа эксплуатируемых, степень защиты внутренней и наружной поверхностей трубопроводов не позволяют не только удерживать износ на существующем уровне, но и снижать его [7–9, 13].

Следует констатировать, что сложившийся в теплоснабжении перекокс, когда установленные в этой сфере нормы и правила в основном выдерживаются, а износ трубопроводов достигает критических значений и растет, угрожает не только увеличением числа аварий из-за разрыва труб, но и в целом существованию ЦТ. Становится очевидным, что только заменой труб и существующими методами защиты от наружной и внутренней коррозии не обойтись. Между тем в борьбе с коррозионными повреждениями акцент в отрасли делается на следствии – замене изношенных трубопроводов, а не на причине – коррозии. Такой подход требует слишком много средств и не может решить проблему износа в принципе. С момента появления ЦТ предложения по установлению дополнительной защиты систем ЦТ от внутренней коррозии и развитию способов антикоррозийной защиты систематически отклоняются [8, 9], вероятно, потому, что основной причиной повреждений принято считать наружную

коррозию. Однако исследования показали [8], что именно внутренняя язвенная коррозия играет решающую роль в неудовлетворительном состоянии трубопроводов и является первопричиной возникновения около половины отказов в тепловых сетях.

Интересно, что в некоторых западных и других странах проблема износа систем теплоснабжения отсутствует [2]. Там для обеспечения их надежности и экономичности пошли по другому пути: в системах теплоснабжения за основу приняли предупреждение внутренней коррозии за счет использования эффективных ингибиторов. Для этого используют двухконтурные схемы теплоснабжения, исключающие протечки. Стоимость защиты от коррозии (водоподготовка) в этих странах значительно выше, чем в СНГ, зато износ отсутствует.

Конструктивно системы ЦТ СНГ отличаются от систем западных стран: на постсоветском пространстве применяются в основном крупные одноконтурные открытые схемы с горячим водоснабжением и закрытые двухконтурные схемы. Существующая в ЦТ защита от внутренней коррозии и состояние водоподготовки (методы осаждения, обмена, ионного обмена, ингибиторы) не исключают наличие язвенной и равномерной коррозии. Скорость ее достигает 0,1–0,8 мм/год при допустимых рекомендуемых значениях 0,031–0,085 мм/год [1] (при одной и той же концентрации кислорода скорость коррозии в сети может меняться



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

в 5 раз [8]). В соответствии с руководящими указаниями применяемые ингибиторы преимущественно служат только для предупреждения накипеобразования, но не коррозии. В некоторых случаях они обеспечивают незначительную дополнительную защиту от коррозии [5]. Кроме того, из-за ограничения рабочей концентрации санитарными нормами эти ингибиторы ограничивают мощность ЦТ на 25–60 %, не способны создать устойчивый защитный слой на внутренней поверхности трубопроводов и предупредить образование различного рода отложений и шлама по тракту ЦТ. Тем самым провоцируется возникновение и развитие коррозии под ними и иногда запаха в горячей воде [4, 5].

За счет миграции различного рода бактерий язвенная коррозия постепенно распространяется по всей внутренней поверхности трубопроводов ЦТ с образованием тонких язвин, переходящих в свищи [9, 10]. Через них теплоноситель попадает на наружные поверхности трубопроводов и активизирует интенсивную наружную коррозию, при этом потери теплоносителя незначительны и малозаметны. Наиболее сильной внутренней коррозии подвергаются трубопроводы,

транспортирующие сетевую воду от источника к потребителю и особенно трубопроводы горячего водоснабжения, так как через них проходит наибольший поток кислорода. Также усилению внутренней коррозии способствуют такие факторы, как режим передачи тепла потребителям с максимальными расходами теплоносителя при его пониженной температуре, рост кратности обмена воды в ЦТ и увеличение гидродинамики потока теплоносителя [7–10].

В мировой практике определение и учет коррозионных повреждений делается исходя из глубины повреждения стенки трубопровода снаружи и внутри. В условиях ЦТ стран СНГ при порыве трубопровода из-за наружной коррозии зачастую недооценивают внутреннюю коррозию. Результатом такого подхода может стать одностороннее решение по предупреждению повреждений. Следует отметить, что на многих крупных объектах ЦТ отсутствует контроль коррозии в мм/год по образцам (индикаторам коррозии) и это не дает возможность оценить уровень и интенсивность коррозии в соответствии с нормативными документами [1, 14].

«Нельзя решать проблему, находясь на том же уровне сознания, на котором мы ее создали», – считал Альберт Эйнштейн. К этому хочется добавить высказывание Томаса Элиота: «Вернись к своему дому и взгляни на все как будто первый раз». Может быть, действительно нужно посмотреть на проблему износа теплопроводов по-новому и понять, что необходимо сделать для сохранения централизованного теплоснабжения, ведь величина износа велика.

Для решения этой проблемы важны три составляющие: замена трубопроводов с применением труб из антикоррозионного материала (небольшие диаметры), использование эффективных способов защиты от наружной и внутренней коррозии трубопроводов и модернизация основного оборудования систем ЦТ.

Полная замена труб небольшого диаметра – это только часть решения вопроса. Реализация этой задачи возможна только в средней и долгосрочной перспективе. В краткосрочной перспективе приоритетным и единственным в настоящий момент радикальным техническим решением является установление дополнительной (основной) защиты от внутренней коррозии за счет перевода открытых и закрытых систем ЦТ с критическим износом на использование современных синергетических

ингибиторов коррозии и накипеобразования (СИ), которые соответствуют всем технологическим и санитарным нормам для этих систем.

СИ проверены на практике: при рабочей концентрации 3–10 мг/л они позволяют предотвращать накипеобразование и коррозию на уровне 0,085 мм/год [4–6]. А исследования в специализированных производственных лабораториях [11, 5] показали, что при рабочей рекомендуемой концентрации 10–15 мг/л уровень коррозии не превышает 0,03–0,05 мм/год. При таком режиме язвенная коррозия отсутствует, поверхности полностью очищаются от любых отложений, образуется качественный тонкий защитный слой, запах в горячей воде отсутствует.



Монтаж тепловых сетей

Такой эффект достигается после двух-трех месяцев применения СИ. За этот период скорость внутренней коррозии падает в среднем в несколько раз, однако в то же время в несколько раз возрастает стоимость водоподготовки. При этом за счет снижения коррозии создаются условия для перераспределения средств, предназначенных для защиты и предупреждения износа, в пользу применения СИ.

В 2016 году в несколько энергосистем Республики Казахстан было направлено предложение об использовании СИ для защиты трубопроводов от накипеобразования и коррозии. Однако оно было проигнорировано всеми генерирующими и транспортирующими компаниями, за исключением одной из самых крупных. Представители ком-

пании ответили, что с их точки зрения существующий режим водоподготовки позволяет сохранять поверхности трубопроводов и оборудования в удовлетворительном состоянии и что предложение экономически нецелесообразно. Между тем энергосистема, которая находится в управлении этой компании, имеет 70–75 % износа трубопроводов ЦТ, с отложениями и язвенной коррозией в трубопроводе подачи теплоносителя, при этом скорость коррозии специалистами компании не определяется.

Этот пример свидетельствует о непонимании многими критичности состояния трубопроводов централизованного теплоснабжения. Между тем предупреждение критического износа – это принципи-

альный вопрос обеспечения жизнеспособности теплоснабжения, сохранения и восстановления ЦТ [12, 13, 15].

## Выводы

1. Износ трубопроводов и оборудования на объектах ЦТ опережает их реальную реновацию (~1–2 % в год [13]). Уменьшить реновацию, остановить рост износа и ежегодно снижать его на 1–2 % на объектах ЦТ позволит перевод водоподготовки на современные синергетические ингибиторы коррозии и накипеобразования на основе фосфоновобутантрикарбоновой кислоты (АКВА-РЕЗАЛТ 1040, АКВА 2020). Стоимость водоподготовки при этом может возрасти в несколько раз, поскольку требуется применение более высокой рабочей концентрации ингибиторов, чем



Проверка теплового пункта потребителя

необходимо для предупреждения только накипеобразования. Вместе с тем рост затрат на водоподготовку может быть компенсирован за счет некоторого сокращения объема реновации трубопроводов. Такое решение задачи возможно в том случае, если у эксплуатирующей и транспортирующей организации есть понимание того, что водоподготовка должна технологически соответствовать нормативным требованиям и стоить столько, сколько необходимо для минимизации износа трубопровода и затрат, обусловленных этим износом.

2. Применение современных синергетических ингибиторов также позволит:  
– совместно с обновлением трубопроводов (3–4 % в год) довести средний возраст ЦТ до нормативного значения – 25 лет;

– восстановить мощность ЦТ с увеличением ее на 25–60 % и гидравлическое сопротивление трубопроводов, сократить разрыв между установленной и фактической мощностью;

– в основном отказаться от снижения давления и температуры в ЦТ [12].

3. В целях кардинального решения проблемы износа трубопроводов ЦТ необходимо провести показательные испытания по защите трубопроводов и оборудования от внутренней коррозии на объектах генерации и транспорта ЦТ с критическим износом трубопроводов и разработать технико-экономическое обоснование применения СИ с учетом всех затрат, необходимых для обеспечения защиты и реновации трубопроводов.

4. Существующие методы водоподготовки и защита от внутренней коррозии не обеспечивают поддержание сбалан-

сированного незначительного износа трубопроводов ЦТ. Для обеспечения экономичной и надежной эксплуатации ЦТ необходимо нормировать скорость коррозии на уровне 0,03–0,04 мм/год. Для этого следует установить контроль над интенсивностью внутренней коррозии по индикаторам, использовать современные синергетические ингибиторы для исключения язвенной коррозии и установления нормируемой равномерной скорости коррозии в период эксплуатации и останова ЦТ.

5. Основной акцент важно делать на устранении причины износа – коррозии, а не на следствии – замене трубопроводов и уменьшении давления и температуры в ЦТ. Это позволит сократить объем средств, выделяемых на реновацию.

6. При классификации поврежденных трубопроводов важно комплексно подходить к предупреждению как наружной, так и внутренней коррозии, направляя инвестиции не только на реновацию, но и, в обязательном порядке, на установление и развитие необходимой защиты от внутренней коррозии трубопроводов генерирующих и транспортирующих компаний ЦТ.

**Список литературы**

1. Сети тепловые. Нормы и методы расчета на прочность и сейсмические воздействия: ГОСТ Р 55596-2013. – Введ. 01.05.14. – Москва: Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, 2014. – С. 134.
2. Балабан-Ирменин, Ю.В. Защита от внутренней коррозии трубопроводов водяных тепловых сетей / Ю.В. Ба-

лалан-Ирменин, В.М. Липовских, А.М. Рубашов. – Москва: Энергоатомиздат, 1999. – С. 245.

3. Протокол круглого стола по проблемам в области теплоснабжения, ОЮП «Казахстанская электроэнергетическая ассоциация». – Алматы, 2013. – С. 21.
4. Сенатов, С.Н. Современные органические фосфонаты – современный выбор водоподготовки тепловых сетей, возможность увеличения отпуска тепловой энергии / С.Н. Сенатов // Энергетика. – 2014. – № 3 (50). – С. 28–31.
5. Сенатов, С.Н. О возможности современных органических фосфонатов в контексте централизованного производства и потребления теплоты / С.Н. Сенатов, Е.Н. Дю // Энергосбережение и водоподготовка. – 2015. – № 4 (96). – С. 13–18.
6. Сенатов, С.Н. О концепции водоподготовки, обеспечивающей реализацию внутреннего резерва мощности, защиты и снижения издержек в тепловых сетях / С.Н. Сенатов // Энергетика. – 2016. – № 1 (56). – С. 75–77.
7. Жданов, О.В. Опыт оптимальной организации водно-химического режима отопительных котельных малой и средней мощности / О.В. Жданов // Новости теплоснабжения. – 2007. – № 5 (81) – С. 9; № 6 (82). – С. 16.
8. Слепченко, В.С. Внутренняя коррозия в открытых системах теплоснабжения и пути ее снижения / В.С. Слепченко, К.Н. Брусов // Новости теплоснабжения. – 2000. – № 3 (03). – С. 7.
9. Потапов, С.А. Энергоресурсосбережение и реанимация трубопроводов систем теплоснабжения и ГВС / С.А. Потапов // ЖКХ: технологии и оборудование. – 2009. – № 6. – С. 16–19.
10. Потапов, С.А. Реновация систем теплоснабжения. Как защитить оборудование от биологической и электрохимической коррозии // С.А. Потапов // ВОДА magazine. – 2011. – № 10 (50). – С. 48–51.
11. Ячин, О.В. Анализ рынка ингибиторов отложений и оценка их эффективности / О.В. Ячин, Л.М. Игнарина, И.В. Молгачева, Л.В. Ганина // Отчет ООО ИЦ «Энергопрогресс». – Казань, 2013. – С. 10–12.
12. Кудрявый, В.В. О реальных мерах повышения надежности и эффективности теплоснабжения / В.В. Кудрявый // ЭНЕРГОСОВЕТ. – 2016. – № 3 (45). – 41 с.
13. Отчет «О ситуации с теплоснабжением в Российской Федерации», Фонд энергетического развития. – Москва, 2016. – 50 с.
14. Методические указания по определению готовности систем теплоснабжения к отопительному сезону / Комитет по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства Республики Казахстан. – Астана, 2012. – 8 с.
15. Огородников, Е. Тепловой тупик / Е. Огородников // Эксперт. – 2016. – № 12 (980). – С. 6–16.

# В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

**В этот раз специалисты энергонадзора напомнят ответственным за электрохозяйство предприятий нормативные требования к эксплуатации тепловых пунктов с расходом теплоты до 2,3 МВт, положения НПА и ТНПА, касающиеся обеспечения, хранения и применения электрозащитных средств, порядок проведения проверок, а также подскажут, на что следует обратить особое внимание, чтобы обеспечить надежность и безопасность работы энергоустановки.**

**Если у вас возникли вопросы, пишите. На страницах нашего журнала специалисты помогут вам разобраться в сути действующих и вновь вводимых в действие правил и стандартов, помогут найти правильное решение той или иной интересующей вас проблемы в области эксплуатации электрооборудования, прокомментируют требования органов Госэнергонадзора.**

Тел.: (017) 293-46-82  
e-mail: 2934682@mail.ru  
www.energystrategy.by

## К вам пришла проверка

Слово «проверка» само по себе способно вызвать волнение у любого специалиста, которого собираются проверять, даже у высококлассного профессионала. Между тем к проверке можно и нужно отнестись с определенным оптимизмом. Во-первых, следует помнить, что проверяемый субъект защищен на законодательном уровне – каждый шаг проверяющего регулируется нормативными правовыми и техническими актами: указами, положениями, инструкциями. Во-вторых, если предприятие осуществляет свою деятельность в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, то жесткие меры проверяемому не угрожают. В-третьих, проверка позволит выявить и пресечь нарушения, которые могут повлечь за собой гибель людей, выход из строя оборудования. Кроме того, проверяющий всегда готов оказать методическую помощь.

Начнем с того, что проверки бывают разные, соответственно и характер их проведения может отличаться. Рассмотрим наиболее часто проводимые виды проверок: плановые, внеплановые (контрольные) и мониторинг.

### Плановая проверка

Плановая проверка – это проверка, в ходе которой может быть проверен весь спектр вопросов, а именно:

- выполнение мероприятий по обеспечению надежного энергоснабжения потребителей;
- выполнение требований нормативных правовых актов, в том числе технических нормативных правовых актов, устанавливающих:
  - правила техники безопасности при эксплуатации электро- и теплоустановок;
  - правила технической эксплуатации электро- и теплоустановок;
  - правила устройства электро- и теплоустановок;
  - требования к качеству электрической и тепловой энергии;
- соблюдение правил снабжения и пользования электрической и тепловой энергией в части, относящейся к компетенции органов государственного энергетического надзора;
- состояние средств расчетного учета производства и потребления электрической и тепловой энергии;
- техническое состояние автономных энергоисточников потребителей.

Узнать, будет ли ваше предприятие проверяться, можно на официальном сайте Комитета государственного контроля Республики Беларусь с 15 декабря (15 июня) на последующее полугодие.

Кроме того, контролирующий орган обязан письменно уведомить о плановой проверке не позднее чем за 10 рабочих дней до начала ее проведения.

Перед проверкой проверяющий должен предъявить служебное удостоверение и предписание на ее проведение, затем внести необходимые сведения в книгу учета проверок. Отказ проверяющего представить вышеперечисленные документы и (или) внести сведения в книгу учета проверок является причиной считать проверку незаконной. В этом случае вы вправе не допускать проверяющего к проверке.

При ознакомлении с предписанием следует обратить внимание на даты начала и окончания проверки, перечень проверяемых вопросов, фамилии и количество проверяющих. Лица, которые не указаны в предписании, не допускаются к проведению проверки.

Срок проведения плановой проверки не может превышать 30 рабочих дней (для индивидуальных предпринимателей – 15). Однако на практике для просмотра документов проверяемому достаточно двух-трех дней. В зависимости от количества объектов и объема энергохозяйства еще от двух до пяти дней потребуются для того, чтобы оценить состояние энергоустановок. Работа с полученными данными будет проводиться проверяющим на своем непосредственном рабочем месте, при необходимости он может продолжить проверку через несколько дней, уведомив об этом по телефону.

Результаты проверки, в ходе которой были выявлены нарушения требований актов законодательства, оформляются актом, на основании которого будет вынесено требование (предписание) об устранении установленных нарушений. Если нарушений не было выявлено, то оформляется справка.

Выполнение требований (предписаний) об устранении нарушений, зафиксированных в акте, является обязательными для исполнения.

При ознакомлении с актом проверки проверяемый субъект (его представитель) может выразить свои возражения, сделав об этом запись в акте перед своей подписью. Не позднее 15 рабочих дней со дня подписания акта возражения по его содержанию должны быть представлены в письменном виде. В этом случае проверяющий изучает обоснованность изложенных доводов и в течение 15 рабочих дней составляет письменное заключение. При необходимости в целях подтверждения обоснованности доводов может быть назначена дополнительная проверка в отношении проверяемого субъекта.

По фактам выявленных нарушений проверяющим в пределах его компетенции может быть составлен протокол об административном правонарушении.

Так, в первом полугодии 2016 года филиалом «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» было составлено 122 протокола об административных правонарушениях, из них 64 % – по ст. 20.12 Особенной части Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях «Нарушение правил эксплуатации электрических установок».

Протоколы по данной статье составляются в случае выявления у субъектов хозяйствования нарушений законодательства, создающих угрозу жизни и здоровью людей, гибели животных, возникновения пожара или аварии. Поводом к составлению протоколов могут стать такие нарушения, как отсутствие специально подготовленного персонала; необеспечение персонала защитными средствами; непроведение электрофизических испытаний; подключение электрооборудования к сети без использования автоматических выключателей, применение некалиброванных плавких вставок; доступ неэлектротехнического персонала к открытым токоведущим частям (отсутствие запирающих устройств или их неисправность, поврежденная изоляция, отсутствие защитных обочек, барьеров) и др.

За совершение административного правонарушения по ст. 20.12 предусмотрено административное взыскание в виде штрафа: для физического лица – от пяти до тридцати базовых величин, для индивидуального предпринимателя – от тридцати до ста базовых величин, для юридического лица – от тридцати до пятисот базовых величин.

### Контрольная проверка

Контрольная проверка – это проверка устранения субъектами нарушений, выявленных в результате проведения предыдущей проверки. Контрольная проверка может быть назначена руководителем структурного подразделения, подписавшим требование (предписание) об устранении нарушений, не позднее двух рабочих дней со дня получения сообщения об их устранении.

О начале такой проверки заранее не уведомляют, но проверяющий обязан предъявить предписание на ее проведение и служебное удостоверение, после чего сделать запись в книге учета проверок. Иначе проверку можно считать незаконной.

Срок проведения контрольной проверки не может превышать пяти рабочих дней. Ее результаты оформляются так же, как и при плановой проверке.

За неисполнение выраженного в установленной законодательством форме требования, предписания должностные лица

могут быть привлечены к административной ответственности по ст. 23.1 Особенной части Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях.

### Мониторинг

Мониторинг – еще одна форма осуществления контроля, которая носит рекомендательный характер и помогает дать оценку фактическому состоянию энергоустановок на предмет соответствия требованиям законодательства.

Перед началом мониторинга проверяющий обязан предъявить руководителю субъекта или его уполномоченному представителю служебное удостоверение и решение о проведении мониторинга. Решение должно быть заверено печатью, в нем указываются сроки, тема и место проведения мониторинга, а также его участники. При проведении мониторинга запись в книге проверок не осуществляется.

