

# Энергетическая Стратегия

№6 (84) ноябрь–декабрь 2021

научно-практический журнал



*С Днем энергетика,  
Новым годом и Рождеством!*

Читайте в номере

Формирование  
общего рынка  
газа ЕАЭС. Поиски  
компромисса

*стр. 11*

В Правила  
электроснабжения  
внесены изменения

*стр. 53*

К 90-летию Белорусской  
энергосистемы

Белорусская АЭС.  
Приоритеты –  
безопасность  
и надежность

*вкладка*

ISSN 2310 - 6735



# «ЭНЕРГИЯ ОБНОВЛЕНИЯ»

Новая книга о белорусской энергетике

Накануне Дня энергетика Информационно-издательский центр ОАО «Экономэнерго» выпустил в свет книгу «**Энергия обновления**», посвященную 90-летию Белорусской энергосистемы. Издание стало логическим завершением серии тематических обзоров, публиковавшихся в журнале «Энергетическая стратегия» в преддверии знаменательной даты и на протяжении всего юбилейного года.

В новой книге в цифрах, фактах, архивных и современных фотографиях отражены основные этапы развития отечественной электрогенерации, зарождения и становления возобновляемой энергетики, внедрения цифровых технологий, реализации национального плана развития атомной энергетики.

Научно-популярное издание будет интересно как специалистам отрасли, так и широкому кругу читателей.



■ С содержанием книги можно ознакомиться на сайте [energystategy.by](http://energystategy.by)

■ По вопросам приобретения издания обращайтесь в редакцию по тел. +375 17 286-08-28



**Энергетическая  
Стратегия**

Пусть новый,  
2022 год оправдает  
самые светлые ожидания  
и откроет новые возможности!

# 100 ЛЕТ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОМУ УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

17 декабря 1921 года было положено начало особой технологической структуре в электроэнергетике – диспетчерскому управлению. Именно в этот день Управлением объединенных государственных электростанций Московского района (Главэлектро ВСНХ РСФСР) были приняты первые документы в этой сфере – «Положение о мерах по координированию параллельной работы электрических станций...» и «Календарь распределения нагрузки...».

**В** БССР технологически управляемый комплекс «электростанция – электрические сети – потребители электроэнергии» сложился в 30-е годы, после ввода в эксплуатацию первой очереди Белорусской ГРЭС. Дежурный инженер этой станции являлся одновременно и дежурным диспетчером энергосистемы.

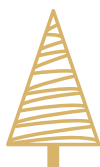
Сегодня диспетчерское управление в Белорусской энергосистеме имеет иерархическую структуру и состоит из четырех уровней. Национальный системный оператор объединенной энергосистемы (первый уровень) управляет электрическими сетями 220–750 кВ, режимами работы крупнейших электростанций, а также взаимодействием с системными операторами соседних стран в рамках обеспечения синхронной работы. Центральные диспетчерские службы РУП-облэнерго (второй уровень) управляют сетями 110 кВ и генерацией станций среднего давления, а оперативно-диспетчерские и районные диспетчерские службы (третий и четвертый уровни) – распределением энергии в сетях 0,4–35 кВ и малой генерацией.

Сегодня Белорусская энергосистема координирует свою работу с энергосистемами стран СНГ и Балтии. Суммарная мощность электростанций региона превышает 380 тыс. МВт, а выработка электроэнергии составляет более 1,5 трлн кВт·ч в год. Благодаря высокому профессионализму системных операторов все параллельно работающие энергосистемы функционируют без сбоев. Значительный вклад в слаженную работу этой масштабной технической структуры вносит персонал оперативно-диспетчерского управления ГПО «Белэнерго».

Поздравляем всех работников системы диспетчерского управления, оперативников и дежурных всех уровней со знаменательной датой!



Редакция



**Учредитель**

**МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Редакционная коллегия:**

<b>Мороз Д.Р.</b>	к.т.н., доцент, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
<b>Реентович С.В.</b>	заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (заместитель председателя)
<b>Бондарь А.М.</b>	первый заместитель генерального директора – главный инженер АЭС ГП «Белорусская АЭС»
<b>Дрозд П.В.</b>	генеральный директор ГПО «Белэнерго»
<b>Забелло Е.П.</b>	д.т.н., профессор кафедры «Электрооборудование сельскохозяйственных предприятий» БГАТУ
<b>Закревский В.А.</b>	к.т.н., директор Департамента энергетики Евразийской экономической комиссии
<b>Карницкий Н.Б.</b>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» БНТУ
<b>Кушнаренок А.И.</b>	генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
<b>Лиштван И.И.</b>	д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
<b>Майоров В.В.</b>	генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
<b>Малашенко М.П.</b>	заместитель председателя Госстандарта – директор Департамента по энергоэффективности
<b>Русан В.И.</b>	д.т.н., профессор, председатель правления Ассоциации «Возобновляемая энергетика»
<b>Рыков А.Н.</b>	к.т.н., директор РУП «Белнипиэнергопром»
<b>Седнин В.А.</b>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ
<b>Фурсанов М.И.</b>	д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ
<b>Якубович П.В.</b>	директор РУП «БЕЛТЭИ»

**НОВОСТИ**

ТЭК Беларуси .....	6
Мировая энергетика.....	9

**ПРИОРИТЕТЫ**

<i>Закревский В.А.</i> Формирование общего рынка газа ЕАЭС. Поиски компромисса .....	11
---	----

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА**

<i>Шевалдин М.А.</i> Исследование систем управления возбуждением генераторов на объектах ГПО «Белэнерго» .....	15
<i>Калентионюк Е.В.</i> Автоматический ввод резерва в распределительных электросетях: недостатки и направления совершенствования.....	20
<i>Кошин Ю.А., Кадырко А.К.</i> Газоаналитические системы в энергетике: опыт ремонта и обслуживания.....	23

**ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

<i>Драко М.А., Скалозубов А.В.</i> Об эффективности развития распределенной генерации на примере расширения Новогрудской ВЭС .....	27
--	----

**СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ**

Национальный фонд ТНПА – энергетике .....	32
---	----

**ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА**

<i>Гурко О.Б., Казазян В.Т., Козел М.А., Лукашевич Л.Г., Малыхин А.П.</i> Обзор обязательных к исполнению международных документов по обеспечению физической ядерной безопасности .....	33
---	----

**ГАЗОСНАБЖЕНИЕ**

<i>Поляков В.И., Радовня А.Г.</i> Аварийность газорегуляторных пунктов и установок.....	37
--	----

**ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОГАЗНАДЗОР**

**В блокнот главного энергетика**

<i>Попкова Е.П.</i> Система оперативного дистанционного контроля ПИ-трубопроводов.....	42
--	----

## НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

Седнин В.А., Абрамовский А.А., Прокопчук Н.Р.,  
Касперович А.В., Гаркун А.С., Гориченко С.Ф.

Оценка срока эксплуатации газопровода по энергии активации  
термоокислительной деструкции изоляционного покрытия .....45

## СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Давыдовский С.С.

Изменились требования к разработке планов локализации  
и ликвидации инцидентов и аварий.....49

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.03.101-21

Перцев С.Г.

Установлены требования к выполнению  
функционально-логических схем РЗА/ПА электроподстанций .....50

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.134-21

Лапуть К.Г.

Обновлена Инструкция по дефектоскопии  
гибов трубопроводов из перлитной стали.....51

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.17.418-21

## ПРАВО

Лосенков Д.М.

Скорректированы требования Правил электроснабжения.....53

Новости законодательства (ноябрь–декабрь).....56

Перечень статей, опубликованных в 2021 году .....59

## ФОТОГАЛЕРЕЯ

В объективе – энергетика! .....64

## К 90-летию БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

### Белорусская АЭС. Приоритеты – безопасность и надежность

Главные факторы безопасности АЭС – качество проекта и его реализации, использование современных технологий, а также высокий уровень квалификации персонала. В материале представлен краткий обзор тех мер, которые принимались для обеспечения безопасной и надежной работы БелАЭС, – от выбора площадки и типа реактора до реализации Государственной программы подготовки кадров для ядерной энергетики. Завершают обзор результаты последнего исследования общественного мнения об отношении к новой отрасли белорусской энергетики.

Читайте во вкладке

## Энергетическая безопасность

### Традиционная и ядерная энергетика

### Газоснабжение и торфяная промышленность

### Возобновляемая и малая энергетика

### Энергоэффективность и экология

### Энергетический и газовый надзор

#### Редакция:

Главный редактор Федосеенко Н.В.

Зам. главного редактора Гончар О.В.

Выпускающий редактор Моисеева Е.Н.

Редакторы Лемехова Д.Д.  
Веренич В.П.

Компьютерный  
дизайн и верстка Олещеня С.А.  
Яценко О.А.

Реклама Тропашко С.А.

#### Уважаемые рекламодатели!

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

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

#### Адрес редакции:

220088, г. Минск, ул. Захарова, 59

Тел./факс: (+375 17) 286-08-28

Тел.: (+375 17) 293-46-82

e-mail: info@energystategy.by

2934682@mail.ru

www.energystategy.by

Цена свободная

Свидетельство о регистрации журнала  
№ 931 от 27.08.2010.

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

Отпечатано в ОАО «Брестская типография».  
Свидетельство о государственной регистрации  
издателя, изготовителя, распространителя  
печатных изданий №2/59 от 19.03.2014.  
Пр-т Машерова, 75, 224013, г. Брест,  
тираж 1510 экз., заказ 6788.

© Информационно-издательский центр  
ОАО «Экономэнерго», 2021



## УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ, РАБОТНИКИ И ВЕТЕРАНЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ!

**От имени Министерства энергетики  
Республики Беларусь и от себя лично  
поздравляю вас с профессиональным  
праздником – Днем энергетика!**

Энергетический комплекс является основой развития экономики государства. От его эффективной работы во многом зависит устойчивое развитие промышленности, надежность функционирования жилищно-коммунального хозяйства и социальных объектов, благополучие наших граждан.

Итоги года показали, что отрасль стабильно развивается, выполняя свою основную задачу, – обеспечивает надежное и бесперебойное снабжение электрической и тепловой энергией реального сектора экономики и населения.

Уходящий год был особым для энергетиков – он прошел под знаком 90-летия энергосистемы страны. К этой юбилейной дате мы подошли с достойными результатами. Реализованы важные инвестиционные проекты по строительству новых энергетических объектов, модернизации электросетевой инфраструктуры, цифровизации и автоматизации технологических процессов.

Передовые решения активно внедряются на всех этапах нашей деятельности: от производства электроэнергии и ее передачи потребителям до повышения качества обслуживания сервисными центрами. Принимаются комплексные меры по повышению энергоэффективности и энергосбережению.

За последние 10 лет в стране введено в эксплуатацию 2,1 тыс. МВт новых генерирующих мощностей, 23,5 тыс. км линий электропередачи, 3,4 тыс. МВА трансформатор-

ных мощностей, что позволило существенно укрепить резервы мощности объединенной энергосистемы.

Крупнейшим и наиболее значимым для отрасли проектом стало строительство Белорусской атомной электростанции. В этом году введен в промышленную эксплуатацию ее первый энергоблок. Беларусь вошла в число ядерных держав. Это серьезный шаг в укреплении энергетической независимости страны, большой вклад в высокотехнологичное развитие национальной экономики.

Все эти достижения – результат вашего ежедневного, добросовестного труда, самоотдачи и преданности своему делу. За каждым успехом стоит ваш профессионализм и высокая ответственность.