При обнаружении в ходе мониторинга нарушений (недостатков) субъекту хозяйствования выдаются рекомендации по их устранению. И хотя мониторинг носит рекомендательный характер, выявленные нарушения субъект обязан устранить и проинформировать об этом контрольный (надзорный) орган.

При добровольном устранении субъектом выявленных в ходе мониторинга нарушений (недостатков) в установленные проверяющим сроки контролирующим (надзорным) органом, осуществляющим мониторинг, меры ответственности не применяются, за исключением случаев повторного выявления нарушений (недостатков), установленных этим контролирующим (надзорным) органом при проведении предыдущего мониторинга.

### На что следует обратить внимание?

Статистические данные свидетельствуют о том, что 74 % нарушений, выявленных Энергонадзором РУП «Витебскэнерго» в первом полугодии 2016 года, составили нарушения, связанные с неудовлетворительным техническим состоянием энергоустановок, 19 % – с ведением технической и оперативной документации, а также с работой с электротехническим персоналом. Эти данные говорят о том, что особое внимание следует обращать на состояние оборудования энергоустановок. Их конструкция, исполнение, способ установки должны соответствовать требованиям технической документации изготовителей. Зачастую паспорта на оборудование утрачиваются. В этом случае можно воспользоваться различными техническими нормативными правовыми актами, которые устанавливают правила устройства энергоустановок.

В любом случае энергоустановка должна быть надежной и безопасной в работе, соответствовать условиям окружающей среды.

Корпус оборудования электроустановки не должен иметь повреждений, все ограждающие и закрывающие устройства должны быть выполнены так, чтобы снимать или открывать их можно было только при помощи ключей или инструментов. В установленные сроки должно проводиться диагностирование оборудования.

Распределительные устройства – щиты освещения, силовые щиты, щиты управления (РУ) – должны иметь запирающие устройства. Ключи от РУ необходимо хранить в запираемом ящике. Они могут быть доступны только электротехническому персоналу и выдаваться под роспись.

При осмотре РУ следует обратить внимание на состояние контактных соединений, рубильников щитов низкого напряжения, целостность пломб у счетчиков, состояние изоляции (запыленность, наличие трещин, разрядов и т.п.), наличие на дверях РУ предупреждающих знаков или плакатов в соответствии с ТКП 290-2010 «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках».

Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляющим конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к главной заземляющей шине, корпусам аппаратов, машин и опорам ВЛ – болтовым соединением. Каждая часть электроустановки, подлежащая заземлению или занулению, должна быть присоединена к сети заземления или зануления с помощью отдельного проводника.

На корпусе каждого переносного и передвижного электроприемника, вспомогательном оборудовании к ним или на специальной табличке, закрепленной на них безопасным способом, должны быть указаны инвентарные номера и даты следующих проверок.

Оборудование электроустановок необходимо периодически очищать от пыли и грязи, поэтому лицом, ответственным за электрохозяйство, с учетом местных условий составляются графики очистки. Кроме того, формируются годовые и многолетние планы (графики) на проведение всех видов ремонтных работ основного оборудования электроустановок.

Сведения о выполнении технического обслуживания, текущих и капитальных ремонтах, диагностировании заносятся в эксплуатационную документацию (паспорта, ремонтные журналы и т.п.).

Наряду с нарушениями, относящимися к техническому состоянию энергоустановок, проверяющие выявляют ряд нарушений организационного характера. В основном они связаны с недостаточной работой с электротехническим персоналом в области обучения, инструктирования, тренировки, что приводит к снижению его квалификации и, как следствие, влияет на качество выполняемых работ, соблюдение требований техники безопасности при работе в энергоустановках.

При приеме на работу специалист должен пройти медицинский осмотр и иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру его деятельности. При отсутствии таковой работник должен пройти обучение в специализированных центрах подготовки персонала.

Налаженная система управления энергохозяйством, квалифицированный персонал, внедрение новых технологий и безопасных методов организации работ помогут устранить недостатки, снизить риски возникновения аварий в производстве и повысят экономические показатели предприятия.

**Т.С. Банифатова, инженер I категории энергоинспекции филиала «Энергодзор» РУП «Витебскэнерго»**

## Какие электротехнические средства нам необходимы?

Производственный электротравматизм находится в прямой зависимости от уровня организации электрохозяйства.

Анализ обстоятельств несчастных случаев, связанных с воздействием электрического тока, показывает, что причиной электротравматизма на производстве по-прежнему является невыполнение персоналом потребителей электроэнергии требований НПА и ТНПА, регламентирующих производство работ в электроустановках: ТКП 427-2012 «Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок», ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей», ТКП 290-2010 «Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках», а также Правил безопасности при работе с механизмами, инструментом и приспособлениями.

Как показывает практика, чаще всего встречаются такие нарушения, как формальное проведение инструктажей, осуществление работ без применения электротехнических средств, слабый контроль со стороны работников, ответственных за безопасность производства работ в действующих электроустановках, а также самовольные действия пострадавших, выполнение работ в состоянии алкогольного опьянения, личная неосторожность пострадавших и низкая производственная дисциплина.

В данной статье рассматривается вопрос обеспечения, хранения и применения электротехнических средств.

В 2016 году персоналом Витебского МРО филиала «Энергодзор» РУП «Витебскэнерго» в соответствии с Координационным планом контрольной надзорной деятельности по Витебской области были проведены проверки выполнения нормативных требований при эксплуатации электроустановок в 36 организациях – потребителях электрической энергии. В 30 из них выявлены нарушения, связанные с наличием, учетом, хранением электротехнических средств, а также проведением их периодических испытаний.

Что же такое электротехнические средства? Это переносимые и перевозимые изделия, служащие для защиты людей, работающих в электроустановках, от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и электромагнитного поля.

Все электротехнические средства делятся на две большие группы – основные и дополнительные, которые, в свою очередь, также необходимо разделять в зависимости от напряжения электроустановок (до и выше 1000 В).

**Основные электротехнические средства** – средства защиты, изоляция которых длительно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и которые позволяют работать на токоведущих частях под напряжением.

К основным электротехническим средствам **для электроустановок выше 1000 В** относятся:

- электроизолирующие штанги всех видов;
- электроизолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- устройства и приспособления для обеспечения безопасности труда при проведении испытаний и измерений в электроустановках (указатели напряжения для проверки совпадения фаз, устройства для прокола и резки кабеля, указатели повреждения кабелей);
- прочие средства защиты, электроизолирующие устройства и приспособления для ремонтных работ под напряжением в электроустановках: полимерные изоляторы, изолирующие лестницы, накладки.

К основным электротехническим средствам **для электроустановок до 1000 В** относятся:

- электроизолирующие штанги всех видов;
- электроизолирующие и электроизмерительные клещи;
- указатели напряжения;
- электроизолирующие перчатки;
- ручной электроизолирующий инструмент;
- электроизолирующие средства и приспособления для проведения работ под напряжением на ВЛ 0,4 кВ.

**Дополнительные электротехнические средства** – средства защиты, дополняющие основные средства, а также служащие для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага, которые сами по себе не могут при данном напряжении обеспечить защиту от поражения электрическим током, а применяются совместно с основными электроизолирующими средствами.

К дополнительным электрозащитным средствам **для электроустановок выше 1000 В** относятся:

- электроизолирующие перчатки и боты;
- электроизолирующие ковры и подставки;
- электроизолирующие колпаки и накладки;
- штанги для переноса и выравнивания потенциала;
- сигнализаторы наличия напряжения индивидуальные;
- лестницы приставные, стремянки электроизолирующие стеклопластиковые;
- заземления переносные;
- плакаты и знаки безопасности;
- оградительные устройства.

К дополнительным электрозащитным средствам **для электроустановок до 1000 В** относятся:

- электроизолирующие галоши;
- электроизолирующие ковры и подставки;
- электроизолирующие колпаки и накладки;
- заземления переносные;
- плакаты и знаки безопасности;
- оградительные устройства;
- лестницы приставные, стремянки электроизолирующие стеклопластиковые.

В ходе проверок зачастую наблюдаются крайности в подходах к хранению и применению электрозащитных средств. Если в одних организациях можно увидеть, что электроизолирующие средства свалены в кучу на полу распределительного устройства, то в других после вопроса: «Обеспечен ли персонал электрозащитными средствами?» – ответственный за электрохозяйство с гордым видом достает из своего шкафа коробку с новыми электрозащитными средствами, рядом с которыми лежат протоколы испытаний. При этом электротехнический персонал этими электрозащитными средствами не обеспечен и вынужден иногда использовать даже личные, неиспытанные и далеко не безопасные средства защиты. Получается, что ответственный за электрохозяйство хранит данный комплект электрозащитных средств только для проверяющих.

Очевидно, что и в первом, и во втором случае налицо нарушения, связанные с хранением и применением электрозащитных средств.

Хочу напомнить, что в соответствии с ТКП 290-2010(02230) «Правила применения и испытания средств защиты, исполь-

зуемых в электроустановках» работающие, обслуживающие электроустановки, должны быть обеспечены всеми необходимыми средствами защиты, обучены правилам их применения и обязаны пользоваться ими для обеспечения безопасности работы.

Часто вопрос о том, какие электрозащитные средства необходимы на предприятии, ставит в тупик лиц, ответственных за электрохозяйство. Между тем нормы комплектования средствами защиты распределительных устройств до и выше 1000 В для большинства предприятий, не имеющих постоянного оперативного персонала, определяются исходя из местных условий решением главного инженера. При наличии постоянного оперативного персонала средства защиты распределяются между объектами, ремонтными бригадами в соответствии с нормами комплектования, приведенными в Приложении А ТКП 290-2010.

Таким образом, основополагающим документом, регулирующим наличие и распределение тех или иных средств защиты, является перечень (несколько перечней для различных электроустановок, бригад и т.п.) необходимых для данной конкретной организации электрозащитных средств, утвержденный техническим руководителем.

Именно на основании такого перечня необходимо проводить укомплектование электроустановок или выдачу в личное пользование электрозащитных средств. К сожалению, зачастую на практике этот документ отсутствует.

Следует отметить, что ответственность за своевременное обеспечение работающих и комплектование электроустановок испытанными средствами защиты в целом по организации несет руководитель (главный инженер) или лицо, ответственное за электрохозяйство.

Все находящиеся в эксплуатации электрозащитные средства должны быть пронумерованы, за исключением касок защитных, ковров и подставок электроизолирующих, плакатов и знаков безопасности, оградительных устройств; при этом если средство защиты состоит из нескольких частей, то номер ставится на каждой из них.

Средства защиты должны располагаться у входа в помещение. Изделия из резины необходимо хранить в оборудованных шкафах, на стеллажах и полках отдельно от инструмента, исключая контакт с бензином, маслами, кислотами. Места хранения средств защиты должны оборудоваться крюч-

Организация \_\_\_\_\_  
Структурное подразделение \_\_\_\_\_

### ЖУРНАЛ УЧЕТА И СОДЕРЖАНИЯ СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ

Наименование средства защиты	Инвентарный номер	Дата испытания	Дата следующего испытания	Дата периодического осмотра	Результат периодического осмотра	Подпись работника, производящего осмотр	Место нахождения	Дата выдачи в индивидуальное пользование	ФИО и подпись работника получившего средства защиты в индивидуальное пользование	Примечание
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10
Электроизолирующие перчатки	122012	03.12.2016	03.06.2017	05.01.2017	Замечаний нет	Иванов	ВРУ	–		
Электроизолирующие перчатки	352222	03.12.2016	03.06.2017	05.01.2017	Замечаний нет	Иванов	–	05.01.2017	Степанов Андрей Егорович (подпись)	

Форма журнала учета и содержания средств защиты

ками или кронштейнами для штанг, клещей изолирующих, переносных заземлений, плакатов безопасности.

Одним из часто выявляемых нарушений является отсутствие периодического контроля за состоянием электрозащитных средств. Вместе с тем наличие и состояние средств защиты должны проверяться ответственным за их состояние лицом путем осмотра **не реже одного раза в месяц**, а для переносных заземлений, комплектов экранирующих индивидуальных и противогазов – **не реже одного раза в три месяца**, с записью результатов осмотра в журнал учета и содержания средств защиты (см. рисунок).

## Требования к эксплуатации тепловых пунктов с расходом теплоты до 2,3 МВт

Тепловой пункт представляет собой целый комплекс устройств. Он включает в себя элементы теплового оборудования, позволяющие обеспечивать подключение к тепловой сети, управление режимами теплоснабжения, распределение по типам потребления теплоносителя и регулирование его параметров. Поэтому к эксплуатации тепловых пунктов, а также к эксплуатирующим их лицам предъявляются особые требования, которые закреплены положениями нормативно-технических документов.

Одно из основных требований состоит в том, что эксплуатация тепловых пунктов должна осуществляться оперативным или оперативно-ремонтным персоналом потребителя или персоналом специализированной организации при наличии договора с потребителем на аварийное или техническое обслуживание.

К обслуживанию тепловых пунктов допускаются лица, достигшие 18 лет, не имеющие физических увечий, прошедшие медосмотр согласно Инструкции о порядке проведения обязательных медицинских осмотров работающих, утвержденной постановлением Министерства здравоохранения Республики Беларусь от 28 апреля 2010 года № 47, а также обучение, стажировку и проверку знаний по вопросам охраны труда в объеме требований ТКП 458-2012 (02230) «Правила технической эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей», ТКП 459-2012 (02230) «Правила техники безопасности при эксплуатации теплоустановок и тепловых сетей потребителей» и других ТНПА согласно Инструкции о порядке обучения, стажировки, инструктажа и проверки знаний работающих по вопросам охраны труда, утвержденной постановлением Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 28 ноября 2008 года № 175. При положительных результатах проверки знаний персоналу выдается удостоверение установленного образца и издается приказ о допуске к самостоятельной работе. Персонал, осуществляющий эксплуатацию тепловых пунктов, должен проходить проверку знаний не реже одного раза в год.

Тепловые пункты должны еженедельно осматриваться лицом, ответственным за тепловое хозяйство организации. Результаты осмотра необходимо вносить в оперативный журнал, журнал распоряжений или журнал осмотра оборудования. В соответствующих документах (журналах) должны отражаться также показания КИПиА и приборов учета.

Двери тепловых пунктов должны постоянно запираются на замок, а ключи от дверей – находиться у лица, ответственного за тепловое хозяйство, или дежурного вахтера, если это определено приказом нанимателя. Среди обязательных требований – наличие на дверях надписи «Теплопункт. Посто-

Хотелось бы напомнить лицам, ответственным за электрохозяйство, что в соответствии с частью 1 ст. 23.61 Кодекса Республики Беларусь об административных правонарушениях нарушение должностным лицом требований по безопасному ведению работ на объектах, подконтрольных органам, осуществляющим государственный энергетический надзор (а отсутствие или неприменение средств защиты относится к таким нарушениям), влечет наложение штрафа в размере от четырех до двадцати базовых величин.

**И.Е. Сазонов, заместитель начальника Витебского МРО филиала «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго»**

ронным вход запрещен» и таблички с указанием фамилии, инициалов лица, ответственного за тепловое хозяйство, и номера его телефона.

Необходимо подчеркнуть также, что двери и ворота теплового пункта должны открываться наружу.

В тепловом пункте должно быть предусмотрено рабочее искусственное освещение, соответствующее IV разряду зрительной работы, и аварийное освещение. Оба вида освещения должны иметь влагозащитное исполнение со степенью защиты IP54. Выключатель освещения устанавливается снаружи у входной двери.

В полу теплового пункта должен быть смонтирован трап, если отметки системы канализации водостока или попутного дренажа тепловых сетей позволяют осуществлять самотечный отвод дренажных вод в эти системы, или водосборный приямок – при невозможности самотечного отвода дренажных вод. Тепловые пункты также должны иметь систему естественной вентиляции.

Трубопроводы, запорная арматура, фланцевые соединения, водоподогреватели, расположенные в тепловом пункте, должны иметь съемную тепловую изоляцию и опознавательную окраску, выполненную согласно требованиям ТНПА. Обязательные элементы конструкции тепловой изоляции: теплоизоляционный слой, выравнивающий слой, покровный слой, элементы крепления – должны быть выполнены из негорючих материалов.

В помещении тепловых пунктов обязательно наличие следующей документации: принципиальной тепловой схемы расположенных в нем трубопроводов и оборудования с нумерацией арматуры и расстановкой КИПиА (принципиальная тепловая схема должна пересматриваться один раз в три года, а также при изменении схемы теплоснабжения объекта, состава оборудования и т.д.); руководства по эксплуатации; инструкции по охране труда; температурного графика тепловой сети на текущий отопительный период.

Необходимо также, чтобы запорная арматура тепловых пунктов была пронумерована согласно принципиальной тепловой схеме. На трубопроводах в местах установки арматуры должны быть нанесены указатели направления движения теплоносителя, а на маховиках или рукоятках арматуры указано направление вращения маховика или рукоятки: «О» – открыто, «З» – закрыто.

Ревизию запорной арматуры, в частности сальниковых узлов, следует проводить ежегодно независимо от ее состояния. В закрытом положении запорная арматура должна обеспечивать полное перекрытие потока теплоносителя, что можно проверить по показаниям установленных до и после арматуры

манометров. Применять запорную арматуру в качестве регулирующей запрещается.

Контрольно-измерительные приборы, регулирующая и запорная арматура должны быть установлены в соответствии с проектной документацией и находиться в технически исправном состоянии. Насосное оборудование, автоматическая система отпуска тепла на отопление, горячее водоснабжение, приборы регулирования и учета расхода воды и тепла также должны быть исправными и постоянно включенными в работу.

Необходимо, чтобы узлы управления тепловых пунктов были оборудованы штуцерами с запорной арматурой, к которым возможно присоединение линий водопровода и сжатого воздуха для промывки или гидравлики диаметром не менее 25 мм или дренирования теплоносителя диаметром не менее 32 мм.

Термометры на трубопроводах должны быть установлены в гильзах, сваренных перпендикулярно или под углом в 45 градусов, или в расширительных сосудах в зависимости от диаметра трубопровода. Необходимо, чтобы выступающая часть термометра была защищена оправкой, а в гильзы под термометры залито минеральное масло.

Манометры должны иметь клеймо поверителя, свидетельствующее об их поверке. Если клейма нет или срок поверки истек, а также если у прибора разбито стекло или он имеет механические повреждения, то применять его запрещается. Манометр должен быть подключен к трубопроводам с помощью трехходового крана и сифонной трубки и иметь класс точности не ниже 2,5.

При наличии в схеме теплоснабжения объекта водоподогревателей последние должны иметь табличку, на которой должны быть указаны следующие технические характеристики:

- тепловая производительность и соответствующие ей параметры теплоносителя;
- максимальная температура нагреваемой воды (°C);
- номинальный расход теплоносителя;
- предельно допустимое давление со стороны первичного и вторичного теплоносителей.

Тепловые пункты должны быть оснащены следующими приборами КИПиА:

- манометрами показывающими, установленными после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт; после узла смешения; до и после регуляторов давления; на подающих трубопроводах после запорной арматуры; на каждом ответвлении к системам теплотребления, горячего водоснабжения и (или) вентиляции и на обратных трубопроводах до запорной арматуры;
- штуцерами для манометров, установленными до запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей; до и после грязевиков, фильтров и счетчиков воды;
- термометрами показывающими, установленными после запорной арматуры на вводе в тепловой пункт трубопроводов водяных тепловых сетей; на трубопроводах после узла смешения; на обратных трубопроводах из системы теплотребления по ходу воды перед задвижками;
- регистрирующими счетчиками и термометрами, установленными на подающем и обратном трубопроводах;
- расходомерами или счетчиками воды, установленными на трубопроводах первичного и вторичного теплоносителей.

Требованиями ТНПА предусмотрено, что показывающие манометры и термометры устанавливаются на трубопроводах входа и выхода греющей и нагреваемой воды для каждой ступени водоподогревателей систем горячего водоснабжения или отопления. Кроме того, показывающие манометры должны устанавливаться перед всасывающими и после нагнетательных патрубков насосов.

В тепловых пунктах с зависимой схемой присоединения системы отопления должны быть смонтированы узлы смешения (элеваторы), в которых поддержание требуемой температуры теплоносителя системы отопления необходимо производить с помощью автоматических регуляторов.

ТНПА также регламентируются вопросы, касающиеся установки запорной арматуры, грязевиков, фильтров, обратных клапанов и других устройств, позволяющих регулировать теплотребление.

Так, установка запорной арматуры предусматривается:

- на всех подающих и обратных трубопроводах тепловых сетей, на вводе и выводе их из тепловых пунктов;
- на всасывающем и нагнетательном патрубках каждого насоса;
- на подводящих и отводящих трубопроводах каждого водоподогревателя.

На вводе тепловых сетей в ИТП должна применяться стальная запорная арматура. Применять арматуру из серого чугуна на спускных, продувочных и дренажных устройствах не допускается.

Грязевики в тепловых пунктах следует устанавливать:

- на подающем трубопроводе (на вводе в ТП после первой запорной арматуры);
- на обратном трубопроводе (перед регулирующими устройствами, насосами, приборами учета расхода воды).

Перед механическими водосчетчиками и пластинчатыми водоподогревателями по ходу воды необходимо устанавливать сетчатые (сетчатые ферромагнитные) фильтры.

Обратные клапаны должны быть установлены:

- на циркуляционных трубопроводах системы горячего водоснабжения при присоединении их к водоподогревателю;
- на перемычке между прямым и обратным трубопроводами системы теплоснабжения при устройстве узла смешения;
- на напорной линии насосов;
- на обводном трубопроводе подпиточного насоса;
- на напорной линии подпиточного насоса.

Следует помнить, что расходомерные шайбы, сопла элеваторов (узлы смешения) и дренажные вентили в тепловых пунктах и системах теплотребления должны быть опломбированы эксплуатирующей организацией. Пломбированию подлежат и первичные преобразователи расхода, термопреобразователи, датчики давления, разъемы подключения кабельных линий теплосчетчиков и другие элементы узла учета, несанкционированный доступ к которым запрещен.

**Н.Н. Киселев, начальник энергоинспекции филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»,  
В.В. Шугаев, государственный инспектор  
Кормянской РЭИ Жлобинского МРО  
филиала «Энергонадзор» РУП «Гомельэнерго»**

# КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РАБОТ ПРИ МОНТАЖЕ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ТЕПЛОУСТАНОВОК

Важная составляющая постройки любого сооружения – контроль качества строительно-монтажных работ. Под таким контролем понимают проверку соответствия качества готового сооружения проектным данным и строительным нормативам. Осуществлять контроль необходимо на всех стадиях: при разработке проекта, на каждом этапе строительства и отделки и после их завершения.

## Цели контроля качества монтажных работ

Правильная организация контроля качества строительно-монтажных работ позволяет не допустить увеличения стоимости объекта, предотвратить возникновение аварий и нештатных ситуаций во время строительства и при использовании сооружения, а также избежать дополнительных расходов на исправление недостатков. Своевременный многоэтапный контроль качества выполнения строительно-монтажных работ также дает возможность вовремя обнаружить скрытые дефекты и недоработки, которые могли бы дорого обойтись заказчику.

Контроль качества строительно-монтажных работ преследует следующие цели:

- соблюдение положений проекта и обеспечение соответствия государственным стандартам Республики Беларусь и технической документации,

разработанной для данного объекта;

- своевременное устранение нарушений на каждом этапе строительства, недопущение нарушений в дальнейшем;

- проверка оборудования и инструментов, которые используются при проведении строительных работ.

Контроль качества монтажных работ можно разделить на внутренний и внешний. Внутренний контроль – это проверка силами самого подрядчика, занимающегося реализацией проекта. Внешний контроль проводят представители госорганов и организации-заказчика.

## Контроль качества работ при монтаже тепловых сетей и систем теплоснабжения

Порядок контроля качества работ и оформления результатов установлен государственными стандартами Республики Беларусь (СТБ), регламентирующими контрольные показатели ка-



**Р.Ю. АРЛЮКЕВИЧ,**  
ведущий инженер  
энергоинспекции  
филиала «Энергонadzор»  
РУП «Витебскэнерго»

чества и методы контроля конкретных видов строительных работ. При монтаже систем теплоснабжения применяются следующие СТБ:

- СТБ 1999-2009 «Строительство. Монтаж тепловых пунктов и котельных. Контроль качества работ»;

- СТБ 2001-2009 «Строительство. Монтаж систем внутреннего водоснабжения зданий и сооружений. Контроль качества работ»;

- СТБ 2021-2009 «Строительство. Монтаж систем вентиляции и кондиционирования воздуха зданий и сооружений. Контроль качества работ»;

- СТБ 2038-2009 «Строительство. Монтаж систем отопления зданий и сооружений. Контроль качества работ».

Данные СТБ введены взамен раздела 4 СНИП 3.05.01-85 «Внутренние санитарно-технические системы».

Порядок контроля качества работ при монтаже тепловых сетей установлен СТБ 2116-2010 «Строительство. Монтаж тепловых сетей. Контроль качества работ», который применяется вместо раздела 8 и приложений 1–3 СНИП 3.05.03-85 в части испытаний тепловых сетей.

Все вышеперечисленные СТБ устанавливают порядок проведения внутреннего контроля (входного, операционного и приемочного).



Сначала материалы, изделия, оборудование, поступающие на объект, проходят входной контроль. Затем исполнитель работ (инженерно-технический работник, осуществляющий строительство) ежедневно производит операционный контроль качества работ.

При приемочном контроле проверяют работоспособность технических устройств (запорной, регулирующей и предохранительной арматуры), установленных на трубопроводах, определяется герметичность систем, оборудования и трубопроводов, а также качество их промывки. Приемка работ по промывке и испытанию тепловых сетей, систем теплотребления проводится комиссиями с составлением соответствующих актов по формам, установленным СТБ.

### Нарушения при проведении приемочного контроля качества выполненных работ

В соответствии с Положением о порядке приемки в эксплуатацию объектов строительства, утвержденным постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 июня 2011 года № 716, соответствие принимаемых в эксплуатацию объектов проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности подтверждается заключениями органов государственного надзора, выдаваемыми в пределах их компетенции в соответствии с законодательством.

На основании п. 3.25 Единого перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 февраля 2012 года № 156, органы Государственного энергетического надзора уполномочены на осуществление административной процедуры по выдаче заключения о соответствии принимаемого в эксплуатацию объекта проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности.

Филиалом «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» при рассмотрении исполнительной документации на теплоустановки и тепловые сети выявляются нарушения в проведении или оформлении результатов промывок и испытаний, а также в оформлении актов приемки систем. Рассмотрим наиболее типичные из них.

#### • **Бланки актов на выполненные работы не соответствуют формам, установленным СТБ.**

Рассматриваемые в статье СТБ применяются относительно недавно (в сравнении со СНиП, действующими с 1980-х годов), поэтому многие строительные организации из-за незнания новых ТНПА применяют в работе старые формы актов испытаний, промывок и приемки систем теплотребления, предусмотренные уже не действующими СНиП 3.05.01-85 или СНиП 3.05.03-85.

#### • **В акте не отражена вся информация, предусмотренная его формой.**

При оформлении акта испытания могут быть не указаны время его проведения или величина падения давления, хотя именно по этим данным комиссия делает вывод о результатах испытаний.

Так, например, при испытаниях трубопроводов тепловых сетей и тепловых пунктов в течение 10 мин не допускается падение давления, в то время как системы отопления и горячего водоснабжения считаются выдержавшими испытания, если в течении 5 мин падение давления составило не более 0,02 МПа и 10 мин – не более 0,05 МПа соответственно.

#### • **Время проведения испытания теплоустановок (тепловых сетей) или величина испытательного давления не соответствуют требованиям СТБ.**

Существуют различия в требованиях к испытательному давлению, например, трубопроводов теплового пункта (пробное давление в 1,5 раза больше рабочего, но не менее 0,2 МПа) и системы внутреннего водоснабжения (не менее 1,5 избыточного рабочего давления).

Для различных систем отопления также установлены следующие требования к пробному избыточному давлению:

- для панельной системы отопления и обогрева пола – не менее 1 МПа в нижней точке системы;
- для водяной системы отопления – не менее 0,2 МПа в нижней ее точке;
- для паровой системы отопления с рабочим давлением до 0,07 МПа в нижней ее точке – не менее 0,25 МПа;
- для паровой системы отопления с рабочим давлением более 0,07 МПа в верхней ее точке – давление, равное рабочему, плюс 0,1 МПа, но не менее 0,3 МПа.

Что касается времени проведения испытаний, то здесь также нужно быть внимательными, особенно при испытании систем отопления. Так, панельные си-

стемы отопления и обогрев пола испытываются в течение 15 мин. Для остальных водяных и паровых систем достаточно 5 мин, а для полимерных трубопроводов систем отопления необходимо не менее 2 часов.

#### • **Неверно выбрана методика проведения испытаний (промывок), или проведены не все испытания, предусмотренные стандартами.**

В соответствии с требованиями СТБ испытания систем внутреннего водоснабжения и отопления могут проводиться одним из двух методов: гидростатическим или манометрическим. Принципиальным различием методик является использование либо воды, либо воздуха соответственно, а условием выбора метода проведения испытания – температура окружающего воздуха (при гидростатическом испытании она должна быть не ниже 5 °С).

В отличие от этих систем, испытания тепловых сетей, трубопроводов и оборудования тепловых пунктов (котельных) на герметичность проводятся только гидростатическим методом (с использованием воды).

Кроме испытаний на прочность (герметичность) могут проводиться и другие, о которых не следует забывать, например манометрическое испытание на герметичность соединительных швов полиэтиленовой оболочки предварительно изолированных трубопроводов тепловых сетей, испытание системы отопления на равномерность прогрева и пр.

Промывки трубопроводов и оборудования тепловых пунктов (котельных), систем отопления и горячего водоснабжения проводятся водой из системы внутреннего водоснабжения, а тепловых сетей – водо-воздушной смесью (гидропневматическая промывка).

#### • **Состав комиссии по контролю качества промывок и испытаний не соответствует требованиям СТБ.**

В качестве примеров можно привести следующие несоответствия:

- при проведении испытаний, промывок трубопроводов и оборудования теплового пункта отсутствует представитель теплоснабжающей организации;
- комиссия состоит только из представителей заказчика и монтажной организации, представитель генерального подрядчика в ней не участвует;
- в комиссии отсутствует представитель технического надзора заказчика либо эксплуатационной организации.

## Предупреждение нарушений

При выявлении упомянутых выше нарушений органы Госэнергонадзора в пределах своей компетенции не могут выдать заключение о соответствии принимаемого в эксплуатацию объекта проектной документации, требованиям безопасности и эксплуатационной надежности до момента устранения нарушений и недостатков.

В целях предупреждения этих и аналогичных нарушений и несоответствий требованиям СТБ филиал «Энергонадзор» РУП «Витебскэнерго» проводит информационно-разъяснительную работу с поднадзорными потребителями тепловой энергии и заинтересованными организациями (строительно-монтажными, пусконаладочными и др.), организует занятия по повышению квалификации их персонала, обучающие курсы, однодневные семинары и т.п.

Так, в 2016 году на базе филиала «Учебный центр» РУП «Витебскэнерго» проведено обучение четырех групп лиц, ответственных за тепловое хозяйство, и семь однодневных обучающих семинаров, в которых приняли участие 175 человек. Однодневные семинары проводятся и в самих межрайонных отделениях или районных энергоинспекциях филиала, в организациях ЖКХ, отделах образования, спорта и туризма гор- и райисполкомов области и т.п. Всего в 2016 году состоялось 56 таких семинаров.

Кроме того, в энергоинспекциях филиала размещены стенды с актуальной информацией по вопросам ввода в эксплуатацию вновь построенных (реконструированных) теплоустановок, систем теплоснабжения и тепловых сетей.

### Список литературы

1. *Строительство. Монтаж тепловых пунктов и котельных. Контроль каче-*

*ства работ: СТБ 1999–2009. – Введ. 01.07.10. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь, 2009. – 28 с.*

2. *Строительство. Монтаж систем внутреннего водоснабжения зданий и сооружений. Контроль качества работ: СТБ 2001–2009. – Введ. 01.07.2010. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь, 2009. – 20 с.*
3. *Строительство. Монтаж систем отопления зданий и сооружений. Контроль качества работ: СТБ 2038–2010. – Введ. 01.07.2010. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь, 2010. – 28 с.*
4. *Строительство. Монтаж тепловых сетей. Контроль качества работ: СТБ 2116–2010. – Введ. 01.01.2011. – Минск: Госстандарт Республики Беларусь, 2010. – 36 с.*
5. *Внутренние санитарно-технические системы: СНиП 3.05.01–85. – Отменен 01.07.2010.*
6. *Тепловые сети: СНиП 3.05.03–85. – Раздел 8 и приложения 1–3 в части испытаний тепловых сетей отменены 01.01.2011.*



# ЧЕЛОВЕК И БЕЗОПАСНОСТЬ

8-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

## 19-21 сентября 2017

Беларусь, Минск

Организатор:



**ЭКСПОФОРУМ**  
www.expoforum.by

тел.: (+375 17) 314 34 30  
e-mail: rel@expoforum.by

Регистрационный номер: 090114270291

Защита жизни и здоровья людей

Охрана жилища и имущества

Обеспечение безопасных условий  
на производстве, отдыхе и в дороге

# ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ТЕМПЕРАТУРУ ОБРАТНОЙ СЕТЕВОЙ ВОДЫ

На температуру обратной сетевой воды (ОСВ) большое влияние оказывают техническое состояние систем теплоснабжения потребителей и организация их эксплуатации. Причины, определяющие это влияние, многочисленны – от ошибок при проектировании систем до человеческого фактора. В статье рассматриваются основные нарушения, приводящие к изменению температурного графика, а также меры, необходимые для восстановления оптимального температурного режима.

Как показывает практика, персонал потребителей не способен четко ориентироваться в причинах превышения температуры обратной сетевой воды и, как правило, узнает о нарушении температурных режимов в системе теплоснабжения только по результатам рейдов Энергонадзора. Рейды по проверке режимов теплоснабжения осуществляются работниками Энергонадзора согласно графикам в рамках мониторинга выполнения потребителями договорных условий, проверки работоспособности систем автоматического регулирования (САР) или во исполнение требований постановления Совета Министров Республики Беларусь от 30 октября 2012 года № 1105 «Об утверждении перечня мероприятий технического (технологического, поверочного) характера».

Попробуем разъяснить потребителям основные причины отклонений температуры ОСВ и предложить меры по их устранению.

Причины превышения ОСВ можно разделить на следующие основные группы:

- отклонения параметров теплоносителя на теплоисточниках (районные отопительные котельные);
- ошибки при проектировании;
- отказ в работе или неисправность теплотехнического оборудования тепловых узлов;

- влияние технического состояния систем теплоснабжения при неудовлетворительной эксплуатации или техническом (физическом) износе оборудования;
- человеческий фактор (самовольное вмешательство в работу или изменение схемы системы теплоснабжения);
- отсутствие специализированного обслуживающего персонала или договора со специализированной организацией.

Подробнее основные нарушения, влияющие на температуру ОСВ, и мероприятия по приведению температуры обратной сетевой воды в соответствие с температурным графиком, представлены в таблице.

Как видно из таблицы, причины превышения температуры ОСВ во многом обусловлены недостаточной квалификацией работников, отвечающих за эксплуатацию систем теплоснабжения потребителей. Поэтому для того, чтобы обеспечить соблюдение температурного графика подачи теплоносителя, потребитель должен особое внимание уделять наличию теплотехнического персонала и его технической грамотности или заключить договор со специализированной организацией на обслуживание или ремонт САР. При достаточно высоком уровне автоматизации систем теплоснабжения желательно предусмотреть обменный фонд для оперативной замены дефектных регу-



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



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

ляторов температуры. Отдельно хочется подчеркнуть, что корректность работы систем регулирования тепловой энергии во многом зависит от ежедневного контроля за состоянием оборудования регуляторов температуры.

**Причины превышения температуры обратной сетевой воды и мероприятия по приведению ее в соответствие с температурным графиком**

№	Нарушения, приводящие к повышению температуры ОСВ	Последствия нарушений	Меры по поддержанию температурного графика
1	<b>Отклонения параметров теплоносителя на теплоисточниках (районных отопительных котельных)</b>		
1.1	Несоблюдение параметров теплоносителя с превышением температуры прямой сетевой воды более чем на 3 °С	Нарушение гидравлического и температурного режимов работы системы теплоснабжения, что приводит к переизбытку тепловой энергии	Привести параметры теплоносителя в соответствие с температурным графиком
1.2	Неправильный расчет сужающих устройств в сторону увеличения входного профиля	Нарушение гидравлического и температурного режимов работы системы теплоснабжения, что приводит к переизбытку тепловой энергии на объектах и неспособности САР поддерживать температурный график	Подать заявку в энергоснабжающую организацию (ЭСО) на перерасчет сужающего устройства. Изготовить и установить сужающее устройство в присутствии представителя ЭСО

№	Нарушения, приводящие к повышению температуры ОСВ	Последствия нарушений	Меры по поддержанию температурного графика
1.3	Неоперативное реагирование на резкие изменения климатических условий (повышение температуры наружного воздуха)	Нарушение гидравлического и температурного режимов работы систем теплоснабжения, что приводит к поступлению теплоносителя с завышенными значениями температуры	Принять оперативные меры по расхолаживанию теплоносителя до значений, соответствующих температурному графику
2	<b>Ошибки при проектировании</b>		
2.1	Неправильный выбор схемы подключения подогревателей горячего водоснабжения (ГВС) (без учета горячейводной нагрузки)	Возможно повышение температуры ОСВ, особенно в часы минимального разбора горячей воды	В зависимости от необходимой нагрузки ГВС выбрать одну из четырех схем подключения водоподогревателей: предвключенную, параллельную, двухступенчатую смешанную или двухступенчатую параллельную
2.2	Схема подключения насоса смешения не обеспечивает оптимальную циркуляцию теплоносителя. Насос смешения теплоносителя, согласно проектным решениям, может устанавливаться как на трубопроводах прямой, обратной сетевой воды, так и на перемычке или линии подмеса элеватора (последний вариант нежелателен)	Нарушение гидравлического и температурного режимов работы систем теплоснабжения	Проверить соответствие температуры смеси температурному графику. Оптимизировать схему установки насоса смешения совместно с проектной организацией
2.3	Неправильный выбор схемы подключения систем принудительно отопительной вентиляции (ПОВ)	Параметры теплоносителя после ПОВ негативно влияют на параметры ОСВ	Проверить правильность проектного решения совместно с проектной организацией
2.4	Неправильно выполнен гидравлический расчет параметров насоса смешения	Не обеспечивается циркуляция теплоносителя согласно заданному режиму, что приводит к несоответствию фактических параметров теплоносителя расчетным	Произвести перерасчет гидравлического режима работы системы теплоснабжения совместно с проектной организацией
2.5	Неправильно подобран насос смешения (без учета характеристик этого оборудования)	Не обеспечивается циркуляция теплоносителя согласно заданному режиму	Приобрести и смонтировать насос, соответствующий проектным расчетам
2.6	Неправильно произведен расчет коэффициента пропускной способности клапана САР* ( $K_{vs}$ , м <sup>3</sup> /ч)	Некорректная работа системы теплоснабжения, что может привести как к недостатку, так и к переизбытку теплоты	Проверить расчет подбора регулирующего клапана по формуле: $\frac{Q}{\sqrt{(P_1 - P_2)/1000}} \text{ м}^3/\text{ч}$
3	<b>Отказ в работе или неисправность теплотехнического оборудования тепловых узлов</b>		
3.1	Отказ в работе системы автоматического регулирования отопления, и/или ГВС, и/или ПОВ	Процесс работы системы теплоснабжения становится неуправляемым	Выявить причину отказа в работе САР. В кратчайшие сроки провести ремонт. На период ремонта открыть байпасную линию
3.2	Залипание регулирующего клапана из-за несоблюдения графика профилактики оборудования	Нерасчетное для данной температуры наружного воздуха поступление теплоносителя, приводящее к перетопу или глубокому расхолаживанию помещения, вплоть до размораживания удаленных точек	Произвести ремонт клапана. На период ремонта постоянно контролировать температурный режим в помещениях, в том числе в праздничные и выходные дни
3.3	Поломка механических частей регулирующего клапана или его привода	Нерасчетное для данной температуры наружного воздуха поступление теплоносителя, приводящее к перетопу или глубокому расхолаживанию помещения, вплоть до размораживания удаленных точек	Произвести ремонт клапана. На период ремонта постоянно контролировать температурный режим в помещениях, в том числе в праздничные и выходные дни
3.4	Отказ в работе шкафа управления	Регулирующий клапан становится неуправляемым, вплоть до фиксации в определенном положении, нерасчетном для конкретных условий температурного режима	Произвести ремонт клапана. На период ремонта клапана осуществлять постоянный контроль температурного режима в помещениях, в том числе в праздничные и выходные дни
3.5	Неработающий регулятор температуры на ПОВ	Несоответствие параметров теплоносителя температурному графику	Отключить систему ПОВ на время выполнения работ по ремонту или замене САР
3.6	Неработающий регулятор температуры на ГВС	Несоответствие параметров теплоносителя температурному графику	Отключить систему ГВС на время выполнения работ по ремонту САР
3.7	Отказ в работе насосов подмеса, циркуляции	Нарушение гидравлического режима	Выполнить ремонт или замену насосного оборудования
4	<b>Влияние технического состояния систем теплоснабжения при неудовлетворительной эксплуатации или техническом (физическом) износе оборудования</b>		
4.1	Не проведена гидропневматическая промывка систем теплоснабжения или промывка 3–5-кратным объемом циркулирующего в единицу времени теплоносителя до светлой воды	Возникают дополнительные гидравлические сопротивления и ухудшается теплообмен через трубопроводы и отопительные приборы	Произвести гидропневматическую промывку системы отопления с контролем качества путем вырезки наиболее отдаленного отвода и очистки отопительных приборов, прежде всего в нижних точках системы отопления
4.2	Некачественная гидропневматическая промывка системы отопления или непроведение очистки отопительных приборов после выполнения промывки	Возникают дополнительные гидравлические сопротивления, ухудшается теплообмен через отопительные приборы, в том числе за счет выпадения отложений в нижних частях отопительных приборов, углах, изгибах трубопроводов	Произвести гидропневматическую промывку с контролем качества и очисткой отопительных приборов, прежде всего в нижних точках системы отопления
4.3	Отсутствие гидравлической наладки внутренней системы отопления по стоякам	Увеличивается циркуляция теплоносителя через «малые» кольца, что может привести в том числе к перетопу данных колец и недотопу дальних	Произвести расчет гидравлического режима и установить шайбы на ветках системы отопления