Трудовые коллективы организаций отрасли имеют необходимый интеллектуальный и производственный потенциал для эффективного решения поставленных перед энергокомплексом амбициозных задач. Опираясь на лучшие трудовые традиции, богатый опыт и глубокие знания наших ветеранов, используя собственные достижения и новейшие мировые технологии, мы уверенно движемся вперед, создаем задел на будущее.

Желаю всем вам и вашим близким, уважаемые коллеги, крепкого здоровья, счастья, благополучия, оптимизма, новых успехов и достижений на благо нашей родной Беларуси!

**Министр энергетики Республики Беларусь**

**В.М.Каранкевич**

## ДОРОГИЕ ДРУЗЬЯ, УВАЖАЕМЫЕ КОЛЛЕГИ!

**Сердечно поздравляю весь большой и сплоченный коллектив Белорусской энергосистемы с профессиональным праздником – Днем энергетика!**



Особенно приятно это делать в юбилейный год. 90 лет назад образовалась объединенная энергетическая система республики. Мы бережно храним свою историю, берем лучшее из опыта старшего поколения, неизменно отдавая дань уважения нашим ветеранам. Чествуем тех, кто сегодня продолжает славные традиции предшественников, несет трудовую вахту на энергообъектах страны. Приветствуем молодое поколение энергетиков, связавших свою судьбу с этой достойной, уважаемой профессией. От нашей с вами работы зависит многое – начиная от уюта в домах миллионов белорусских граждан и заканчивая деятельностью крупнейших предприятий. Энергетика является одной из надежных основ безопасности и независимости государства.

Уходящий год действительно был для нас выдающимся. Произошло без преувеличения историческое событие для всей страны – ввод в эксплуатацию первого блока Белорусской АЭС. Завершаются строительные работы на втором энергоблоке. Мирный атом стал частью единой энергосистемы.

Коллеги, мы с вами делаем все возможное, чтобы энергетические мощности объединения работали в полную силу и бесперебойно обеспечивали потребителей электроэнергией и теплом: проводим модернизацию и реконструкцию систем

и оборудования, активно развиваем сетевую инфраструктуру, внедряем цифровые технологии, осуществляем мероприятия по режимной интеграции БелАЭС в энергосистему. Принципиально важными для нас были и остаются такие параметры, как надежность, безопасность и экологичность источников энергии.

Стабильность энергетического комплекса базируется на ответственной и эффективной работе всех звеньев системы. Энергетики – это специалисты многих профессий. И я уверен, что наша решимость, компетентность, дисциплина, опыт и богатейшие знания, а также энергия и инициативность молодежи помогут нам решить любые, даже самые сложные задачи. Пусть каждый из нас испытывает гордость от причастности к общему делу.

Искренне желаю всем уютных и теплых праздников, которые подарят вдохновение и энергию для реализации намеченных планов, воплощения всех начинаний. Пусть наступающий год будет богат на добро и щедр на успехи, наполнен большими делами и счастливыми событиями для каждого из вас. Желаю всем крепкого здоровья и благополучия. И чтобы тепла и света хватало в каждом доме, в каждой семье, в каждой душе!

**Генеральный директор ГПО «Белэнерго»**

**П.В. Дрозд**



# ТЭК БЕЛАРУСИ

## На БелАЭС началась загрузка ядерного топлива в реактор второго энергоблока

22 декабря в 10 часов 11 минут в активную зону реактора второго энергоблока атомной станции загружена первая тепловыделяющая сборка (ТВС) со свежим ядерным топливом. Всего в реактор будет загружено 163 ТВС, каждая из которых включает 312 тепловыделяющих элементов диаметром 9 мм и высотой около 4 м. Вес топлива в одной ТВС составляет 571 кг.

В ходе торжественной церемонии загрузки топлива Премьер-министр Беларуси Р.А. Головченко назвал событие историческим и отметил, что с этого дня наступил этап физического пуска второго энергоблока.

Премьер-министр сообщил, что энергоблок № 2 планируется ввести к лету следующего года. Таким образом, БелАЭС выйдет на номинальную мощность и будет генерировать порядка 40 % всей электроэнергии в стране. Это серьезный шаг в укреплении энергобезопасности Беларуси. С запуском двух энергоблоков БелАЭС республика сможет замещать около 4,5 млрд м<sup>3</sup> природного газа в год.



## Энергетикам вручены благодарности Премьер-министра Беларуси

В рамках рабочей поездки на БелАЭС Р.А. Головченко поздравил энергетиков с профессиональным праздником и вручил работникам отрасли благодарности за добросовестный труд и профессиональные достижения.

Благодарности Премьер-Министра Республики Беларусь удостоены **Е.В. Артемова** – начальник отдела правового обеспечения Министерства энергетики; **Н.М. Беспалько** – директор Борисовских электросетей; **А.А. Гостило** – старший мастер участка Кореличского РЭС Лидских электросетей; **В.В. Красновский** – главный инженер филиала Госэнергонадзора по Могилевской области; **В.А. Морозевич** – начальник службы ТАИ, наладки и испытаний Брестских тепловых сетей; **О.Ф. Прудникова** – заместитель Министра энергетики; **В.И. Чекуров** – начальник главного экономического управления Министерства энергетики.



## БелАЭС сегодня

### ENSREG одобрила отчет о партнерском обзоре по итогам стресс-тестов БелАЭС

25 ноября Европейская группа регулирующих органов в сфере ядерной безопасности (ENSREG) одобрила отчет о партнерском обзоре Национального плана действий по итогам проведения стресс-тестов БелАЭС.

В пресс-релизе ENSREG подчеркивается, что в Национальном плане действий нашли отражение все рекомендации ENSREG 2018 года.

### Подписан акт о готовности комплекса физической защиты энергоблока № 2 к эксплуатации

26 ноября межведомственная комиссия подписала акт о готовности комплекса инженерно-технических сооружений физической защиты второго энергоблока БелАЭС к эксплуатации.