№	Нарушения, приводящие к повышению температуры ОСВ	Последствия нарушений	Меры по поддержанию температурного графика
4.4	Механические нарушения в конструкции установленного в тепловом узле оборудования (западание щек запорной арматуры, клапанов регулирующей арматуры)	Нарушение гидравлического режима и, как следствие, изменение параметров температуры теплоносителя	Провести ремонт или замену тепломеханического оборудования теплового пункта
4.5	Утечка теплоносителя через неплотную или незакрытую арматуру байпасных линий	Нарушение гидравлического режима и, как следствие, изменение параметров температуры теплоносителя	Провести ремонт или замену дефектной арматуры или проверить ее закрытие
5	<b>Самовольное вмешательство в работу или изменение схемы системы теплоснабжения. Отсутствие специализированного обслуживающего персонала или договора со специализированной организацией об обслуживании</b>		
5.1	Самовольное вмешательство в работу или изменение схемы системы теплоснабжения при проведении потребителями энергосберегающих мероприятий по установке стеклопакетов, уплотнению или замене дверных проемов, термореновации зданий, утеплению чердачных помещений и др.	Повышение термического сопротивления ограждающих конструкций зданий	Подать заявку в ЭСО на перерасчет сужающего устройства. Изготовить и установить сужающее устройство в присутствии представителя ЭСО. Внести изменения в договор на теплоснабжение
5.2	Самовольное вмешательство в работу или изменение схемы системы теплоснабжения при отключении потребителем отдельных помещений от систем теплоснабжения	Нарушение температурных параметров теплоносителя в связи с отсутствием дополнительного объема тепловой энергии	При кратковременном отключении – внести корректировку в работу САР, при длительном (на отопительный сезон) – пересчитать сужающее устройство (см. п. 5.1)
5.3	Самовольное вмешательство в работу или изменение схемы системы теплоснабжения при замене отопительных приборов на приборы с заниженным или завышенным относительно расчетного ЭКМ*	Нарушение расчетного режима теплоснабжения	Привести в соответствие с проектом или пересчитать сужающее устройство по разводящим трубопроводам
5.4	Самовольное вмешательство в работу или изменение схемы системы теплоснабжения при переключении отопительных приборов с противотока на прямоток	Ухудшение теплообмена крайних секций, что может привести к снижению теплоотдачи	Пересчитать сужающее устройство, в том числе по разводящим трубопроводам
5.5	Некорректно рассчитанный диаметр сопла элеватора**	Коэффициент смешения не обеспечивает оптимальный подмес с линии обратной сетевой воды	Пересчитать и заменить сопло элеватора
5.6	Не проводились профилактические мероприятия по очистке тепломеханического оборудования	Дополнительные гидравлические сопротивления ухудшают циркуляцию теплоносителя и, как следствие, теплоотдачу	Выполнить профилактику оборудования
5.7	Несвоевременная корректировка графика работы САР	Самопроизвольное изменение параметров в системе теплоснабжения	Провести корректировку настройки САР
5.8	Случайное отключение отопительных приборов или трубопроводов системы отопления зданий	Снижение тепловой нагрузки на объект	Выявить и включить в работу отключенные участки. При необходимости провести корректировку настройки САР
5.9	Самовольное подключение новых объектов к участку сети	Нарушение гидро- и температурного режимов. С целью поддержания температурного режима, как правило, потребитель отключает САР от электрической сети	Подать заявку в ЭСО на перерасчет сужающего устройства. Изготовить и установить сужающее устройство в присутствии представителя ЭСО
5.10	Не подключен регулятор САР после проведения профилактических работ	Неуправляемый процесс работы системы теплоснабжения, что приводит к отклонению температуры ОСВ	Подключить САР к электрической сети. Проверить его работу путем извлечения датчика термосопротивления (ТСП) на промежуток времени
5.11	Отсутствие периодического контроля работы регуляторов САР, что не позволяет своевременно выявить выход из строя регулятора на протяжении определенного промежутка времени	Отклонение параметров температуры от температурного графика	Осуществлять ежедневный контроль работы САР, в том числе с проверкой соответствия температуры теплоносителя температурному графику
5.12	Нарушения в установке датчиков температуры как на трубопроводах, так и для измерения температуры наружного воздуха	Недостаточное погружение ТСП в гильзу или смещение датчика температуры наружного воздуха относительно места, предусмотренного проектным решением	Проверить глубину погружения ТСП. Датчик температуры наружного воздуха установить согласно требованиям***
5.13	Нарушение режимов смешения теплоносителя. Установка укороченного сопла или самовольные врезки в трубопровод подмеса	Нарушение режимов подмеса, гидравлического режима и, как следствие, изменение параметров температуры	Установить сопло согласно номеру или конструкции элеватора. Демонтировать самовольные врезки в линию подмеса
5.14	Ошибки при монтаже водоподогревателя по смешанной схеме подключения	Повышение температуры обратной сетевой воды за водоподогревателем	Провести перемонтаж водоподогревателя согласно паспорту и проекту

\* Эквивалент квадратного метра. Эквивалентным квадратным метром называют условную поверхность нагрева прибора, отдающую 435 ккал/ч тепла при разности средних температур теплоносителя и воздуха, равной 64,5, и пропуске через прибор 17,4 кг/ч воды. Исчисление поверхности нагрева отопительных приборов в ЭКМ позволяет сопоставлять их теплоотдачу.

\*\* Коэффициент смешения – отношение разницы температур прямой сетевой воды и смеси к разнице температур смеси и обратной сетевой воды. Коэффициент смешения, как правило, находится в диапазоне 1,4–1,6.

\*\*\* Датчик температуры наружного воздуха устанавливается на северной стороне здания в защитном кожухе, исключающем влияние ветра, на расстоянии не менее 100 мм от стены здания на высоте не менее 3 м от поверхности земли.

## 20-я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «ТЕХИННОПРОМ» ПРИГЛАШАЕТ

23–26 мая 2017 года в г. Минске пройдет 20-я международная специализированная выставка «ТехИнноПром: технологии и инновации в промышленности». Это обновленный формат специализированных выставок Международного выставочного проекта «Белорусский промышленный форум», который проводится в республике ежегодно с 1997 года.



За годы существования Международного выставочного проекта «Белорусский промышленный форум» он стал авторитетным межгосударственным мероприятием, участие в котором приняли компании более чем из 30 стран мира. В рамках проекта были организованы национальные экспозиции Украины и Чехии. В этом году свои достижения на выставке представят 240 компаний из Беларуси, Германии, России, Украины и Словакии.

Целью проведения 20-й международной специализированной выставки «ТехИнноПром»: технологии и инновации в промышленности» является демонстрация инновационного промышленного оборудования, продукции и технологий отечественных и зарубежных компаний для их продвижения на региональные и международные рынки, а также укрепление деловых контактов и обмен опытом.

Мероприятие пройдет под патронажем Правительства Республики Беларусь. Официальную поддержку ему окажут Министерство промышленности, Министерство экономики, Министерство тор-

говли, Министерство иностранных дел, Министерство энергетики, Министерство образования, Министерство архитектуры и строительства, Министерство жилищно-коммунального хозяйства, Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды, Министерство транспорта и коммуникаций, Национальная академия наук Беларуси, Государственный комитет по науке и технологиям, Государственный комитет по стандартизации, ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» и др. Организатором выставки выступает выставочное предприятие «Экспофорум».

Энергетическая сфера на выставке будет представлена экспозициями подведомственных Министерству энергетики предприятий: ОАО «Белоозерский энергомеханический завод», ОАО «Бел-электромонтажналадка», ОАО «Бел-энергоремналадка» и других.

Выставочное пространство «ТехИнноПром» объединит сразу три секции:

- промышленное оборудование, технологии и продукция;
- энергетика в промышленности, энергосбережение, экология;

- ИМТЕХ – специальная экспозиция инновационных материалов и технологий.

Последняя, вероятно, вызовет наибольший интерес у участников и посетителей, ведь на ней будут представлены передовые научные разработки в областях нано- и авиакосмических технологий, трансплантации органов и тканей, автоматизации и интеграции производственных и бизнес-процессов, 3d-печати, а также в сфере виртуальной реальности и искусственного интеллекта.

Основу деловой программы выставки «ТехИнноПром» составляют традиционные мероприятия Белорусского промышленного форума: пленарное заседание «Инновационное и инвестиционное развитие машиностроительного комплекса Республики Беларусь»; международный симпозиум «Технологии. Оборудование. Качество»; биржа субконтрактов в промышленности; кооперационная биржа «Наука и промышленность – стратегия инновационного сотрудничества»; семинары и презентации участников выставки.



нологии и продукция; энергосбережение в энергетике и промышленности, экология; инновационные материалы и технологии.

Представленные на конкурсе проекты будут оцениваться по следующим критериям: научно-технический уровень и инновационность; законченность (степень завершенности) разработки; снижение потребления топливно-энергетических ресурсов по сравнению с известными аналогами; экологическая безопасность; импортозамещение (оборудование, топливо); класс энергоэффективности (при наличии).

Одновременно с «ТехИнноПром» пройдет и международная выставка полимерных материалов, технологий и их прикладного использования – ПЛАСТЕХ.

По опыту прошлых лет можно смело утверждать, что выставка станет одним из самых значимых событий 2017 года для промышленного,

Программа дополнена тремя новыми пунктами. Так, в рамках выставки впервые пройдут форум бизнес-идей и международный научно-практический симпозиум «Перспективы развития аддитивных технологий в Республике Беларусь», а уже привычный конкурс сварщиков Беларуси (с международным участием) состоится на фоне специализированной выставки-презентации «Профсварка».

Целый день (24 мая) организаторы выставки отвели для 14-го международного конкурса энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий и оборудования. Его цель – стимулировать выпуск энерго- и ресурсосберегающей продукции; разработку и внедрение наукоемких, но при этом экологически чистых, энерго- и ресурсосберегающих технологий, оборудования; экономию топливно-энергетических ресурсов; создание условий для взаимовыгодного сотрудничества в инвестиционной сфере, в том числе в рамках межгосударственных интеграционных объединений.

Организаторы конкурса – Департамент по энергоэффективности Госстандарта, Министерство промышленности, Министерство образования, Министерство энергетики, Национальная академия наук Беларуси, Государственный комитет по науке и технологиям, унитарное предприятие «Экспофорум».

Основные номинации конкурса соответствуют тематической направленности «ТехИнноПром»: промышленное оборудование, тех-



энергетического и научно-технического секторов белорусской экономики.

Приглашаем принять участие в 20-й международной специализированной выставке «ТехИнноПром», посетить экспозицию и мероприятия выставки

Более подробную информацию можно узнать на сайте [expoforum.by](http://expoforum.by) и по телефонам:

(+375 17) 314-34-30,  
(+375 17) 314-34-35.

# ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕТЯГОВЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

Для электрических сетей железнодорожных узлов дистанций электроснабжения разработан метод автоматического поиска рационального варианта электрических связей между трансформаторными подстанциями и распределительными устройствами с наименьшими приведенными затратами. Изменение схем питания узлов с целью их оптимизации позволяет снизить потери энергии без дополнительных затрат на модернизацию сети.

## Annotation

*For electric networks of railway nodes of power supply distances, a method of automatic search for a rational version of electrical connections between transformer substations and distribution devices with the least reduced costs has been developed. Changing the power schemes of the nodes in order to optimize them allows to reduce energy losses without additional costs for network modernization.*

Статья поступила в редакцию 20 марта 2017 года

Любая система электроснабжения представляет собой совокупность из  $m$  источников питания и  $n$  потребителей, произвольно соединенных между собой. Чаще всего для схемы соединения потребителей с источниками не характерна наивысшая из возможных вероятность безотказной работы и минимальное время восстановления повреждения. Поэтому при проектировании новых систем электроснабжения актуальна задача выбора такой схемы соединения, параметры которой минимизируют экономические потери от unplanned отказов, отличаются наивысшей вероятностью безотказной работы электроснабжения и обеспечивают требуемое техническими параметрами качество энергии.

Поставленная таким образом задача является типичной задачей математического программирования и может быть решена одним из методов поиска экс-

тремальных значений целевой функции. В качестве такого метода можно предложить метод случайного поиска.

Для определения наиболее эффективных вариантов схем электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта разработаны имитационные модели (ИМ), учитывающие приведенные затраты, надежность и качество электроэнергии.

Целью создания ИМ для электрических сетей железнодорожных узлов дистанций электроснабжения с помощью метода статистических испытаний или метода Монте-Карло на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями является определение рационального варианта электрических связей между трансформаторными подстанциями и распределительными устройствами (источниками питания и потребителями).



**А.В. ДРОБОВ,**  
м.т.н., преподаватель  
Гомельского государственного  
политехнического колледжа,  
аспирант Белорусского  
государственного  
университета транспорта



**В.Н. ГАЛУШКО,**  
к.т.н., доцент кафедры  
«Электротехника»  
Белорусского  
государственного  
университета транспорта

**Имитационная модель системы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта**

Имитационное моделирование электрических сетей железнодорожных узлов реализовано в виде веб-приложения, которое не требует установки на компьютер заказчика объемного программного обеспечения. Его обновление происходит автоматически, при этом обеспечивается высокая мобильность приложения везде, где есть доступ в Интернет. Алгоритм ИМ предписывает последовательно выполнить ряд действий.

**1. Внесение исходных данных.**

На этом этапе вносятся три параметра:

- координаты точек расположения источника питания (ИП), распределительных устройств трансформаторных подстанций (РУ) и трансформаторных подстанций (ТП) ( $x_i, y_i, i = \overline{1, n}$ );

- сведения о всех ТП: номер или название ТП;  $P_p$  – расчетная активная нагрузка потребителя;  $\cos \varphi_p$  – расчетный коэффициент мощности; категории потребителей;  $T_m$  – число часов использования максимума нагрузки в год;  $U_{ном}$  – напряжение первичной обмотки трансформаторов;  $k_{\phi}$  – коэффициент формы графика нагрузки участка сети. По умолчанию программа продолжает названия ТП, присваивая подстанции номер  $i + 1$ , при этом возможно редактирование.

В приложении также реализован расчет для существующей сети, не предполагающий капитальных затрат на сооружение сети ( $K = 0$ ).

Имитационное моделирование позволяет осуществить визуализацию расположения всех объектов с нанесением координатной сетки, масштабирование координатной сетки до размера окна, также выполняется масштабирование изображения ИП, РУ и ТП.

На рисунке 1 представлена реализация однолинейной упрощенной схемы электросети для фидера № 502 от ПС «Мясокомбинат» Витебской дистанции электроснабжения [1].

**2. Отображение и заполнение матрицы связи между ТП и РУ.** Данная процедура позволяет сформировать матрицу всех возможных соединений между ТП и РУ с учетом ограничений (рис. 2) для генерирования различных вариантов методом статистических испытаний. Главная диагональ не использу-

Внесите исходные данные

Число генерируемых результатов: 1000

Число лучших результатов: 1

Учитывать капитальные затраты на строительство.

Координаты источника питания

X: 0

Y: 0

Параметры потребителей

№	Название $P_p, \text{кВт}$	$T_m, \text{ч}$ в год	К-во Т-ов $U_{ном}, \text{кВ}$	X	Y
1	Витебск-Заболотинка	6178,956	1	145	
		42,29	0,833998	10	214
2	ГКТП-19	5425,727	1	154	
		4,658	0,9496	10	203
3	ТП-17(СШ1)	5426,286	1	206	
		99,244	0,9496	10	158

Рис. 1. Пример внесения исходных данных и визуализации в программе ИМ УЗЛОВ

ТП	Витебск-Заболотинка	ГКТП-19	ТП-17(СШ1)	ГКТП-22	ТП-16	ТП-11	ТП-10(T1)	ТП-10(T2)	ТП-6(СШ2)
ИП	258,5	254,8	261,2	247,42	117,46	120,28	310,34	316,74	366,9
Витебск-Заболотинка		14,21	84,29	11,16	146,41	143,78	88,46	93,13	175,76
ГКТП-19	14,21		70,29	14,04	140,55	137,83	79,03	84,21	165,22
ТП-17(СШ1)	84,29	70,29		82,1	144,8	142,04	53,24	59,17	112,81

Рис. 2. Пример заполнения матрицы связи между ТП

ется, а выбор ТП или РУ разыгрывается с помощью генератора случайных чисел. Данную матрицу легко редактировать, активируя или убирая соответствующие символы связей между ТП или РУ.

Веб-приложение дает возможность рассчитывать кратчайшие расстояния

между всеми объектами по формуле

$$I_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2}$$

, а также с помощью графического редактора изменять расстояния в соответствии с существующими ограничениями. При необходимости определения кратчайшего расстояния

Мощности трансформаторов							
№	ИП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$S_p$ , кВт·А	$S_{шт}$ , кВт·А	$k^{мин}$	$k^{макс}$
0	Витебск-Заболотинка	42.29	27.98	50.71	63.00	0.80	0.00
1	ГКТП-19	4.66	1.54	4.91	25.00	0.20	0.00
2	ТП-17(СШ1)	99.24	32.76	104.51	160.00	0.65	0.00
3	ГКТП-22	2.10	0.69	2.21	25.00	0.09	0.00
4	ТП-16	34.93	11.52	36.78	40.00	0.92	0.00
5	ТП-11	1.23	0.41	1.30	25.00	0.05	0.00
6	ТП-10(Т1)	45.08	14.87	47.47	63.00	0.75	0.00
7	ТП-10(Т2)	63.07	20.80	66.41	100.00	0.66	0.00
8	ТП-6(СШ2)	111.28	36.73	117.18	160.00	0.73	0.00

Нагрузка на стороне 10 кВ								
№	ИП	$P_p$ , кВт	$Q_p$ , квар	$P_T$ , кВт	$Q_T$ , квар	$P^{BH}_p$ , кВт	$Q^{BH}_p$ , квар	$S^{BH}_p$ , кВт·А
0	Витебск-Заболотинка	42.29	27.98	0.35	3.60	42.64	31.58	53.06
1	ГКТП-19	4.66	1.54	0.16	0.84	4.82	2.38	5.37
2	ТП-17(СШ1)	99.24	32.76	1.70	6.91	100.94	39.67	108.46
3	ГКТП-22	2.10	0.69	0.14	0.81	2.24	1.50	2.69
4	ТП-16	34.93	11.52	0.93	2.72	35.87	14.24	38.59
5	ТП-11	1.23	0.41	0.14	0.80	1.37	1.21	1.83
6	ТП-10(Т1)	45.08	14.87	0.34	3.37	45.42	18.24	48.94
7	ТП-10(Т2)	63.07	20.80	1.23	4.58	64.30	25.38	69.13
8	ТП-6(СШ2)	111.28	36.73	1.99	7.70	113.26	44.43	121.67

№	ЛЭП	Марка и сечение	$I_p$ , А	$I_{доп}$ , А	$J$ , А/мм <sup>2</sup>	$F_c$ , мм <sup>2</sup>
0	ИП - Витебск-Заболотинка	АСБ - 3 x 16	3.06	75.00	1.20	2.55
1	ИП - ГКТП-19	АСБ - 3 x 16	0.31	75.00	1.20	0.25
2	ИП - ТП-17(СШ1)	АСБ - 3 x 16	6.26	75.00	1.20	5.22
3	ИП - ГКТП-22	АСБ - 3 x 16	0.16	75.00	1.20	0.13
4	ТП-16 - ТП-11	АСБ - 3 x 16	0.11	75.00	1.20	0.09
5	ИП - ТП-16	АСБ - 3 x 16	2.33	75.00	1.20	1.94
6	ТП-10(Т1) - ТП-6(СШ2)	АСБ - 3 x 16	7.02	75.00	1.20	5.85
7	ТП-10(Т1) - ТП-10(Т2)	ААШв - 3 x 16	3.99	75.00	1.20	3.33
8	ИП - ТП-10(Т1)	АСБ - 3 x 16	13.84	75.00	1.20	11.53

Рис. 3. Пример выбора номинальной мощности, коэффициентов загрузки и расчета потерь в трансформаторах, а также сечения проводов кабелей

между объектами с учетом ограничений на местности используется дополнительная программа LOGR.