В соответствии с установленным порядком энергоблок № 2 атомной станции будет взят под охрану внутренними войсками МВД. Это обязательное условие для подготовки блока к этапу «Физический пуск».

## Беларусь – Россия. Интеграция в сфере энергетики

### Подписано межправительственное соглашение о сотрудничестве в области перевозки ядерных материалов

8 ноября Министр энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич и генеральный директор Госкорпорации «Росатом» А.Е. Лихачев подписали соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в области перевозки ядерных материалов. Документ принят в рамках реализации союзной программы в области атомной энергетики.

### Определен порядок формирования цен при поставке природного газа в Беларусь в 2022 году

9 ноября Министр энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевич и Министр энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгинов подписали Протокол о внесении изменения в Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке. Протокол определяет порядок формирования цен при поставке природного газа в Беларусь в 2022 году. Документ заключен по итогам двусторонней встречи руководителей ведомств, которая прошла в Москве.

### Обсуждены экономические аспекты параллельной работы рынков электроэнергии Беларуси и России

18 ноября заместитель Министра энергетики Республики Беларусь Д.Р. Мороз и заместитель Министра энергетики Российской Федерации П.Н. Сниккарс в ходе рабочей встречи обсудили актуальные вопросы сотрудничества в сфере электроэнергетики как в рамках Союзного государства, так и в формате ЕАЭС. В частности, рассмотрены экономические аспекты параллельной работы рынков электроэнергии двух стран, а также ход подготовки проекта межгосударственного договора о формировании объединенного рынка электроэнергии Союзного государства.

### Согласованы цены на российский газ для Беларуси на 2022 год

1 декабря в г. Санкт-Петербурге подписан протокол между ПАО «Газпром» и Правительством Республики Беларусь о порядке формирования цен при поставке природного газа в Беларусь в 2022 году. Уровень цены на газ для республики на 2022 год согласован исходя из условий текущего года – 128,52 \$/тыс. м<sup>3</sup>.

### Состоялась рабочая встреча Министров энергетики Беларуси и России

8 декабря в г. Москве состоялась рабочая встреча Министра энергетики Республики Беларусь В.М. Каранкевича с Министром энергетики Российской Федерации Н.Г. Шульгиновым с участием Чрезвычайного и Полномочного Посла Республики Беларусь в Российской Федерации В.И. Семашко. Стороны обсудили вопросы двустороннего сотрудничества в рамках союзных программ по созданию объединенного рынка электроэнергии и объединенного рынка газа, а также перспективы сотрудничества по формированию общих энергетических рынков в рамках ЕАЭС.



Рабочая встреча Министра энергетики Республики Беларусь с Министром энергетики Российской Федерации, 8 декабря

### Беларусь приняла пост-миссию МАГАТЭ

С 5 по 13 декабря Беларусь приняла пост-миссию МАГАТЭ по комплексной оценке регулирующей инфраструктуры ядерной и радиационной безопасности (FU IRRS). В состав группы экспертов вошли представители компетентных организаций Греции, Пакистана, России, США, Финляндии, Швейцарии, а также МАГАТЭ. В рамках миссии 7 декабря эксперты посетили Белорусскую АЭС, где ознакомились с объектами атомной электростанции. Результаты пост-миссии будут использованы для дальнейшего совершенствования инфраструктуры ядерной и радиационной безопасности.

### ВАО АЭС завершила партнерскую проверку второго энергоблока

10 декабря эксперты Московского центра Всемирной ассоциации организаций, эксплуатирующих атомные электростанции (ВАО АЭС-МЦ), завершили предпусковую партнерскую проверку второго энергоблока Белорусской АЭС. Команда ВАО АЭС-МЦ состояла из представителей Российской Федерации и Украины. Целью предпусковой партнерской проверки была оценка готовности второго энергоблока Белорусской АЭС к безопасному и надежному пуску и дальнейшей эксплуатации.



Торжественная церемония открытия цифровой подстанции «Могилев-330»

### Введена в эксплуатацию первая полностью цифровая подстанция в классе напряжения 330 кВ

19 ноября состоялась торжественная церемония, посвященная вводу в эксплуатацию ПС «Могилев-330» – первой в стране полностью цифровой подстанции в классе напряжения 330 кВ.

Выступая на церемонии, Министр энергетики В.М. Каранкевич отметил уникальность ПС «Могилев-330», в рамках реконструкции которой были применены передовые цифровые технологии и современные решения.

На подстанции внедрены новейшие технологии сбора и передачи информации, цифровые трансформаторы тока и напряжения, оптические кабельные каналы связи. Для электроэнергетики это без преувеличения проект будущего, который соответствует самым высоким международным стандартам.

В.М. Каранкевич подчеркнул, что широкое применение цифровых платформ – один из важнейших приоритетов для энергосистемы Беларуси. В электроэнергетике это направление развивается в соответствии с принятой ГПО «Белэнерго» стратегией информатизации и цифровой трансформации до 2025 года. Проекты по внедрению современных ИТ-технологий реализуются в различных сферах: от создания умных распределительных сетей до предоставления качественно новых услуг потребителям.

### Организации ГПО «Белтопгаз» вошли в топ-20 предприятий по уровню цифровизации

Согласно сравнительному анализу, представленному на семинаре «Развитие цифровизации предприятий промышленности», достаточно высокие показатели в этой области продемонстрировали организации ГПО «Белтопгаз». В частности, в первую двадцатку предприятий страны по уровню цифровизации вошли УП «МИНГАЗ», УП «Могилевоблгаз», УП «Витебскоблгаз», УП «Минскоблгаз», УП «Гомельоблгаз» и УП «Брестоблгаз».

Семинар состоялся 3 ноября в режиме видеоконференции на базе ОАО «Белорусский металлургический завод – управ-

ляющая компания холдинга «Белорусская металлургическая компания». В мероприятии приняли участие заместитель Министра энергетики О.Ф. Прудникова, первый заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» Д.В. Шавловский, представители иных государственных органов и предприятий.

Основной целью семинара стало формирование единых подходов к цифровизации промышленного сектора экономики страны. Участники обменялись опытом реализации ИТ-проектов, а также обсудили конкретные тактические меры по повышению уровня цифровизации предприятий.

### Завершилась газификация агрогородков Шкловского района

18 ноября состоялась торжественная церемония пуска газа в аг. Черноручье. Реализацией проекта завершилась газификация природным газом агрогородков Шкловского района, которая осуществлялась в рамках Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2021–2025 годы.

Как отметил в ходе церемонии генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнаренко, это пятый полностью газифицированный район Могилевской области наряду со Славгородским, Бобруйским, Дрибинским и Краснопольским. В планах следующего года – завершить газификацию Бельничского и Горецкого районов, а также приступить к строительству газопровода к аг. Тетерино Круглянского района.

Сегодня природный газ проведен в 146 из 203 агрогородков Могилевского региона. Работа в этом направлении продолжится до конца 2021 года. В целом по стране планируется газифицировать еще 12 населенных пунктов.

### Экспорт торфяной продукции растет

29 октября в ходе семинара-совещания по подведению итогов добычи торфа в сезоне текущего года заместитель Министра энергетики О.Ф. Прудникова отметила рост экспорта торфяной продукции топливной и нетопливной групп. Спрос на белорусский торф на внешних рынках повысился на фоне сложившегося в Европе энергетического кризиса. К примеру, торфобрикетный завод «Ляховичский» в 2021 году увеличил экспорт в Украину в 6 раз. Белорусская торфяная продукция поставляется также в Латвию, Словакию, Польшу и другие страны.

Заметно вырос экспорт торфяных грунтов для АПК. Этому способствовала грамотная политика развития торфяной отрасли, ценовой диапазон и новации маркетинговых служб предприятий.

Заместитель Министра энергетики сообщила журналистам, что план по добыче полностью выполнен – добыто 1,6 млн т торфа. За 9 месяцев текущего года выросли также объемы поставок торфопродукции на внутренний рынок, в том числе промышленным потребителям – на 16,1 %, населению – на 26 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого года.

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

# МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

## Норвегия сохранит второе место на газовом рынке ЕС

Норвегия является крупнейшим производителем нефти и газа в Западной Европе и одновременно вкладывает значительные средства в зеленые технологии. Речь идет об электромобилях, а также о технологиях улавливания углерода и ветроэнергетике.

В течение всего 2021 года норвежская газовая добыча осложнялась авариями и ремонтами. При этом политика государства направлена не на увеличение производства газа, а на поддержание его на современном уровне. Так, в начале осени Норвегия заявила, что в течение года поставит на европейский рынок на 2 млрд м<sup>3</sup> газа больше, чем планировалось (около 108 млрд м<sup>3</sup>). Но это все, чем она может помочь Европе в период резкого сокращения предложения газа, так как запуск новых разработок, на которые рассчитывают в Осло, не способен компенсировать падение добычи на основном месторождении.

Премьер-министр Норвегии Йонас Гар Стере, выступая в защиту нефтегазовой промышленности страны, подчеркнул: если Норвегия, второй после России поставщик газа в Европу, прекратит его производство, то Брюсселю будет сложно добиться поставленных «зеленых» целей, а сама идея европейского энергоперехода станет сомнительной инициативой.

## Ветрогенераторы: погоня за мощностью

Вслед за General Electric, продемонстрировавшей работающий прототип офшорной ветроэнергетической установки (ВЭУ) мощностью 14 МВт, в гонку технологий включилась датская компания Vestas Wind Systems A/S, которая наметила на конец 2022 года пуск прототипа V236-15.0 MW.

Высота ВЭУ Vestas мощностью 15 МВт составит 280 м, длина каждой лопасти – 115,5 м, площадь захвата – 43 742 м<sup>2</sup>. Одна такая установка способна вырабатывать до 80 ГВт·ч электроэнергии в год, в зависимости от условий конкретной локации. Этого объема энергии хватит, чтобы обеспечить 20 тыс. европейских домохозяйств.



Испытания ВЭУ пройдут в датском национальном испытательном центре Osterild во второй половине 2022 года. А первым офшорным ветропарком, который будет оснащен V236-15.0 MW, вероятно, станет He Dreiht мощностью 900 МВт – проект компании EnBW. Его построят в Северном море у побережья Германии. Ввод ветропарка в эксплуатацию запланирован на 2025 год.

Между тем китайский производитель MingYang уже объявил планы по установке прототипа морской ВЭУ мощностью 16 МВт в 2023 году.

## Франция возобновит строительство атомных реакторов

Франция планирует перезапустить строительство атомных реакторов, что, по мнению экспертов, станет гарантией энергетической независимости страны и позволит достичь целей углеродной нейтральности к 2050 году. Такое решение обосновано в том числе резким ростом цен на газ и электроэнергию.

Сегодня во Франции строится лишь один новый реактор третьего поколения EPR. Проект разработан компанией AREVA и реализуется в рамках франко-германской программы научно-технического сотрудничества. Это третий реактор АЭС «Фламанвилль». Его строительство началось в 2007 году, а пуск планировался в 2012 году. Однако из-за технических проблем и выявленных недочетов конструкции срок введения в эксплуатацию неоднократно переносился, из-за чего начальная стоимость проекта (€ 3 млрд) выросла более чем в четыре раза. Ожидается, что объект будет сдан к концу 2022 года.

Общий парк французских АЭС насчитывает 56 реакторов, старейший из которых был подключен к сети в 1978 году. В 2020-м, по данным национального оператора RTE, на атомную энергетику приходилось 67,1 % от общего производства электроэнергии в стране, 23,4 % вырабатывалось на ВИЭ, остальное – на ископаемом топливе.