**3. Выбор трансформаторов ТП и нагрузки на высокой стороне.** Затем осуществляется выбор номинальной мощности трансформаторов на основании следующих условий:

– для однотрансформаторных подстанций:

$$S_{шт} \geq S_p, S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2};$$

– для двухтрансформаторных подстанций:

$$2S_{шт} \geq S_p, 1,4S_{шт} = S_p - S_{откл},$$

где  $S_{откл}$  – мощность потребителей III категории, которые могут быть отключены при возникновении аварийного режима.

Таблицы стандартных полных мощностей трансформаторов соответствуют номенклатуре выпускаемых и имеющихся в технологическом запасе отделений дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить значение номинальной мощности трансформатора в таблице текущих результатов расчетов (рис. 3) или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных полных мощностей выбираемых трансформаторов.

Затем рассчитываются коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах, а также определяются нагрузки ( $P_p^{BH}$ ,  $Q_p^{BH}$ ,  $S_p^{BH}$ ) на высокой стороне за счет потерь в трансформаторах ТП.

**4. Определение наиболее эффективных вариантов электроснабжения.** На этом этапе указывается число реализаций  $N$  (разыгрываемых вариантов организации электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта), определяемое заранее на основании заданной точности имитации результатов моделирования по известным формулам [2]. По умолчанию предлагается  $N$  разыгрываемых вариантов.

Уточняется число наиболее эффективных вариантов ( $N'$ ) организации электроснабжения с наименьшими приведенными затратами, которые будут приводиться с полной детализацией расчетов и схем.

**5. Запуск имитационного эксперимента.** На основании равномерного закона распределения с помощью веб-приложения генерируется первый вариант организации электроснабжения. Данный этап предполагает построение сети электроснабжения с использованием процедур определения конечных, промежуточных и узловых подстанций, визуализацию реализованного варианта сети с цветовой индикацией соединительных линий между объектами.

Программа автоматически рассчитывает и выбирает сечения проводов кабелей по критерию допустимого нагрева с учетом коэффициентов, учитывающих фактическую температуру земли и воздуха, отличие удельной проводимости земли от принятой в таблицах ПУЭ и количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле. Также программой определяются экономическая плотность тока и экономическая площадь поперечного сечения жил кабеля (рис. 3).

Таблицы стандартных марок и сечений кабелей соответствуют номенклатуре

выпускаемых промышленностью и имеющих в технологическом запасе отдаленных дистанций электроснабжения. При необходимости можно изменить предложенную программой марку и сечение кабеля или пополнить/изменить содержание таблиц стандартных марок и сечений кабелей.

**6. Техно-экономический расчет первого варианта организации электроснабжения.** Техно-экономический расчет и сохранение результатов первого варианта организации электроснабжения осуществляются по критерию приведенных затрат  $Z_1 = p_n K_1 + I_1$  с учетом капитальных затрат на сооружение сети и издержек на эксплуатацию.

**7. Реализация следующих вариантов организации электроснабжения** осуществляется с последующим повторением пунктов 4 и 5, сравнением их результатов по критерию приведенных затрат. Если  $Z_f < Z_{min}$ , то  $Z_f \equiv Z_{min}$ , а если  $Z_f > Z_{min}$ , то значение  $Z_f$  ранжируется по возрастанию со всеми результатами, из ко-

торых сохраняются детализированные результаты только наиболее эффективных вариантов – N'. При выполнении условия  $N_f \leq N$  результаты представляются в виде N' наиболее эффективных вариантов в порядке возрастания приведенных затрат.

Программа ИМ УЗЛОВ может быть использована для разработки наиболее эффективных схем электроснабжения как проектируемых предприятий железнодорожной отрасли, так и существующих, не предполагающих капитальные затраты на сооружение сети ( $K = 0$ ).

**Выводы**

1. С помощью разработанной программы ИМ УЗЛОВ определяется N' наиболее эффективных вариантов схем электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта с наименьшими приведенными затратами на основании матрицы возможных электрических связей между трансформаторными подстанциями.

2. Универсальность базовой программы ИМ УЗЛОВ заключается в возможности определения наиболее эффективной схемы электроснабжения нетяговых потребителей железнодорожного транспорта даже специалистами невысокой квалификации.

3. Предложенным способом для Витебской дистанции электроснабжения была определена схема питания потребителей, которая обеспечивает значимое снижение потерь мощности в линиях 6–10 кВ.

**Список литературы**

1. Дробов, А.В. Результаты программы имитационного моделирования нетяговой системы электроснабжения витебской и барановичской дистанции электроснабжения / А.В. Дробов // Агротехника и энергообеспечение. – № 4 (13), т. 1. – 2016. – С. 76–83.
2. Айвазян, С.А. Прикладная статистика. Основы моделирования и первичная обработка данных / С.А. Айвазян, И.С. Енюков, Л.Д. Мешалкин. – Минск: Финансы и статистика, 1983. – 547 с.

22-я Международная специализированная выставка | 22<sup>nd</sup> International Specialized Exhibition

# ENERGY EXP

"Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро" | "Energy. Ecology. Energy Saving. Electro"



ЗАО "ТЕХНИКА И КОММУНИКАЦИИ" тел.: (+375 17) 306 06 06, www.energyexpo.by, energy@tc.by

- oil & gas technologies**  
специализированная выставка технологий для нефтехимической отрасли
- ATOMEXPO Belarus**  
специализированная выставка "Атомэкспо-Беларусь"
- exp:light**  
специализированная выставка светотехнического оборудования "ЭкспоСВЕТ"
- Water & Air technologies**  
специализированная выставка "Водные и воздушные технологии"
- EXPOCITY**  
специализированная выставка "ЭкспоГОРОД"

Генеральные информационные партнеры: Энергетическая Стратегия, ЭНЕРГО, ENERGO BELARUS, elec.ru

Генеральные интернет-партнеры: ЭНЕРГЕТИКА в ТЭИ, Энергетический портал, Энергетика в Беларуси, Энергетика в России

Информационные партнеры: Энергетика в ТЭИ, Энергетический портал, Энергетика в Беларуси, Энергетика в России, www.proektant.by, IES, 2017

Официальные информационные партнеры: WEB-ENERGO.BY, Энергетика в Беларуси, ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ

# ПОДГОТОВКА ПЕРСОНАЛА КАК ОСНОВА БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БЕЛОРУССКОЙ АЭС

После Чернобыльской катастрофы и аварии на АЭС «Три-Майл-Айленд» (США) Международной организацией по атомной энергетике (МАГАТЭ) было принято решение о строительстве учебно-тренировочных центров на каждой действующей и вновь вводимой АЭС. Учебно-тренировочный центр (УТЦ) Белорусской АЭС был введен во временную эксплуатацию в январе 2016 года. Для его создания был выбран в качестве референтного проект Нововоронежского УТЦ с учетом принятых решений по оснащению его техническими средствами, учебной документацией и информационными системами.

*К сведению*

УТЦ является структурным подразделением Государственного предприятия «Белорусская АЭС». Задачами центра является подготовка на должность, повышение и поддержание квалификации персонала АЭС. Численность персонала УТЦ составляет 30 человек, планируется, что к концу 2017 года она достигнет 48 человек. В учебной программе УТЦ – общие лекции по охране труда, промышленной, радиационной и ядерной безопасности, оказанию первой медицинской помощи. Учебные классы в полном объеме укомплектованы учебно-методическими материалами и учебным оборудованием (проекторы, компьютеры, магнитно-маркерные доски, экраны), необходимыми для обучения персонала основных цехов (реакторного, турбинного, химического, электрического и др.). Одновременно в УТЦ смогут обучаться до 300 будущих атомщиков – оперативный и ремонтный персонал АЭС.

## Первые шаги в обучении персонала

Одним из главных критериев безопасности при вводе в эксплуатацию Белорусской АЭС является опережающая подготовка персонала до начала пусконаладочных работ и гидравлических испытаний систем и оборудования АЭС, которые начнутся уже в 2018 году. Этого требуют международные нормы в области безопасности АЭС.

Подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала Белорусской АЭС осуществляется согласно учебным программам, составляемым с учетом начальной квалификации и опыта работников. Программы разрабатываются в соответствии с требованиями правил и норм в области использования атомной энергии, руководящих документов Госатомнадзора, а также локальных нормативных правовых актов Государственного предприятия «Белорусская АЭС».

Генеральным контрактом на сооружение Белорусской АЭС предусмотрено, что подготовку эксплуатационного персонала Белорусской АЭС пройдут 592 человека по 45 основным должностям. Согласно документу она осуществляется Генподрядчиком и проводится как в Республике Беларусь, так и на действующих АЭС Российской Федерации.

Предусмотрено, что подготовка эксплуатационного персонала пройдет в несколько этапов:

- на аналогичной АЭС с использованием ее учебно-методической документации по подготовке персонала;
  - с применением учебно-методических документов, разработанных по материалам проекта Белорусской АЭС.
- Обучение проводится в сроки, которые позволяют обеспечить:
- теоретическую подготовку;
  - стажировку персонала на рабочих местах аналогичной АЭС;



**А.А. ЕРИН,**  
заместитель начальника  
учебно-тренировочного центра  
БелАЭС

- стажировку и дублирование персонала на рабочих местах Белорусской АЭС;
- допуск персонала к работам на вводимом оборудовании до начала проведения предпусковых наладочных работ;
- получение соответствующих разрешений (лицензий) Госатомнадзора МЧС Республики Беларусь до начала физического пуска;

– допуск к самостоятельной работе всего остального персонала Белорусской АЭС до начала энергетического пуска.

Подготовка персонала и постоянное повышение его квалификации на Белорусской АЭС начаты с 2014 года. За это время на базе Нововоронежского УТЦ АО «Атомтехэнерго» по различным учебным модулям прошли обучение 76 человек.

Согласно Генеральному контракту на сооружение Белорусской АЭС с начала 2016 года на базе УТЦ Белорусской АЭС продолжено обучение персонала основных эксплуатационных цехов с привлечением инструкторов Нововоронежского УТЦ АО «Атомтехэнерго». Так, в прошедшем году такую подготовку прошли 173 специалиста. Кроме того, для стажировки на энергоблоке № 6 Нововоронежской АЭС направлен 71 специалист. Также первичное обучение и повышение квалификации прошли 324 специалиста и руководителя Белорусской АЭС.

В трех компьютерных классах УТЦ проводится подготовка вновь принимаемых работников по курсу «Основы безопасности АЭС» с применением компьютерных обучающих систем (КОС), предоставленных МАГАТЭ в рамках технического сотрудничества. В состав КОС входят 15 обучающих модулей по общему курсу подготовки персонала в области норм и правил эксплуатации АЭС.

После теоретического обучения персонал закрепляет полученные знания путем отработки практических занятий в тренажерном корпусе УТЦ, где созданы условия реальной обстановки рабочего места. Например, по направлениям «Радиационная безопасность и дозиметрия», «Сборка и уплотнения фланцевых соединений верхнего блока реактора», «Кабельное хозяйство», «Вращающиеся механизмы», «Ремонт арматуры и трубопроводов», «Электромашин и коммутационные аппараты», «Химические технологии» и т.п.

Кроме того, в учебно-тренировочном центре установлены полномасштабный и аналитический тренажеры, также предусмотрена установка локальных тренажеров для подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала.

### **Внедрение технических средств обучения в процесс подготовки персонала Белорусской АЭС**

Основная цель создания и реализации на Белорусской АЭС полномасштабного и аналитического тре-

нажеров – повышение безопасности и экономической эффективности эксплуатации оборудования и систем атомной станции, совершенствование профессиональной подготовки оперативного персонала БелАЭС.

В декабре 2015 года были завершены работы по монтажу, автономным и заводским комплексным испытаниям полномасштабного и аналитического тренажеров блочного и резервного пунктов управления (БПУ/РПУ). Это оборудование разработано, изготовлено и поставлено российским разработчиком тренажеров для предприятий атомной энергетики.

Полномасштабный тренажер (ПМТ) является точной копией блочного пульта управления (БПУ) энергоблока Белорусской АЭС. Он смонтирован в помещении, которое соответствует реальному БПУ энергоблока Белорусской АЭС. Для того чтобы персонал мог отрабатывать технологию управления, не приобретая ложных навыков, расположение панелей, пультов и рабочих мест персонала, органы управления полностью соответствует БПУ энергоблока. Программный комплекс ПМТ дает возможность воспроизвести все режимы работы АЭС, смоделировать различные нештатные и аварийные ситуации, что, в свою очередь, позволит усовершенствовать навыки персонала управления энергоблоком, отработать как действия по предотвращению нарушений и отказов в работе оборудования, так и командное взаимодействие в составе смены.

В процессе подготовки кадров для Белорусской АЭС задействован имитатор резервного пульта управления (РПУ), который также используется для обучения и отработки персоналом аварийных ситуаций.

В состав ПМТ входят пульта и панели БПУ/РПУ, вычислительный комплекс, программное обеспечение. Тренажер дополнительно снабжен системой анализа действий обучаемого на ПМТ, синхронизированной с системой видеонаблюдения и работой модели. Данные системы предназначены для проведения предтренажерного и послетренажерного разбора занятий на ПМТ, в ходе которого на широкоформатных мониторах воспроизводятся видеозаписи занятий, графики поведения параметров ПМТ и базы зафиксированных событий, синхронизированных по времени. Управление технологическим процессом на ПМТ происходит посредством стандартного интерфейса персонального компьютера, а информация отображается на мониторах автоматизированного рабочего места, в которое входят 6 мониторов ведущего инженера по управлению реактором, 6 мониторов ведущего инженера по управлению турбиной и 6 – начальника смены энергоблока.

Одновременно с ПМТ в учебно-тренировочном центре установлен аналитический тренажер (АТ), который состоит из компьютерного оборудования и является виртуальной моделью блочного пульта управления, с помощью которого можно моделировать любые процессы, происходящие на энергоблоке. На данном тренажере панели пульта управления ПМТ представлены в виде мониторов, а управление энергоблоком производится непосредственно на компьютере. Использование АТ позволяет не только обучать операторов, но и предоставляет эксперту-инструктору возможность анализировать режимы эксплуатации оборудования и систем АЭС, совершенствовать технологические схемы и инструкции, разрабатывать сценарии учебных тренировочных занятий.

С 1 февраля по 22 августа 2016 года специалисты поставщика тренажера АО «Атомтехэнерго» совместно с персоналом блочного пункта управления Белорусской АЭС выполнили верификацию математической модели и провели промежуточный этап приемо-сдаточных испытаний ПМТ/АТ, по итогам которого оформлены акты и протоколы испытаний. В сен-



*Занятия в компьютерном классе*

тябре 2016 года ПМТ и АТ введены в опытную эксплуатацию.

В период с ноября по декабрь 2016 года специалистами поставщика тренажера АО «Атомтехэнерго» совместно с персоналом блочного пункта управления Белорусской АЭС проведены работы по валидации сценариев учебно-тренировочных занятий (УТЗ). После устранения замечаний по сценариям УТЗ, корректировки математической модели ПМТ/АТ, оформления необходимой документации в конце января 2017 года произведен допуск ПМТ/АТ к обучению персонала блочного пункта управления по положительно прошедшим тестированию сценариям УТЗ и начата практическая подготовка персонала БПУ Белорусской АЭС. В настоящее время с использованием ПМТ и АТ проходят обучение первые 8 специалистов: 4 ведущих инженера управления реактором и 4 ведущих инженера управления турбиной энергоблока АЭС.

Обязательным условием практического обучения персонала БПУ на ПМТ/АТ является участие в обучающем процессе специалистов лаборатории психофизиологического обеспечения (ЛПФО). Задача психологов ЛПФО – сопровождение учебных занятий, выявление индивидуальных особенностей работников в процессе обучения и профессиональной деятельности, анализ ошибочных действий персонала, подготовка рекомендаций по подбору рабочих смен для последующего внесения корректировок при проведении занятий на ПМТ.



*Аналитический тренажер*

### **Заключение**

В 2016 году ГП «Белорусская АЭС» вступило во Всемирную ассоциацию организаций, эксплуатирующих АЭС (ВАО АЭС), что позволило поднять работу по подготовке персонала для Белорусской АЭС на более высокий уровень. Учитывая важность вопроса, руководство предприятия с учетом норм безопасности МАГАТЭ и требований международных организаций принимает различные меры, способствующие совершенствованию деятельности по повышению квалификации работников. Среди наиболее значимых:

- проведение миссий технической поддержки, семинаров, обучающих курсов с участием экспертов МАГАТЭ и ВАО АЭС;

- обмен опытом и тесное взаимодействие со специалистами действующих зарубежных АЭС;

- взаимодействие со сторонними учреждениями образования и учебными центрами Республики Беларусь и Российской Федерации;

- сотрудничество с надзорными органами Республики Беларусь (Госатомнадзор, Госпромнадзор и др.) в части получения лицензий на различные виды деятельности;

- привлечение к подготовке персонала АЭС внештатных инструкторов из числа опытных сотрудников Белорусской АЭС.

За время, которое осталось до пуска энергоблока № 1 Белорусской АЭС, предстоит выполнить огромный объем работы в части совершенствования знаний персонала и подготовки его к пусковым операциям оборудования и систем Белорусской АЭС. Принимая во внимание, что созданный на Белорусской АЭС учебно-тренировочный центр оснащен самыми современными техническими средствами, можно с уверенностью сказать, что обучение персонала для ядерной энергетики Беларуси осуществляется на высоком уровне и полностью соответствует международным требованиям в этой области. Со своей стороны работники УТЦ готовы решать в этой области задачи любой сложности, обеспечивая успешную опережающую подготовку персонала для первой АЭС в Республике Беларусь.



*Обучение на полномасштабном тренажере*

# ПОДБОР КВАЛИФИЦИРОВАННЫХ КАДРОВ: СТРУКТУРИРОВАННОЕ СОБЕСЕДОВАНИЕ

Работа в энергетической сфере требует от персонала особых качеств. Только высококвалифицированные и ответственные специалисты способны поддержать положительные тенденции в развитии энергетики, поэтому грамотное решение вопроса подбора кадров является задачей не только отдела кадров, но и руководителя. В ситуации, когда на одно место претендуют несколько соискателей, помочь выбрать лучшего поможет собеседование.



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

Перед каждым руководителем рано или поздно встает вопрос о том, как найти работников, которые будут обладать необходимыми для эффективной деятельности качествами: настойчивостью, стрессоустойчивостью, ответственностью, доброжелательностью, аккуратностью, пунктуальностью, умением быстро приспосабливаться к ситуации, инициативностью и хорошей обучаемостью.

Психологический мониторинг показывает, что соискатели работы в энергетической сфере, желая занять ту или иную должность или добиться выгодных условий работы, часто неосознанно завышают свои профессиональные заслуги и личностные качества, тем самым вводя руководителя в заблуждение. В этих условиях ключевым этапом в процессе подбора персонала является собеседование. От его грамотного проведения напрямую зависит правильность выбора кандидата.

**Собеседование при приеме на работу – это выяснение опыта претендента, а также его профессиональных и личностных качеств.**

## Виды собеседований

Если вы приняли на работу человека, который не оправдал ваших ожиданий, значит в процессе собеседования не смогли разглядеть его недостатки и слабые стороны. В результате вы обязательно столкнетесь с другой проблемой – как безболезненно уволить та-

кого работника. Для того чтобы не допустить ошибки при выборе будущего сотрудника, руководителю следует готовиться к собеседованию не менее тщательно, чем претенденту на вакансию.