## Изготовлена первая партия уран-плутониевого РЕМИКС-топлива

На Сибирском химическом комбинате (АО «СХК», г. Северск), одном из предприятий Топливного дивизиона Росатома «ТВЭЛ», изготовлена и прошла приемку первая партия РЕМИКС-топлива для реактора ВВЭР-1000.

Каждая из шести тепловыделяющих сборок стандартной конструкции ТВС-2М полностью состоит из твэлов, содержащих вместо традиционного обогащенного урана уран-плутониевые топливные таблетки. Одна топливная кассета ВВЭР-1000 имеет в своей конструкции 312 таких элементов. Изготовленная партия РЕМИКС-топлива должна пройти полный цикл опытно-промышленной эксплуатации в составе реактора ВВЭР-1000. Ранее на Балаковской АЭС завершилась программа эксплуатации трех опытных ТВС, каждая из которых содержала по шесть РЕМИКС-твэлов.



РЕМИКС-топливо (REMIX – regenerated mixture) – инновационная российская разработка для легководных тепловых реакторов, составляющих основу современной атомной энергетики.

Использование РЕМИКС-топлива позволит многократно расширить сырьевую базу атомной энергетики за счет замыкания ядерного топливного цикла, а также повторно использовать облученное топливо вместо его хранения.

### Емкость систем накопления энергии в 2030 году превысит 1 ТВт·ч

Согласно новому прогнозу исследовательской компании BloombergNEF (BNEF), мощность/емкость систем накопления энергии (СНЭ), не считая гидроаккумулирующих электростанций, во всем мире к концу 2030 года вырастут до 358 ГВт/1028 ГВт·ч. Это более чем в 20 раз превышает показатели конца 2020 года (17 ГВт/34 ГВт·ч). По оценке BNEF, в период с 2021 по 2030 год в мире будет добавлено 345 ГВт/999 ГВт·ч новых накопителей (по мощности это сопоставимо с энергосистемой Японии), а инвестиции на их строительство составят более \$ 262 млрд.

Крупнейшие рынки, где будет работать большая часть глобальных систем хранения, – это США и Китай. Последний намерен построить в указанный период 30 ГВт СНЭ. Другими крупными рынками станут Индия, Австралия, Германия, Великобритания и Япония.

Специалисты BNEF отмечают, что падение стоимости аккумуляторов и рост зеленой энергетики делают накопление энергии неотъемлемым гибким ресурсом для многих энергосистем.

Объемы аккумуляторных хранилищ, как коммерческих и промышленных, так и бытовых, будут стабильно расти. Ведущими рынками в этом сегменте сегодня являются Германия, Япония, Австралия и США (Калифорния). BNEF ожидает, что к концу десятилетия накопители энергии, размещенные в частных домах и на предприятиях, составят около четверти мировых установок СНЭ.

В отчете компании «2021 Global Energy Storage Outlook» указывается, что сейчас в основном используются литий-ионные батареи различного химического состава. К 2030 году основным выбором в секторе хранения энергии станут литий-железо-фосфатные аккумуляторы (LFP), что обусловлено доминирующей ролью этой технологии в Китае и ее быстрым распространением в мире. Реальным конкурентом литий-ионным батареям могут стать натрий-ионные аккумуляторы. Согласно прогнозу, в ближайшее десятилетие они займут весомую долю рынка.

### Португалия осталась без угольных электростанций

Португалия закрыла последнюю угольную электростанцию Рего в центральной части страны. Событие произошло за девять лет до запланированного португальцами прекращения использования ископаемого топлива. Таким образом, Португалия стала четвертым государством в ЕС, которое перестало использовать уголь для производства электроэнергии. Ранее это уже сделали Бельгия, Австрия и Швеция.

Несмотря на то что около 60–70 % электроэнергии страна получает из возобновляемых источников, она по-прежнему в значительной степени зависит от импорта углеводородов. Тем не менее Португалия намерена отказаться от них к 1930 году.

Владельцы закрытой электростанции Рего – группа компаний Tejo Energia – рассматривают возможность перевода ее на сжигание гранулированного биотоплива (пеллет из древесины). Проект вызывает критику экологов, которые называют его «нежизнеспособным» и рекомендуют сфокусироваться на ветровой и солнечной энергетике.

### У «Северного потока – 2» появился конкурент

Польский газовый оператор Gaz-System сообщил, что 18 ноября завершилась прокладка подводной части газопровода Baltic Pipe, по которому в конце 2022 года должны начаться поставки природного газа из Норвегии в Польшу. Некоторые аналитики считают новый газопровод прямым конкурентом «Северному потоку – 2».

Пропускная способность Baltic Pipe составит 10 млрд м<sup>3</sup> природного газа в год, что сопоставимо с объемом, который получает Gaz-System в рамках многолетнего (истекает в декабре 2022 года) контракта с «Газпромом».



Несмотря на оптимистичный настрой польской стороны, завершение проекта, который оценивается примерно в €1,7 млрд, не только не снимет вопросы газоснабжения Польши, но и породит новые. Главный из них – степень наполненности трубы, зависящая от объемов поставок из Норвегии.

*Подготовлено по материалам международных энергетических агентств, информационных порталов*



В.А. ЗАКРЕВСКИЙ,  
к.т.н., директор Департамента энергетики  
Евразийской экономической комиссии

## ФОРМИРОВАНИЕ ОБЩЕГО РЫНКА ГАЗА ЕАЭС. ПОИСКИ КОМПРОМИССА

В последние годы глобальный энергетический рынок претерпевает стремительную трансформацию, связанную с внедрением научно-технических достижений, цифровых инноваций, высоких экологических стандартов, новых форм конкуренции и регулирующих мер, которые определяют основные правила игры на этом рынке. В этой связи интеграционные процессы в энергетической сфере приобретают особое значение для устойчивого развития государств – членов ЕАЭС.