Перечислим существующие разновидности собеседований.

### **Стрессовое собеседование.**

При таком собеседовании кандидата умышленно вводят в состояние стресса, задавая ему провокационные вопросы или предлагая что-либо сделать. В основном при стрессовом собеседовании проверяют выдержку кандидата. Например, некоторые работодатели, говоря соискателям: «Ждите, Вас скоро пригласят», заставляют их ожидать продолжительное время. Это помогает выявить у кандидатов такие качества, как стрессоустойчивость, гибкость поведения.

Стрессовые собеседования уместно проводить для работников сферы обслуживания, специалистов по продажам и работе с потребителями услуг, то есть для работников, которым приходится применять нестандартные способы ухода от конфликтных ситуаций. Подразумевается, что такой вид собеседования применяется в отношении претендента на должность с высокой оплатой труда.

### **Диагностическое собеседование.**

В этом случае соискателям предлагается решить ситуационную задачу, пройти психологический тест или презентовать мини-проект. Такое собеседование направлено на выявление профессиональных и личностных компетенций. Его рекомендуется проводить

с соискателями, не имеющими опыта работы в данной сфере, или молодыми специалистами.

### **Структурированное собеседование.**

Это собеседование, в ходе которого руководитель в разговоре с соискателем придерживается предварительно подготовленных вопросов и точных формулировок. В Республике Беларусь руководители чаще всего выбирают именно такой вариант собеседования, что обусловлено ограниченностью времени, которое они могут уделить решению кадрового вопроса.

**Skype-собеседование.** Этот вид собеседования, как правило, используется для удаленного найма сотрудников или для первого визуального контакта с кандидатом на должность.

## Подготовка к собеседованию

Любому собеседованию предшествует поиск кандидатов. Отфильтровать ненужных претендентов на рабочее место можно грамотно составив объявление с четким указанием профессиональных требований к соискателю. Приглашать на собеседование следует только после рассмотрения резюме или ознакомившись с анкетой кандидата. Для многих руководителей очень важен внешний

вид будущих сотрудников, поэтому стоит указать в объявлении, что предоставление фото обязательно.

#### Точка зрения

*(из опыта начальника отдела кадров одной из организаций Минского района)*

**«К вопросу подбора персонала отношусь очень серьезно. Стараюсь тщательно изучить резюме соискателя и требую, чтобы была фотография. Наши специалисты работают с потребителями услуг, и для нас очень важно, чтобы человек выглядел презентабельно. В урну сразу летят резюме, где на фото запечатлен человек с сигаретой, бокалом с алкогольным напитком, человек с оружием. В резюме отмечаю профессиональные навыки, опыт работы кандидата и ответ на вопрос: «Какую зарплату получали и какую ожидаете?». Далее вместе с руководителем выбираем достойных и приглашаем на собеседование».**

**Цель любого собеседования – постараться узнать больше о кандидате, а не заставлять его еще раз повторять ту информацию, которая указана в резюме.**

После того как резюме изучены, кандидаты отобраны, необходимо назначить встречу. Сложность проведения собеседований состоит в том, что каждая вакансия предполагает наличие определенных навыков, опыта и квалификации. Для того чтобы выявить, обладает ли ими потенциальный кандидат, необходимо составить план предстоящего собеседования и определить его структуру. Большое значение имеет создание психологического комфорта для претендента на вакансию. Важно также, чтобы соискатель говорил как можно больше, а руководитель направлял разговор в нужное русло, задавая вопросы, которые его интересуют.

#### Проведение собеседования

Перед проведением собеседования следует подготовить кабинет (переговорную): наведите на столе порядок, проветрите помещение, положите резюме (анкету) кандидата перед собой.

Собеседование должно начинаться вовремя, без опозданий (исключение – стрессовое собеседование), ведь на вас,

как на руководителя, должны равняться подчиненные. На этапе знакомства с кандидатом необходимо растопить лед настороженности, неизбежно возникающий при первой встрече двух незнакомых людей, создать доверительную обстановку. Например, можно поинтересоваться у соискателя, как он добрался или сколько времени он может выделить на общение.

Затем следует действовать по ситуации. Если соискатель волнуется, начните разговор сами: кратко расскажите о сфере деятельности организации, требованиях к кандидату, затем переходите к вопросам, учитывая при этом структурные составляющие, которые должны стать основой разговора.

- Рассказ претендента о себе. Например, можно начать разговор следующим образом: **«Сергей Иванович, расскажите немного о себе: во сколько лет начали работать, где**

- Мотивация. Ответы многих соискателей строятся на шаблонах. Так, они заявляют, что для них в работе важны здоровый психологический климат, отличные условия труда и прекрасные перспективы карьерного роста. Задайте соискателю вопрос: **«Руководитель поручил Вам работу, которая не относится к числу Ваших должностных обязанностей, но обещал Вам материальное поощрение. Как Вы поступите в подобной ситуации?»**. Можете смело попрощаться с соискателем, который ответит, что он не согласен выполнять другую работу. Обычно такие люди не стремятся к саморазвитию и не заинтересованы в материальном стимулировании.
- Профессиональные качества. Ключевыми при собеседовании являются следующие вопросы: **«В чем Вы профессионал, какие у Вас професси-**



**повышали квалификацию, сколько раз меняли работу?»**. Формулируя вопросы, старайтесь, чтобы они способствовали уточнению данных резюме, а не инициировали его пересказ.

- Стрессоустойчивость. У каждого специалиста на рабочем месте иногда возникают проблемы профессионального плана, а порой и сложности во взаимодействии с коллективом. Вопросы: **«Как Вы преодолеваете возникающие сложности?»**, **«Как выходите из конфликтных ситуаций?»** – помогут руководителю понять, каким человеком по натуре является соискатель. Если у специалиста маленький опыт или его нет вообще, приведите пару примеров и попробуйте выяснить его позицию в каждой из описанных ситуаций.

**ональные достижения?»**. Отвечая на них, кандидат сможет донести информацию о своих основных преимуществах. Руководителю нужно учитывать, как собеседник рассказывает о себе, о своих профессиональных качествах и о том, как он собирает их применять на новом месте работы.

Лучше выбирать тех соискателей, которые, рассказывая о своих достижениях, приводят конкретные факты, описывают детали. Обобщенные ответы обычно свидетельствуют о том, что фактические достижения и профессиональные качества преувеличены. Если соискателю тяжело ответить на данные вопросы, можно попросить его нарисовать квадрат, объяснив, что это «профессиональное

поле» и что человек, освоивший профессию на 100 %, обычно заштриховывает квадрат целиком. Попросите заштриховать ту часть квадрата, которая, по мнению кандидата, соответствует его профессионализму. Обычно никто не заштриховывает квадрат полностью. Тогда можно спросить, почему осталась незакрашенной часть фигуры. Это даст возможность поговорить о недостатках соискателя.

- Репутация. Вопросы о прошлом кандидата, причинах смены работы, отношениях в предыдущем коллективе, бывшем руководителе помогут учесть, как собеседник умеет адаптироваться и какой статус имел. Вопрос: **«У кого можно получить отзывы о Вашей прежней работе?»** – довольно важный, он может поставить под сомнение всю информацию, полученную от соискателя во время собеседования. Если кандидат не может назвать даже одного рекомендующего – это признак отсутствия

либо трудового опыта, либо хороших рекомендаций. Если вы не собираетесь звонить и узнавать информацию, то можно перефразировать вопрос: **«Если я позвоню Вашему руководителю на последнее место работы, что он о Вас скажет?»**. В ответе на этот вопрос кандидату придется посмотреть на себя со стороны и назвать причину смены работы. Руководителю же останется сделать выводы из полученных ответов.

#### Точка зрения

**(из опыта начальника РЭС):**

«Очень важно, как новый сотрудник отзывается о бывшем руководителе, коллективе. Если он обливает грязью своих прежних коллег, то есть вероятность, что и новые получат свою порцию “нечистот”. Нужно быть очень аккуратным

при трудоустройстве таких сотрудников. Я всегда проверяю “новеньких” – звоню на последнее место работы.

*А еще для меня важны честность и вменяемость потенциального работника. Для того чтобы узнать, может ли он выполнить именно то, что ему будет поручено, я провожу экскурсию по объекту, по ходу задаю вопросы, рассказываю. Многие после проведенной экскурсии отказываются претендовать на вакантную должность, поскольку в своем представ-*

формацию, которую он узнал в ходе собеседования о своей возможной работе, с помощью вопроса, начинающегося так: «Хотелось бы узнать Ваше мнение...». Если соискатель заинтересовался вакансией, то захочет уточнить детали, связанные с содержанием работы. Также в завершение собеседования можно задать кандидату вопросы, которые появились у вас в процессе. Как правило, они будут связаны с какими-то не-



лении рисовали себе исключительно “чистенькую” работу».

- Оплата труда. Грамотный специалист всегда знает цену своему профессионализму и рассчитывает на определенную оплату труда. Возможны ситуации, когда организация просто не может предложить сотруднику запрашиваемую зарплату. В этом случае руководителю необходимо объяснить кандидату, что есть определенный максимум оплаты, достичь которого можно только выполнив определенный перечень работ. Соискатель должен знать «цифру» заработка. Если обещания руководителя не будут соответствовать реальной оплате труда, то возникнет риск того, что специалист уйдет.
- Обратная связь. Попробуйте вызвать у кандидата ответную реакцию на ин-

точностями или несоответствиями в рассказе соискателя.

В конце собеседования поблагодарите кандидата и сообщите ему, каким образом он может узнать результаты собеседования и каковы будут его дальнейшие действия в случае положительного результата.

Для себя тезисно отметьте, чем тот или иной кандидат вам понравился, или наоборот. Если у вас возникли какие-то сомнения в отношении соискателя, дайте распоряжение проверить его рекомендации.

**Если вы нашли кандидата, который вам нужен, то не медлите с принятием решения, поскольку уже завтра он может стать сотрудником другой организации.**

## Методы подбора персонала

В современных условиях при подборе персонала применяются четыре основных метода или их комбинации.

При использовании **британского метода** в процессе собеседования задаются вопросы, направленные на выяснение связи соискателя со своей семьей. Это касается семейных традиций, биографических сведений о родственниках. Преимущество отдается кандидатам, у которых сформированы крепкие семейные отношения.

Применение **немецкого метода** предполагает, что акцент делается на предварительной подготовке. Кандидат должен заранее подготовить и представить документы и письменные рекомендации, которые рассматриваются членами комиссии. Только после проверки этих документов происходит допуск соискателя на собеседование.

**Американский метод** предусматривает проведение ряда тестов, которые позволяют выявить интеллектуальные и творческие способности кандидата, при этом используются компьютерные технологии. Одним из этапов собеседования может быть бизнес-ланч. Подобная методика дает возможность выявить скрываемые обычно недостатки, которые работодатель считает неприемлемыми.

**Китайский метод** предполагает проведение письменного экзамена. Часто соискателю предлагают написать сочинение на тему будущей работы, предоставляя ему тем самым возможность показать свои профессиональные знания и грамотность.

## На что руководителю необходимо обратить внимание

Первое, что следует принять во внимание, – это ваше восприятие человека. Помимо внешнего вида особое внимание следует уделить тому, как человек разговаривает. Важны темп речи и скорость мышления, особенно для специалистов, которые будут работать с потребителями услуг. Отметьте не только то, как человек говорит, но и то, как он слушает, не перебивает ли. Насколько комфортно вам разговаривать с кандидатом, настолько комфортно будет с ним работать. Нужно доверять своей интуиции, хотя делать ее решающим фактором при принятии решения не стоит.

Второй важный аспект, характеризующий претендента, – язык тела. На-

блюдайте за поведением соискателя во время беседы, это позволит понять, насколько он искренен и честен. Если собеседник искажает информацию, он прячет ладони в кулаке, кладет их на стол, либо зажимает между коленями, почесывает уши, нос, часто прикрывает рот. Если за время собеседования претендент ни разу не посмотрел в глаза потенциальному руководителю, это также говорит о многом. Когда нет откровенности, то и продолжать собеседование нецелесообразно.

В-третьих, в ходе собеседования необходимо также составить представление о способности кандидата к саморазвитию. В настоящее время кадровые службы наблюдают тенденцию к частой смене соискателями видов деятельности и мест работы – средняя продолжительность работы на одном месте составляет 2–3 года. Этот факт не должен пугать руководителя, если специалист переходил из одной организации в другую на более высокие должности. В ином случае частая (ежегодная) смена работы может быть расценена как признак безответственности работника, поскольку ни на одной позиции сотрудник не смог удержаться, а значит и не приобрел необходимый профессиональный опыт.

Если вы не уверены в выборе кандидата, можно использовать испытательный срок. Это позволит определить личные качества и способности работника, даст представление о его стрессоустойчивости, умении поладить с коллективом, пунктуальности, чест-

ности, ответственности и других качествах, которые очень важны в работе.

Четвертое, на что следует обратить внимание, это образование. Часто работодатели отдают предпочтение кандидатам, закончившим профильное среднее специальное или высшее учебное заведение. Однако следует помнить, что квалификация соискателя в большей степени зависит от опыта работы и личностных качеств.

Также не стоит преувеличивать значимость наличия у претендента большого количества различных сертификатов, удостоверяющих, что он прошел обучение с целью повышения квалификации по той или иной теме. Вряд ли соискатель со средним образованием, имеющий сертификаты «Управление персоналом», «Менеджмент для руководителей», может претендовать на руководящую должность.

**Сертификат – это доказательство профессиональной активности работника, но не свидетельство высокого уровня его образования и профессиональной подготовки.**

Чтобы у вас не осталось сомнений в выбранном кандидате, соберите о нем информацию, тщательно изучите его резюме, попросите рекомендации или сами свяжитесь с отделом кадров предыдущих мест работы, а если есть возможность, пригласите на ваше собеседование с соискателем психолога.

## ПАМЯТКА РУКОВОДИТЕЛЮ

Структурированные вопросы для интервью с претендентом на вакансию

1. Расскажите по порядку о том, как Вы профессионально росли.
2. Каково Ваше наивысшее карьерное/профессиональное достижение на настоящий момент?
3. Расскажите о проблемах, с которыми Вы сталкивались на последнем месте вашей работы.
4. Расскажите о том, какие отношения сложились у Вас с последним руководителем.
5. Приведите примеры именно Ваших инициатив, проектов.
6. С какими людьми Вам трудно/легко работать? Почему?
7. Какие требования Вы предъявляете к заработной плате?
8. Как Вы относитесь к тому, что Вашу работу будут тщательно контролировать?
9. Как Вы относитесь к работе в сверхурочное время?
10. Как Вы относитесь к тому, что Вас в любое время могут вызвать на работу?
11. Какие причины могли бы заставить Вас уйти с этой работы?
12. К кому можно обратиться за отзывом о Вашей работе?
13. Какие вопросы есть у Вас к работодателю?

# СИСТЕМНЫЙ ВЗГЛЯД НА ПРАВОВЫЕ ИСТОЧНИКИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В Республике Беларусь весь массив законодательства об энергетике сосредоточен в нормативных правовых актах различного уровня и статуса, в которых одновременно сосуществуют нормы материального, национального и международного права. Автор систематизировал источники энергетического права по наиболее объемным и значимым группам. В первой части статьи, опубликованной в журнале (№ 1, 2017), был представлен обзор конституционных норм, кодифицированных нормативных правовых актов и Законов Республики Беларусь, регулирующих общественные отношения в энергетической сфере.

## Часть 2

### Директивы и Указы Президента Республики Беларусь

Четвертую группу нормативных правовых актов составляют Директивы и Указы Президента Республики Беларусь, непосредственно регулирующие энергетические отношения.

Нельзя не упомянуть о таком правовом акте, как **Директива Президента Республики Беларусь № 3 «О приоритетных направлениях укрепления экономической безопасности государства»** [1]. Энергетической безопасности посвящен четвертый раздел документа, где перед Правительством поставлены конкретные задачи в этой сфере. Кроме того, в Директиве имеются и иные правовые нормы, касающиеся энергетики.

К числу действующих Указов Главы государства, непосредственно регулирующих вопросы энергетики, можно отнести следующие:

- **Указ Президента Республики Беларусь от 20 марта 1996 года № 109 «О мерах по повышению эффективности использования электрической и тепловой энергии»** [2], определивший случаи, когда допускается и когда не допускается отключать физических и юридических лиц от источников электрической и (или) тепловой энергии;

- **Указ Президента Республики Беларусь от 22 декабря 2010 года № 670 «О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии»** [3], установивший

компенсацию (возмещение) затрат на реализацию природного газа, электрической и тепловой энергии;

- **Указ Президента Республики Беларусь от 18 мая 2015 года № 209 «Об использовании возобновляемых источников энергии»** [4], установивший квотирование создания новых, модернизацию, реконструкцию действующих установок по использованию возобновляемых источников энергии и регулирующий иные вопросы этих технологий;

- **Указ Президента Республики Беларусь от 18 августа 2015 года № 362 «О подготовке кадров для ядерной энергетики»** [5], установивший порядок подготовки специалистов, необходимых для ядерной энергетики, подготовка которых в Республике Беларусь не осуществляется.

### Постановления Правительства, республиканских и местных органов

Имеется большое количество постановлений Совета Министров Республики Беларусь, непосредственно регулирующих отношения в сфере энергетики, поэтому назовем только некоторые, наиболее значимые:

- постановление Совета Министров Республики Беларусь от 10 января 1998 года № 26 «Об утверждении Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь» [6];

- постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2001



**В.С. КАМЕНКОВ,**  
д.ю.н., профессор,  
заведующий кафедрой  
финансового права и  
правового регулирования  
хозяйственной деятельности  
БГУ, председатель  
ОО «Белорусский союз  
юристов»

года № 1595 «Об утверждении Положения о Министерстве энергетики Республики Беларусь» [7];

- постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30 декабря 2013 года № 1166 «Об установлении для населения цен на газ, тарифов на электрическую и тепловую энергию...» [8];

- постановление Совета Министров от 17 марта 2014 года № 222 «Об утверждении Положения о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию» [9].

Названия данных постановлений прямо указывают на предмет их правового регулирования.

Постановлениями Правительства утверждаются все государственные программы, направленные на развитие энергетической сферы республики, а также ежегодно утверждаются меры по снижению энергоёмкости ВВП и подготовке к осенне-зимнему периоду.

Значимую группу документов образуют **постановления республиканских органов государственного управления, регулирующие вопросы энергетики.** К ним в первую очередь относятся пра-

вовые акты Министерства энергетики Республики Беларусь и Министерства экономики Республики Беларусь. Имеются также правовые акты Министерства жилищно-коммунального хозяйства, Министерства здравоохранения, Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь, а также Национального статистического комитета и Государственного комитета по стандартизации, принятые в рамках их компетенции.

Имеет место и региональное правовое регулирование вопросов энергетики, но, как правило, постановления местных органов являются производным от правовых актов Главы государства, Правительства и республиканских органов государственного управления. Они посвящены нормативам расходов энергоресурсов, тарифам на услуги тепло- и водоснабжения, водоотведения, коэффициентам, лимитам и иным вопросам местного значения. Количество принимаемых правовых актов и их тематика на уровне областных советов, облисполкомов и исполкомов базового уровня серьезно отличается в разрезе регионов, что может быть основанием для более глубокого научного исследования.

### Международные источники энергетического права

К важнейшим международным источникам энергетического права относится **Договор о Евразийском экономическом союзе** [10]. В документе вопросам энергетики посвящен отдельный XX раздел, нормы которого регулируют такие стратегические направления, как:

- взаимодействие государств-членов в сфере энергетики (ст. 79);
- индикативные (прогнозные) балансы газа, нефти и нефтепродуктов (ст. 80);
- формирование общего электроэнергетического рынка Союза (ст. 81);
- обеспечение доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики (ст. 82);
- формирование общего рынка газа Союза и обеспечение доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа (ст. 83);
- формирование общих рынков нефти и нефтепродуктов Союза и обеспечение доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки нефти и нефтепродуктов (ст. 84).

В Договоре затрагиваются и иные вопросы энергетики (в тактическом аспекте).

Среди других международных источников энергетического права, нормы которых распространяются на Беларусь, следует назвать **Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств** [11], содержание которого соответствует его названию, а также **Конвенцию Международного агентства по атомной энергии «О ядерной безопасности»** [12] и **Устав Международного агентства по возобновляемой энергии** [13].

Существуют и многие другие международные двусторонние и многосторонние договоры в сфере энергетики.