Реализация масштабного проекта по созданию общих рынков энергетических ресурсов (электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов) на пространстве ЕАЭС является одной из приоритетных задач евразийской интеграции и направлена на создание равных условий хозяйствования для субъектов общих рынков. Планируется, что общие рынки энергоресурсов ЕАЭС заработают с 1 января 2025 года.

Согласно Программе и плану мероприятий по формированию общего рынка газа Евразийского экономического союза, утвержденным Решением Высшего Евразийского экономического совета (ВЕЭС) от 6 декабря 2018 года № 18, предусмотрено выполнение около 30 мероприятий в рамках трех этапов.

### Гармонизация законодательства государств – членов Союза в газовой сфере. Первые шаги

Рынки электроэнергии, газа, нефти и нефтепродуктов взаимосвязаны между собой, являются определяющими для национальной и энергетической безопасности и оказывают влияние на многие сферы экономической жизни (включая обеспечение электроэнергией, топливом и выработку конечной продукции нефтегазохимии). В связи с этим создание и функционирование общих рынков должно базироваться на сходных механизмах регулирования, которые предполагают развитие конкуренции, рыночное ценообразование, обеспечение недискриминационного доступа к услугам по транспортировке энергоресурсов. Данные принципы будут положены в основу актов, регулирующих в том числе вопросы формирования и функционирования общего газового рынка ЕАЭС.

Договором о Союзе предусмотрено, что эти документы должны быть приняты до 1 января 2024 года.

Первые шаги по созданию правовой, методической и организационной основы общего газового рынка ЕАЭС в рамках первого этапа его формирования (2018–2020) были сделаны Евразийской экономической комиссией (ЕЭК) совместно с государствами – членами Союза в 2019 году, в частности:

- утвержден порядок представления уполномоченными органами государств – членов ЕАЭС информации в электронной форме в рамках формирования общего рынка газа ЕАЭС (Решение Коллегии Комиссии от 2 сентября 2019 года № 146);

- проведен сравнительный анализ нормативных правовых актов (НПА) и международных договоров, заключенных между государствами-членами в сфере транспортировки и поставки газа, и 1 октября 2019 года принято Распоряжение ВЕЭС № 6 «О гармонизации законодательства государств – членов Евразийского экономического союза в сфере транспортировки и поставки газа между государствами-членами».

Комиссии в соответствии с данным Распоряжением поручено при необходимости подготовить перечень подлежащих гармонизации НПА государств-членов в сфере транспортировки и поставок газа между ними. Данная мера направлена на установление сходного (сопостав-



#### **В соответствии с индикативным (прогнозным) балансом газа ЕАЭС по итогам 2021 года:**

- объем добычи газа составит около 780 млрд м<sup>3</sup>,
- потребление – 570 млрд м<sup>3</sup>,
- межгосударственные поставки – более 40 млрд м<sup>3</sup>.



вимога) нормативного правового регулирования в указанных сферах, что позволит создать равные условия для участников общего рынка газа Союза.

Основная работа по гармонизации законодательства государств-членов в газовой сфере будет осуществляться в период с 2022 по 2024 год по мере подготовки актов, касающихся непосредственно формирования общего газового рынка Союза.

Отдельно следует отметить необходимость гармонизации законодательства в сфере цено- и тарифообразования на услуги по транспортировке газа. Единые для общего и внутренних рынков государств-членов подходы и тарифы должны обеспечить недискриминационные цены на эти услуги.

В рамках создания методической и организационной основы газового рынка соответствующими техническими регламентами Союза унифицированы нормы и стандарты в газовой сфере государств-членов, а также нормативно-технические документы, регламентирующие функционирование газотранспортных систем.

Ежегодно Комиссия формирует индикативный (прогнозный) баланс газа ЕАЭС. Важно отметить, что в ба-

информации о свободных мощностях газотранспортных систем, имеющей основополагающее значение для регулирования деятельности субъектов естественных монополий и обеспечения прозрачного недискриминационного доступа к газотранспортным системам.

Все принципиальные вопросы формирования и функционирования общего рынка газа ЕАЭС должны найти отражение в главном документе – международном договоре о его формировании, содержащем в том числе единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов. В соответствии с плановыми сроками разработка и согласование проекта этого документа должны быть завершены до конца текущего года. Предполагается, что договор будет заключен государствами-членами не позднее 1 января 2024 года, чтобы до 1 января 2025 года стороны смогли обеспечить его вступление в силу.

### Дискуссионные аспекты формирования общего рынка газа ЕАЭС

Основная работа по подготовке договора об общем рынке газа ЕАЭС осуществляется в рамках деятельности специально созданной Рабочей группы, состоящей из представителей уполномоченных органов государств – членов Союза. Несогласованные принципиальные вопросы рассматриваются на заседаниях Консультативного комитета по нефти и газу при Коллегии ЕЭК, а также на совещаниях высокого уровня с участием руководителей заинтересованных органов государственной власти «евразийской пятёрки».

Несмотря на предпринимаемые сторонами усилия, выработка единых подходов к функционированию газового рынка идет непросто, поскольку интеграционные процессы в энергетической сфере являются чувствительными для всех государств-членов и требуют принятия согласованных решений на высоком политическом уровне. В ходе переговоров стороны отстаивают сохранение суверенитета на своих внутренних рынках. И это является определенным препятствием на пути формирования законодательной базы Союза.

На данном этапе проект договора в основном согласован. Если говорить по существу вопроса, следует отметить некоторые дискуссионные аспекты формирования общего рынка газа ЕАЭС.

**Во-первых**, проект договора предусматривает двухуровневую структуру рынков (разделение рынка на «внутренний» и «общий»). Стороны договорились, что общий рынок газа включает «трансграничные» транспортировку и поставку газа (с территории одного государства-члена на территорию другого). Вследствие такого разделения рынков Республика Казахстан и Российская Федерация предлагают также отдельное установление тарифов (цен) на услуги по транспортировке газа на общем и внутреннем рынках газа. При этом Армения, Беларусь и Кыргызстан считают, что тариф на услуги по транспортировке газа на общем рынке не должен превышать внутренние тарифы государств-членов.