### Отдельные вопросы развития энергетического законодательства

В настоящее время вопросы энергетики выходят в мировой экономике на первый план. Это глобальная тенденция для развития энергетики мира. При этом важнейшим инструментом участия государства в развитии энергетического потенциала является правовое регулирование, определяемое в разных странах разными нормативными правовыми актами. Причем область охватываемых ими вопросов шире, чем в данный момент в Беларуси.

Так, в Российской Федерации с июля 2011 года действует Закон «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса» [14], который устанавливает организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса, за исключением объектов атомной энергетики, в целях предотвращения актов незаконного вмешательства, определяет полномочия федеральных органов государственной власти и органов государственной власти субъектов РФ в указанной сфере, а также права, обязанности и ответственность физических и юридических лиц, владеющих на праве собственности или ином законном праве объектами топливно-энергетического комплекса (ст. 1).

В Германии существует энергетическое предпринимательское право, в основе которого лежат:

- Закон об энергохозяйстве (EnWG) и Закон о гарантированном (устойчивом) энергообеспечении;
- энергетическое право охраны окружающей среды;

- энергетическое картельное право;
- энергетическое право защиты потребителей [15].

Предметом энергетического права Испании являются: «...правовое регулирование сетей газа и электричества директивами ЕС; структура энергетических рынков; влияние права международных организаций на энергетическую сферу; поставка энергии; распределение компетенций в энергетическом секторе; административное вмешательство в ответственность энергетических компаний; управление электрической и газовой системами на основе права в организациях с большими рисками; правовое регулирование ядерной энергетики; правовое регулирование возобновляемых источников энергии (солнце, вода, ветер и др.)» [16].

Эти несколько примеров свидетельствуют о высокой степени динамизма и перспективах правового регулирования и правоприменения в мировой энергетике.

Беларусь также не стоит на месте, предпринимая шаги по развитию законодательной базы в энергетической сфере. Уже разработаны проекты законов «Об электроэнергетике», «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию», «О теплоснабжении».

Принимая во внимание зарубежный законодательный опыт, закономерно предположить, что для эффективного развития энергетической сферы Беларуси необходима разработка и других нормативных правовых актов, в том числе регулирующих вопросы безопасности объектов топливно-энергетического комплекса (как это сделано в России). Это тем более актуально, что в 2011 году Межпарламентская Ассамблея Евразийского экономического сообщества одобрила Концепцию правового обеспечения энергетической безопасности [17]. В числе целей Концепции прямо названы гармонизация и унификация национальных законодательств государств – членов ЕвразЭС (теперь – ЕАЭС) в сфере обеспечения энергетической безопасности.

#### Список литературы

1. О приоритетных направлениях укрепления экономической безопасности государства: Директива Президента Республики Беларусь от 14.06.2007 № 3 (ред. от 26.01.2016) // Национальный правовой Интернет-портал

- Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 28.01.2016.
2. О мерах по повышению эффективности использования электрической и тепловой энергии: Указ Президента Республики Беларусь от 20.03.1996 № 109 (ред. от 01.03.2007) // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 11.04.2007. – № 83.
  3. О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии: Указ Президента Республики Беларусь от 22.12.2010 № 670 (ред. от 07.07.2016) // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 09.07.2016.
  4. Об использовании возобновляемых источников энергии: Указ Президента Республики Беларусь от 18.05.2015 № 209 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 20.05.2015.
  5. О подготовке кадров для ядерной энергетики: Указ Президента Республики Беларусь от 18.08.2015 № 362 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 20.08.2015.
  6. Об утверждении Положения о государственном энергетическом надзоре в Республике Беларусь: Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 10.01.1998 № 26 (ред. от 12.02.2014) // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 15.02.2014.
  7. Об утверждении Положения о Министерстве энергетики Республики Беларусь: Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31.10.2001 № 1595 (ред. от 02.12.2016) // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 08.12.2016.
  8. Об установлении для населения цен на газ, тарифов на электрическую и тепловую энергию, утверждении затрат на единицу оказываемых населению коммунальных услуг газо- и энергоснабжающими организациями Министерства энергетики и признании утратившими силу некоторых постановлений Совета Министров Республики Беларусь и отдельных структурных элементов постановлений Совета Министров Республики Беларусь: Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30.12.2013 № 1166 (ред. от 16.12.2016) // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 21.12.2016.
  9. Об утверждении Положения о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию: Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17.03.2014 № 222 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 06.03.2017.
  10. Договор о Евразийском экономическом союзе (вместе с Приложениями 1–33) (ред. от 08.05.2015) (Подписан в г. Астане 29.05.2014) // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь [Электронный ресурс]. – Дата доступа: 24.10.2014.
  11. Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников Содружества Независимых Государств (Подписан в г. Москве 25.11.1998) (ред. от 30.05.2012) // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 12.07.2001. – № 63.
  12. О ядерной безопасности: Конвенция Международного агентства по атомной энергии (Заключена в г. Вене 17.06.1994) // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 24.02.2000. – № 19.
  13. Устав Международного агентства по возобновляемой энергии (вместе с Декларацией Конференции по вопросам аутентичных версий Устава) (Совершено в г. Бонне 26.01.2009). Устав ратифицирован Законом Республики Беларусь от 16.11.2010 № 188-З // Национальный реестр правовых актов Республики Беларусь. – 01.12.2010. – № 287.
  14. О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса: Федеральный закон РФ от 21.07.2011 № 256-ФЗ (ред. от 06.07.2016) // Собрание законодательства РФ, 11.07.2016, № 28, ст. 4558; Официальный интернет-портал правовой информации [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.pravo.gov.ru>. – Дата доступа: 07.07.2016.
  15. Зеккер, Ф.Ю. Руководящие идеи и источники энергетического хозяйственного права Германии / Ф.Ю. Зеккер // Энергетическое право. – 2006. – № 2. – С. 19–26.
  16. Сравнительное правоведение: национальные правовые системы. Правовые системы Западной Европы (том 2) (под ред. В.И. Лафитского) («ИЗИСП», «КОНТРАКТ», 2012) // Т. 2. Правовые системы Западной Европы. – С. 768.
  17. «О Концепции правового обеспечения энергетической безопасности Евразийского экономического сообщества» (Принято в г. Санкт-Петербурге 23.12.2011): Постановление Межпарламентской Ассамблеи Евразийского экономического сообщества № 7 // КонсультантПлюс. – 2011.

Полнотекстовая база нормативных документов в сфере энергетики

# ENERGODOC.BY

# КЛЮЧЕВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА В СФЕРЕ ТЕХНИЧЕСКОГО НОРМИРОВАНИЯ И СТАНДАРТИЗАЦИИ

**Комментарии к новой редакции Закона Республики Беларусь  
«О техническом нормировании и стандартизации»**

Важнейшим итогом деятельности в сфере технического нормирования и стандартизации в 2016 году стало принятие новой редакции основополагающего закона, регулирующего отношения в данной области. Соответствующий законодательный акт – Закон Республики Беларусь «О техническом нормировании и стандартизации» – подписан Президентом Республики Беларусь 24 октября 2016 года\* и вступит в силу с 30 июля 2017 года.

## Предпосылки

Предпосылками к пересмотру действующего в стране законодательства в сфере технического нормирования и стандартизации явились имплементация норм Договора о Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС) и накопленная на протяжении более чем 10 лет правоприменительная практика. Новый закон, так же как и его предыдущая редакция, базируется на соглашениях Всемирной торговой организации (ВТО) по техническим барьерам в торговле и по санитарным и фитосанитарным мерам, учитывает принципы региональной, в том числе европейской, стандартизации и подходы к техническому регулированию в Европейском союзе.

При его подготовке разработчики – Национальный центр законодательства и правовых исследований, Государственный комитет по стандартизации, Белорусский государственный институт стандартизации и сертификации (БелГИСС) и др. – реализовали концепцию перехода от рамочного к непосредственному, комплексному и системному регу-

лированию этой важнейшей для экономики и общества сферы. Это позволит избежать отсылок к множеству документов и сделать модель технического регулирования более упорядоченной, открытой и прозрачной.

## Сфера распространения

Прежде чем охарактеризовать новую редакцию Закона «О техническом нормировании и стандартизации», следует отметить, что он не распространяется на национальные стандарты бухгалтерского учета и отчетности; образовательные стандарты; государственные минимальные социальные стандарты; государственные социальные стандарты по обслуживанию населения; Единый правовой классификатор Республики Беларусь, иные классификаторы, не являющиеся общегосударственными.

Кроме того, новой редакцией документа определена возможность установления особенностей технического нормирования и стандартизации в военной сфере, сфере защиты государственных секретов и иной информации, в области использования атомной энергии,



**И.И. ОСМОЛА,  
к.т.н., директор Белорусского  
государственного  
института стандартизации и  
сертификации (БелГИСС)**

ядерной и радиационной безопасности, электросвязи. Они будут устанавливаться другими актами законодательства Республики Беларусь.

## Термины и определения

Существенную трансформацию новый закон претерпел в части понятийного аппарата: документом введены новые термины и уточнены некоторые из применяемых.

Так, разграничены отдельные близкие по содержанию понятия. Например, объект технического нормирования – это исчерпывающий перечень, куда входят лишь продукция и связанные с ней процессы жизненного цикла, в то время как под объектом стандартизации по-

\* Одновременно был принят Закон Республики Беларусь «Об оценке соответствия техническим требованиям и аккредитации органов по оценке соответствия», который с 30 июля 2017 года заменит действующий Закон Республики Беларусь «Об оценке соответствия требованиям технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации».

Таблица. Особенности применения ТНПА в области технического нормирования и стандартизации

Вид ТНПА	Орган, утверждающий ТНПА	Применение
Технический регламент Республики Беларусь	Совет Министров Республики Беларусь	Обязательны для соблюдения. Действуют до вступления в силу технических регламентов ЕАЭС. Соблюдение требований обеспечивается применением на добровольной основе технических кодексов и государственных стандартов, взаимосвязанных с техническими регламентами Республики Беларусь
ТКП	Республиканские органы государственного управления	Добровольны для применения, за исключением случаев: – если установлена конкретная нормативная ссылка на ТКП (в законодательном акте, техническом регламенте Республики Беларусь, нормативном правовом акте Совета Министров Республики Беларусь); – если субъект в добровольном порядке заявил о соблюдении ТКП; – если субъект своим решением установил обязательность соблюдения требований ТКП для подчиненных ему либо входящих в его состав (систему) иных субъектов
СТБ	Государственный комитет по стандартизации Республики Беларусь	Добровольны для применения, за исключением случаев: – если в техническом регламенте Республики Беларусь дана ссылка на стандарт; – если субъект в добровольном порядке заявил о соблюдении стандарта; – если требования стандартов установлены в отношении объектов в военной сфере
ОКРБ	Республиканские органы государственного управления	Обязательны для соблюдения и применяются в пределах определенной сферы применения при создании (формировании), использовании государственных информационных систем и ресурсов
ТУ	Юридические лица Республики Беларусь или индивидуальные предприниматели, зарегистрированные в Республике Беларусь	Лицо, утвердившее ТУ, самостоятельно определяет обязательность либо добровольность применения ТУ. Если производитель или поставщик продукции, исполнитель работы или услуги в добровольном порядке заявили о соответствии ТУ (использование обозначения ТУ в маркировке, эксплуатационной или иной документации, договорах и др.), требования ТУ для них становятся обязательными для соблюдения
СТП	Юридические лица Республики Беларусь или индивидуальные предприниматели, зарегистрированные в Республике Беларусь	Лицо, утвердившее СТП, самостоятельно определяет обязательность либо добровольность применения СТП

нимаются, помимо этого, и оказание услуг, и системы менеджмента, и компетентность персонала.

Уточнено понятие «технические требования». Согласно новой редакции Закона, это количественные и (или) качественные требования (словесные и (или) цифровые показатели, нормативы, характеристики, правила, методики, классификации, словесные и графические описания) к объектам технического нормирования или объектам стандартизации, носящие технический характер.

**Категории ТНПА**

Новым Законом четко установлены категории технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации Республики Беларусь (ТНПА) и их юридическая сила.

Помимо технических регламентов Республики Беларусь, технических кодексов установившейся практики (ТКП), государственных стандартов

(СТБ), технических условий (ТУ) и стандартов организаций (СТП), к ним теперь относятся и общегосударственные классификаторы (ОКРБ). Особенностью всех перечисленных категорий документов является то, что они принимаются уполномоченными органами или юридическими лицами Республики Беларусь.

Международные, межгосударственные и другие региональные стандарты, а также иные документы в сфере технического нормирования и стандартизации (Директивы, Решения, своды правил, правила и т.д.) – это документы в области технического нормирования и стандартизации, не относящиеся к ТНПА Республики Беларусь.

Что касается технических регламентов Таможенного союза (ЕАЭС), то это особая категория документов, которые не являются ТНПА в области технического нормирования и стандартизации. Они относятся к самостоятельным источникам правового регулирования отношений в сфере

технического нормирования и стандартизации на территории Республики Беларусь, составляют право ЕАЭС и не требуют имплементации в национальное законодательство. Эти документы обязательны, действуют в нашей стране, как и в других государствах – членах ЕАЭС, напрямую, без изъятий.

**Обязательный или добровольный?**

В части применения обязательными, как и прежде, являются технические регламенты Республики Беларусь и к ним в новой редакции Закона добавлены общегосударственные классификаторы.

Ко всем другим категориям ТНПА в качестве общего правила применяется принцип добровольности. Установлено только несколько конкретных случаев, когда они становятся обязательными (см. таблицу).

Следует подчеркнуть, что новая редакция Закона существенно ограничивает круг вопросов, регулируемых ТКП, не допуская включения в них

требований, касающихся осуществления административных процедур. ТКП разрабатываются только в целях реализации требований технических регламентов Республики Беларусь и (или) упорядочения процессов разработки, производства, эксплуатации, хранения, реализации и утилизации продукции или выполнения работ, оказания услуг.

### Разработка стандартов

Отдельная статья в Законе посвящена планированию деятельности в сфере технического нормирования и стандартизации. Наличие данного процесса позволяет определить основные перспективные направления этой работы в стране, обеспечить реализацию принципа доступности информации о разрабатываемых ТНПА и выполнение положений Соглашения ВТО по техническим барьерам в торговле.

Особо выделен такой субъект, как технический комитет (ТК) по стандартизации, наделенный определенным правовым статусом в сфере стандартизации. ТК отводится ведущая роль в процессе технического нормирования и стандартизации, ведь разработка ТР, ТКП, СТБ и ГОСТ должна вестись компетентными специалистами, обладающими знаниями и опытом, проявляющими интерес к данной работе, включая потребителей, изготовителей, научно-исследовательские организации. Кроме того, ТК могут участвовать в работе ТК международных и региональных организаций по стандартизации.

В новой редакции также установлены положения о национальном институте по стандартизации, который будет определен Госстандартом из числа подчиненных ему государственных организаций. Предусматривается, что эти функции будут возложены на БелГИСС, имеющий сегодня в своей структуре тематические подразделения по техническому нормированию и стандартизации в пищевой и сельскохозяйственной продукции, машиностроении и ресурсосбережении, электротехнике, радиоэлектронике, химической и деревообрабатывающей продукции, а также по методологии технического нормирования, стандартизации и менеджмента, что позволяет проводить научные исследования, отслеживать тенденции в международной и региональной стандартизации, предлагать приоритетные направления развития

и, в конечном итоге, оказывать существенное влияние на процессы совершенствования национальной и межгосударственной стандартизации.

Новым Законом в качестве самостоятельных субъектов стандартизации также выделены отраслевые организации по стандартизации, что придаст импульс развитию отраслевой стандартизации и повысит качество разработок.

### Информационные технологии и ресурсы

Эффективное развитие любой области деятельности сейчас невозможно без применения современных информационных технологий. Новый закон предусматривает использование в сфере технического нормирования и стандартизации Системы комплексного информационного обеспечения (СКИО). Данная система, успешно функционирующая уже не один год, направлена на решение всего комплекса задач взаимодействия субъектов технического нормирования и стандартизации в процессах жизненного цикла ТНПА, а также их официального толкования и распространения в рамках единой информационной платформы, основанной на ресурсах Национального фонда ТНПА. Закрепление статуса СКИО на законодательном уровне активизирует ее применение различными заинтересованными сторонами, что, в свою очередь, не только повысит результативность и эффективность работ в области технического нормирования и стандартизации, но и обеспечит консолидацию инженерного сообщества республики в единой информационной среде, формирование, накопление и распространение новых знаний.

Особое место в системе национальной стандартизации занимает деятельность по каталогизации продукции, направленная на сбор, поддержание и постоянное обновление информации об отечественной продукции, которая систематизирована по общегосударственным классификаторам и описана на основе стандартных характеристик и показателей. Установление посредством законопроекта основ системы каталогизации продукции позволит формировать базу для каталога продукции и услуг для государственных закупок как на национальном уровне, так и на уровне ЕАЭС, поддерживая тем самым отечественных изготови-

телей, содействуя конкурентоспособности продукции и импортозамещению.

### Меры по реализации

Для обеспечения перехода на новую законодательную основу в сфере технического нормирования и стандартизации разработан соответствующий план мероприятий, который утвержден заместителем Премьер-министра Республики Беларусь В.И. Семашко. В рамках его выполнения на соответствие новым требованиям проанализировано около 30 указов, 70 законов, 20 постановлений Совета Министров Республики Беларусь. В результате проделанной работы выявлено, что потребуются внести изменения в 20 указов, 30 законов и 13 постановлений Совета Министров Республики Беларусь. Планируется также разработка ряда новых нормативных правовых актов Республики Беларусь.

Наиболее сложным и продолжительным процессом станет пересмотр ТКП, ведь это свыше 1160 документов, утвержденных различными республиканскими органами государственного управления.

Предстоит также масштабная работа по переработке в краткие сроки комплекса ТКП Системы технического нормирования и стандартизации Республики Беларусь в постановления Совета Министров Республики Беларусь и Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, которые определяют правила и процедуры функционирования Национальной системы технического нормирования и стандартизации.

Пересмотру будут подвергнуты и ТКП, утвержденные Министерством энергетики.

С целью оказания информационно-консультационной помощи организациями Госстандарта запланировано проведение разъясняющих семинаров как в Минске, так и в регионах страны.

Выполнение всех намеченных работ потребует вовлечения и самого активного участия всех заинтересованных сторон – органов государственного управления, промышленности, бизнеса, организаций и учреждений по стандартизации, сертификации, испытаниям. Только при таком условии новое техническое законодательство станет эффективным инструментом развития национальной экономики и организаций в современной конкурентной среде.

# НОВЫЙ СТАНДАРТ В ОБЛАСТИ УСТРОЙСТВА ВВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

*Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33243.20.262-17*

С 1 марта 2017 года в Республике Беларусь вступил в силу стандарт государственного производственного объединения «Белэнерго» СТП 33243.20.262-17 «Устройство вводов линий электропередачи 230/400 В в производственные, административные и жилые здания. Технические требования», введенный в действие взамен СТП 09110.20.262-08. В настоящей статье рассмотрены основные положения нового стандарта.

Одной из основных проблем сегодняшнего дня в энергосбытовой деятельности всех энергосистем являются коммерческие потери, которые обусловлены в основном безучетным потреблением электроэнергии. Только в 2016 году величина безучетного потребления электроэнергии в республике составила более 48 млн кВт·ч, в том числе у бытовых потребителей – более 12 млн кВт·ч, у юридических лиц – более 36 млн кВт·ч.

За прошлый год специалистами Энергосбыта было составлено 4715 актов о нарушениях Правил электроснабжения и Правил пользования тепловой энергией, штрафные санкции по которым превысили 11 млн руб. При этом объем электроэнергии, потребленной с нарушениями, за этот период достиг 54 433,6 тыс. кВт·ч. По итогам проверок от сетей энергоснабжения было отключено 462 потребителя энергии. Кроме того, в Госэнер-

гонадзор направлено 2398 сообщений для привлечения лиц, допустивших нарушения, к административной ответственности по ст. 20.10 КоАП.

В течение длительного времени, до появления щитов учета электрической энергии выносного типа, нормативными документами предусматривалась установка счетчика электроэнергии внутри дома. Это не позволяло эффективно контролировать прохождение энергии как товара по всему ее технологическому циклу, оперативно решать задачи составления балансов электрической энергии и мощности для выявления потерь по всем объектам и субъектам энергосистемы, обеспечивать оперативные расчеты и платежи за потребленную энергию и мощность, оптимизировать и прогнозировать энергопотребление и эффективно управлять его режимами.

В связи с этим и возникла необходимость сделать учет «выносным»



**А.Н. АНИЩИК,**  
начальник технического  
отдела ОАО «Белсель-  
электросетьстрой»

с установкой счетчика на границе территории домовладения или за ней. Такой способ установки прибора учета дает возможность свободного доступа к нему контролера в любое время суток и при необходимости позволяет отключить электроснабжение абонента.

Начиная с 2008 года по всей энергосистеме на вновь сооружаемых объектах, а также при реконструкции электрических сетей стали устанавливаться щиты учета электроэнергии выносного типа. Их эффективность и необходимость со временем была доказана. В действовавшем ранее стандарте 09110.20.262-08 были установлены основные требования, предъявляемые к месту установки, материалу корпуса щита, заземлению и защитным мерам электробезопасности, линейной арматуре, а также кабельным проводникам.

Однако со временем стали появляться новые материалы для производства корпусов щитов и труб, изменились некоторые требования к расстоянию прокладки проводов СИП, выполнению защитных мер электробезопасности, появились более современные виды ли-



*Зажим ответвительный прокалывающий типа 30Pr-1*

нейной арматуры. В связи с этим был пересмотрен ряд прежних технических требований к устройству вводов линий электропередачи.

Рассмотрим основные изменения в технических требованиях в связи с вводом в действие СТП 33243.20.262-17.

Опыт эксплуатации щитов учета электроэнергии (ЩУЭ) с металлическим корпусом показал, что в случае некачественной обработки и окраски металла корпус щитка подвергается коррозии. Причем зачастую (например, в случаях, когда ЩУЭ установлены вблизи автодорог с асфальтовым покрытием и при обработке его песчано-соляными смесями подвергаются химическому воздействию) даже качественная покраска не позволяет защитить металлический корпус и трубы от коррозии более чем на один год.

В СТП 33243.20.262-17 данное обстоятельство учтено и предусмотрен вариант установки ЩУЭ с пластмассовым корпусом. При этом согласно требованиям нового стандарта такой корпус должен быть устойчив к морозу, ультрафиолетовому излучению и атмосферным осадкам, а также выполнен из композитных материалов, армированных стекловолокном, или иных материалов с аналогичными свойствами.

Кроме этого, в стандарте предложено несколько способов крепления щитов учета к опоре – при помощи металлических шпилек или металлической ленты.

Сегодня в электрических сетях активно применяются системы АСКУЭ: на некоторых объектах установлены счетчики, в автоматическом режиме передающие данные в «Энергосбыт» по каналу GSM. Это позволяет работникам сбытовой организации получать достоверные данные без выезда на место. К тому же АСКУЭ исключает возникновение дисбаланса, связанного с недостоверными данными работников энергосистемы или абонентов.

Новый стандарт, в отличие от прежнего, предусматривает возможность применения счетчиков электрической энергии различных производителей, а также возможность установки двух щитов учета электроэнергии на одной опоре ЛЭП. Необходимость в последнем зачастую возникает при выполнении работ по реконструкции населенных пунктов с плотной застройкой.

Появление самонесущего изолированного провода (СИП) позволило



*Зажим переходной влагозащищенный*



*Скоба крепления кабеля СКК-01*



*ЩУЭ с металлическим и пластмассовым корпусом*

разработчикам ТКП 339-2011, вступившего в действие в декабре 2011 года, пересмотреть подходы к его прокладке. В частности, изменились требования к расстоянию по горизонтали от проводов СИП при наибольшем их отклонении до элементов зданий и сооружений, а также к минимальному расстоянию при прокладке ВЛИ по стенам зданий и сооружений. Данные изменения также отражены в новой редакции стандарта.

Щиты учета электрической энергии являются продукцией, которая может быть использована при строительстве и реконструкции объектов энергосистемы как в Республике Беларусь, так и на территории стран, входящих в состав Таможенного союза. Согласно принятым техническим регламентам, действующим на территории стран Таможенного союза, продукция, входящая в список регламентов, должна быть сертифицирована либо иметь декларацию о соответствии тому или иному

техническому регламенту. Так, ЩУЭ являются продукцией, подлежащей обязательной сертификации на соответствие ТР ТС 004/2011 «О безопасности низковольтного оборудования». Данное обстоятельство отражено в новом СТП 33243.20.262-17.

За время действия СТП 09110.20.262-08 появилось много новаций, способных существенно повысить эффективность функционирования электрических сетей: была модернизирована и усовершенствована линейная арматура, используемая при монтаже воздушных линий и электротехнического оборудования; качественно изменился состав материалов, применяемых при монтаже электротехнического оборудования; появились новые инструменты и приспособления для крепления силового кабеля, трубостоек и металлоукава к различным поверхностям и основаниям. Все это также учтено в СТП 33243.20.262-17.

# ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ В БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

*Комментарии к Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей*

С 1 апреля 2017 года введен в действие стандарт СТП 33243.04.181-17 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» взамен одноименного СТП 09110.04.181-13. Новый стандарт устанавливает нормативный порядок организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей, в соответствии с которым следует осуществлять планирование, финансирование, подготовку к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонтных работ, а также порядок приемки из ремонта и оценки качества отремонтированного оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.

Новый стандарт СТП 33243.04.181-17 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» разработан ОАО «Экономэнерго» с учетом практического использования действовавшего ранее СТП 09110.04.181-13. В частности, разработчиками были учтены предложения областных энергосистем и других организаций отрасли, имевших опыт в применении прежнего стандарта, по корректировке и дополнению положений Правил с учетом текущих реалий как в технической, так и в организационной части.

Кроме того, новый стандарт включает в себя ряд положений, которые были сформулированы (обозначены) в документе ГПО «Белэнерго» «Техническая политика в сфере электроэнергетики на долгосрочную перспективу до 2030 года. Основные положения». В частности, в СТП 33243.04.181-17 прописан механизм взаимодействия структурных подразделений аппарата ГПО «Белэнерго» с РУП-облэнерго, РУП «ОДУ», ремонтно-наладочными, строительными и другими организациями. Значительное количество предложений поступило в адрес разработчика от ОАО «Белэнергоремналадка» и ЗАО «Белспецэнерго», что также нашло свое отражение в тексте стандарта.

В основе СТП 33243.04.181-17 лежит система планово-предупредительного ремонта (ППР) (см. рисунок), которая детально отработана, доказала свою надежность и практичность, а также имеет ряд преимуществ, поскольку позволяет обеспечить:

- максимально возможный уровень надежности и экономичности работы оборудования, энергоснабжения потребителей, а также безопасности оборудования и персонала;
- точное планирование режима работы оборудования;
- точное планирование объема ремонтов и, соответственно, затрат;
- точное планирование длительности ремонтов;
- контроль продолжительности межремонтных периодов работы оборудования;
- регламентирование времени простоя оборудования в ремонте;
- точное планирование производственных программ предприятий – поставщиков оборудования и комплектующих.

Применение системы ППР обусловлено необходимостью обеспечить не только высокую надежность энергоснабжения, но и гарантированно высокую его экономичность, так как своевременная замена ряда деталей и узлов основного оборудования электростанций, подстанций

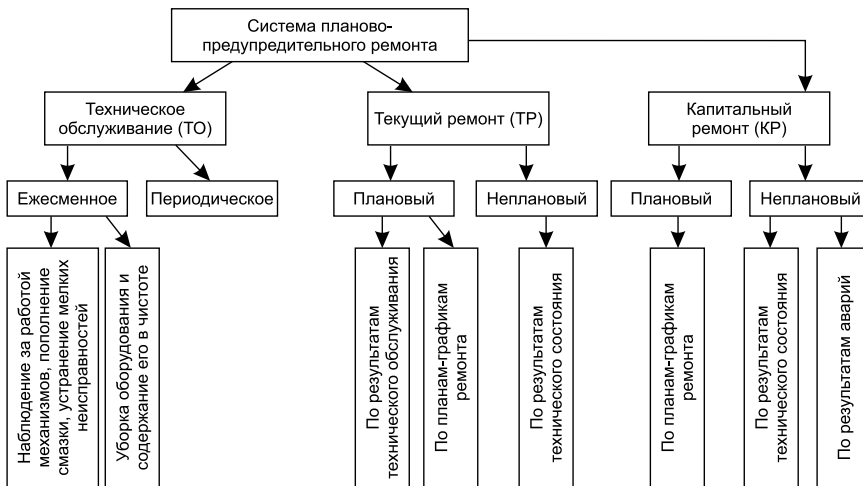


**А.Г. КОЗАК,**  
заместитель начальника  
управления ремонта  
электростанций и тепловых  
сетей ГПО «Белэнерго»

и котельных позволяет постоянно поддерживать максимальный уровень энергоэффективности оборудования.

Неразрывность процессов выработки и потребления электрической и тепловой энергии, влияние внешних объективных факторов определяют основные направления организации технического обслуживания и ремонта оборудования, электрических и тепловых сетей, зданий и сооружений ГПО «Белэнерго», для чего стандартом предусмотрено широкое применение диагностики оборудования: до ремонта, в период ремонта (в первую треть), а также после его окончания.

Практика использования в рамках системы ППР различных методик диагностирования технического состояния основного оборудования (вибродиагностика, видеоконтроль состояния последних ступеней проточной части турбин, контроль температурных расширений цилиндров турбин, дефектоскопия и определение состояния металла элементов котлов, турбин, генераторов и др.) получила широкое распространение на предприятиях ГПО «Белэнерго» и органично дополняет



существующую систему организации ремонтного производства.

Стандарт дополнен разделом «Ремонт ГТУ, ГПА», в котором отражены основные направления организации технического обслуживания и ремонта газотурбинных установок и газопоршневых агрегатов. Это актуальное дополнение, так как в последние годы в Белорусской энергосистеме введен в эксплуатацию ряд современного высокоэффективного оборудования: ПГУ-427 МВт на Лукомль-

ской и Березовской ГРЭС, ПГУ-399,6 МВт на Минской ТЭЦ-5, ПГУ-230 МВт на Минской ТЭЦ-3, ГТУ-121,7 МВт на Гродненской ТЭЦ, ГПА на Жлобинской ТЭЦ и др. Стандартом предусмотрено, что регламент, технология и периодичность их технического обслуживания должны устанавливаться в соответствии с техническими условиями, руководством (инструкциями) завода – изготовителя оборудования и действующими нормативными документами.

Так, вид технического обслуживания ГТУ назначается в зависимости от эквивалентной наработки с начала эксплуатации, после монтажа или после планового ремонта (инспекции), а вид технического обслуживания ГПА – в зависимости от фактической наработки с начала эксплуатации, после монтажа или после планового ремонта. Данные дополнения носят принципиальный характер и нашли свое отражение в стандартах ГПО «Белэнерго» по организации ремонтного обслуживания оборудования впервые.

Также следует отметить, что в документе упразднено понятие расширенного текущего ремонта, которое было представлено в СТП 09110.04.181-13.

В настоящее время ОАО «Белэнергоремналадка» разрабатываются Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. С вводом этого стандарта в действие в 2017–2018 годах впервые с советских времен будут актуализированы ключевые для энергетической отрасли Республики Беларусь ТНПА по эксплуатационно-ремонтному обслуживанию оборудования электростанций, сетей, зданий и сооружений.

## НОВЫЕ ДОКУМЕНТЫ

- ✓ **СТП 33243.20.262-17 «Устройство вводов линий электропередачи 230/400 В в производственные, административные и жилые здания. Технические требования».**

Утвержден приказом ГПО «Белэнерго» от 3 февраля 2017 года № 39. Введен в действие с 1 марта 2017 года взамен СТП 09110.20.262-08.

- ✓ **СТП 33243.04.181-17 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей».**

Утвержден приказом ГПО «Белэнерго» от 14 марта 2017 года № 63. Введен в действие с 1 апреля 2017 года взамен одноименного СТП 09110.04.181-13.

- ✓ **Технологические карты по техническому обслуживанию систем пожарной сигнализации, установок пожаротушения, противодымной защиты, оповещения о пожаре и управление эвакуацией, охранной сигнализации и видеонаблюдения, контроля и управления доступом. Часть 1.**

Утверждены приказом ГПО «Белэнерго» от 29 марта 2017 года № 79. Вводятся в действие с 2 мая 2017 года.

### ОЗНАКОМИТЬСЯ

с документами можно  
в ЭИС «Энергодокумент»  
[www.energodoc.by](http://www.energodoc.by)

### ЗАКАЗАТЬ:

- в редакции по телефонам:  
+375 17 286-08-28 (многоканальный)  
+375 29 399-11-04, +375 33 319-11-04
- на сайтах: [www.energystategy.by](http://www.energystategy.by), [www.energodoc.by](http://www.energodoc.by)



# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

## НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 апреля 2017 года в республике введен в действие СТБ EN 16212-2016 «Расчет энергоэффективности и энергосбережения. Нисходящий и восходящий методы», который устанавливает методы расчета и общий подход к выполнению расчетов энергоэффективности и энергосбережения с применением нисходящих и восходящих методов. Этот общий подход применим к энергосбережению, касающемуся зданий, легковых автомобилей, бытовой техники, производственных процессов и т.д. Стандарт охватывает потребление энергии во всех сферах ее конечного использования.

Следует отметить, что СТБ EN 16212-2016 не распространяется на системы энергоснабжения, например электростанции, поскольку рассматривает исключительно конечное потребление энергии. Документ предназначен для оценки как реализованного, так и ожидаемого энергосбережения, позволяет выполнить его расчеты за любой выбранный период. СТБ EN 16212-2016 не предназначен для выполнения расчетов энергосбережения отдельных домашних хозяйств, организаций или иных конечных потребителей.

Также с 1 апреля 2017 года начнет действовать ТКП 5.2.27-2017 (33540) «Национальная система подтверждения соответствия Республики Беларусь. Подтверждение соответствия электрических энергопотребляющих устройств требованиям энергетической эффективности». Документ устанавливает основные положения, регламентирующие процедуры обязательного подтверждения соответствия (сертификации и декларирования соответствия) электрических энергопотребляющих устройств требованиям энергетической

эффективности и подлежит применению совместно с ТКП 5.1.02 и ТКП 5.1.03. Этот технический кодекс обязателен для всех субъектов оценки соответствия, участвующих в подтверждении соответствия электрических энергопотребляющих устройств требованиям энергетической эффективности.

С 1 июля 2017 года вступит в силу новая редакция СТБ 1656-2016 «Топлива для двигателей внутреннего сгорания. Неэтилированные бензины. Технические условия». Данный стандарт распространяется на неэтилированные бензины (бензины), предназначенные для использования в качестве моторного топлива на транспортных средствах с бензиновыми двигателями, работающими на неэтилированном бензине. Документ устанавливает требования к бензинам с низким содержанием оксигенатов (с массовой долей кислорода до 2,7 % и объемной долей этанола до 5 %), а также к бензинам с высоким содержанием оксигенатов (с массовой долей кислорода до 3,7 % и объемной долей этанола до 10 %).

С этой же даты вступает в силу обновленный СТБ 1657-2016 «Топлива жидкие. Метиловые эфиры жирных кислот (FAME) для дизельных двигателей и отопления. Технические условия», который распространяется на метиловые эфиры жирных кислот (FAME), предназначенные для использования в качестве чистого дизельного биотоплива (с содержанием FAME 100 %) или компонента смесового дизельного топлива по СТБ 1658 (с объемной долей FAME до 7 %), а также в качестве чистого котельного биотоплива (с содержанием FAME 100 %) или компонента смесового котельного топлива.

## НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

**Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO):**

**ISO 21484:2017** «Энергия атомная. Технология получения топлива. Определение отношения кислород/металл (О/М) в смешанных оксидных топливных таблетках (МОХ) гравиметрическим методом» (принят 30.01.2017);

**ISO 16530-1:2017** «Промышленность нефтяная и газовая. Целостность скважин. Часть 1. Управление жизненным циклом» (принят 06.03.2017).

**Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):**

**IEC 62924:2017** «Железные дороги. Стационарные установки. Стационарная система накопления энергии для систем тяги постоянного тока» (принят 27.01.2017);

**IEC 60826:2017** «Критерии проектирования воздушных линий электропередачи» (принят 13.02.2017);

**IEC 62586-2:2017** «Измерение показателей качества электроэнергии в системах электропитания. Часть 2. Функциональные испытания и требования, касающиеся неопределенности» (принят 07.03.2017).

**Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:**

Национального фонда технических нормативных правовых актов (ТНПА) – [www.tnpa.by](http://www.tnpa.by)

Госстандарта – [www.gosstandart.gov.by](http://www.gosstandart.gov.by)

БелГИСС – [www.belgiss.by](http://www.belgiss.by)

**Телефон «горячей линии»**

Национального фонда ТНПА – (017) 269 68 74



# II Федеральный ИТ-форум электроэнергетической отрасли России Smart Energy 2017

Организатор:



Платиновый спонсор:



**8 июня 2017**

отель «Марриотт Москва Гранд Отель»,  
Москва, Тверская ул., д. 26/1

## Докладчики:



**Егор Гринкевич,**  
начальник отдела  
системной инженерии,  
АО «Объединенная  
теплоэнергетическая компания»  
ГК «Росатом»



**Дмитрий Гуревич,**  
Член Общественного совета  
при Министерстве связи и массовых  
коммуникаций Российской  
Федерации



**Иван Иванов**  
генеральный директор,  
АО «Национальный  
инжиниринговый центр  
энергетики» (АО «НИЦЭ»)



**Сергей Марков,**  
главный эксперт Управления технологических  
автоматизированных систем и связи  
Департамента развития корпоративных  
и технологических автоматизированных  
систем управления,  
ПАО «Россети»



**Федор Опадчий,**  
заместитель председателя правления,  
АО «Системный оператор Единой  
энергетической системы»



**Роман Шульгинов,**  
директор департамента развития  
корпоративных и технологических  
автоматизированных систем управления,  
ПАО «Россети»

## Ключевые темы форума:

- Новые вызовы для ИТ-подразделений крупнейших энергетических компаний страны
- Импортозамещение ИТ-решений в электроэнергетике как способ ускорить инновационное развитие отрасли
- Новые подходы к сокращению издержек на ИКТ-инфраструктуру и программное обеспечение
- ИТ-составляющая государственной программы РФ «Энергоэффективность и развитие энергетики»
- Особенности регулирования ведомственных сетей связи электроэнергетических предприятий
- Взаимовыгодное сотрудничество энергетических компаний и операторов связи
- Преимущества и новые возможности автоматизации управления энергосбережением
- Решения Big Data для развития умных электросетей
- Internet of Things для повышения гибкости энергетической инфраструктуры
- Ответы на киберугрозы в энергоэнергетике
- Аутсорсинг и трансформация ИТ-сервисов
- Облачные услуги как инструмент цифровой трансформации бизнеса
- Прогноз развития ИТ в электроэнергетическом секторе в долгосрочной перспективе

**21-23 ИЮНЯ 2017**  
**БЕЛАРУСЬ, МИНСК**  
НВЦ "БЕЛЭКСПО"



Международная  
промышленная  
выставка

# EXPO-RUSSIA BELARUS 2017

**МЕЖРЕГИОНАЛЬНЫЙ  
РОССИЙСКО-БЕЛОРУССКИЙ  
БИЗНЕС-ФОРУМ**

[www.zarubezhexpo.ru](http://www.zarubezhexpo.ru)

## ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ:

**ЭНЕРГЕТИКА**  
**АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**  
**МАШИНОСТРОЕНИЕ**  
**АВИАЦИЯ**  
**ТРАНСПОРТ**  
**СВЯЗЬ**  
**МЕДИЦИНА и ФАРМАЦЕВТИКА**  
**ОБРАЗОВАНИЕ**  
**АГРОПРОМЫШЛЕННЫЙ**  
**КОМПЛЕКС**



Организаторы: ОАО «Зарубеж-Экспо»

Поддержка: Совет Федерации, Государственная Дума, МИД РФ, Минэкономразвития, Минпромторг, Минэнерго, Минздрав, Россотрудничество, Посольство и Торгпредство России в РБ, МАФМ, Национальное Собрание, отраслевые министерства Республики Беларусь, Высший Государственный Совет и другие рабочие органы Союзного государства, Исполнительный комитет СНГ, Экономический совет СНГ, Евразийская экономическая комиссия (ЕЭК), Российско-Белорусский Деловой Совет.

Цель выставки: Укрепление экономических, гуманитарных, социально-культурных и политических связей между народами Российской Федерации и Республики Беларусь.

Патронат:  
Торгово-промышленная палата Российской Федерации и  
Белорусская  
торгово-промышленная палата

ОАО «Зарубеж-Экспо»  
Москва, ул. Пречистенка, 10  
+7(495) 637-50-79, 637-36-33, 637-36-66  
многоканальный номер +7 (495) 721-32-36 [info@zarubezhexpo.ru](mailto:info@zarubezhexpo.ru)