Между тем отдельное установление тарифов на услуги по транспортировке приведет к формированию более



#### Сроки действия двусторонних соглашений в области поставок газа:

- между Россией и Арменией – до 2044 года;
- между Россией и Беларусью – до 2032 года;
- между Россией и Казахстаном – до 2021 года с последующей пролонгацией на 15 лет;
- между Россией и Кыргызстаном – до 2038 года.

лансе определены объемы межгосударственных поставок газа, необходимые для обеспечения внутренних потребностей государств-членов в этом энергоресурсе.

При создании общего газового рынка ЕАЭС особое значение имеют вопросы развития биржевой торговли газом и доступа участников общего рынка газа к биржевым торгам. Для достижения этой цели необходимо принять порядок осуществления биржевых торгов и обеспечить функционирование одной или нескольких товарных бирж, на которых они могут осуществляться. Первым опытом в этой области стало проведение в 2019 году на базе программного обеспечения АО «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа» пробных (имитационных) торгов, которые позволили определить наиболее актуальные вопросы практической реализации биржевых механизмов в рамках Союза.

Что касается единых правил доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, и порядка осуществления биржевых торгов газом, то их подготовка перенесена на второй этап формирования рынка – до 1 января 2022 года. Это предусмотрено Решением ВЕЭС от 11 декабря 2020 года № 21 «О переходе ко второму этапу формирования общего рынка газа Евразийского экономического союза».

На более поздний срок перенесена также реализация ряда других важных мероприятий. В частности, это касается организации интегрированной системы информационного обмена в рамках ЕАЭС, а также раскрытия

высоких тарифов на общем рынке газа ЕАЭС. А это не отвечает главной задаче энергетической интеграции – формированию равных условий хозяйствования для субъектов общих рынков. Кроме того, этот подход носит дискриминационный характер, поскольку исходит из принципа «свой – чужой».

Положениями Договора о Союзе предусмотрена возможность применения дифференцированного тарифа, который не должен устанавливаться по принципу принадлежности потребителя (групп потребителей) к какому-либо из государств-членов. Такой подход уже используется при формировании общего электроэнергетического рынка, общих рынков нефти и нефтепродуктов, а также при тарифообразовании на услуги железнодорожного транспорта. Представляется целесообразным применить этот подход и в отношении рынка газа. Это позволило бы сформировать равные конкурентные условия в газовой сфере для субъектов хозяйствования всех государств-членов.

Пока позиция стран ЕАЭС по вопросу формирования тарифов на транспортировку газа не согласована. В октябре текущего года на заседании ВЕЭС главы государств дали поручение ЕЭК совместно со сторонами продолжить работу по сближению позиций в области цено- и тарифообразования на услуги по транспортировке газа на общем рынке газа ЕАЭС в рамках подготовки международного договора.

**Второй важный вопрос** касается двусторонних межправительственных соглашений, заключенных между государствами-членами в сфере транспортировки и поставки газа. В проекте договора однозначно предусмотрено, что они продолжают действовать. По сути, это означает, что сохранится существующий порядок организации межгосударственной торговли газом в рамках Союза, сопряженный с отсутствием как выбора поставщиков газа, так и недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий и организованным (биржевым) торгам. То есть потенциальное сохранение действия двусторонних межправительственных соглашений между государствами-членами в области поставок газа гарантированно не позволит использовать биржевые инструменты на общем рынке газа ЕАЭС.

В такой ситуации вопрос развития биржевой торговли теряет свою актуальность, поскольку межправительственные соглашения и соответствующие долгосрочные договоры поставки газа в Армению, Беларусь и Кыргызстан обеспечивают только их внутренние потребности, не позволяя организовать торговлю газом на общем рынке ЕАЭС по свободным (внебиржевым) договорам с применением организованных (биржевых) торгов, что предусмотрено программными документами.

Поэтому в перспективе однозначно потребуются пересмотр отдельных положений двусторонних соглашений. Он позволит, к примеру, предусмотреть выделение согласованных объемов свободного газа для общего рынка, в том числе для реализации через биржу.

**Третий вопрос** связан с расширением действия международного договора, в частности, с его распространением на отношения по поставке газа из третьих государств на территорию Союза.

Высшим Евразийским экономическим советом поручено Комиссии совместно с государствами-членами рассмотреть возможность установления тарифа на транспортировку газа из третьих стран для внутреннего потребления на основе недискриминационного подхода. Актуальность данного вопроса обусловлена тем, что не все государства-члены имеют возможность в полном объеме обеспечить свои внутренние потребности за счет газа, происходящего с территории государств – членов ЕАЭС.

К примеру, обусловленная географическим положением Кыргызской Республики разьединенность газотранспортной системы (ее северная часть не связана с южной), наличие технических препятствий и инфраструктурных ограничений по поставкам газа из стран ЕАЭС определяют необходимость удовлетворения части потребностей страны в энергоресурсе за счет его импорта из третьих стран на основе сложившихся взаимовыгодных экономических связей и имеющихся технических возможностей.



**Участники общего рынка газа ЕАЭС имеют равные права доступа к биржевым торгам газом на общем рынке газа Союза.**

*Раздел V Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС*

Вместе с тем Договором о Союзе от 29 мая 2014 года определено, что доступ к услугам субъектов естественных монополий в сфере транспортировки газа предоставляется только в отношении газа, происходящего с территории государств-членов. Иначе говоря, положения документа не распространяются на доступ к данным услугам в случае, если газ происходит с территории третьих государств, а также на отношения в сфере транспортировки газа с территории и на территорию Союза.

При этом разделом III Концепции формирования общего рынка газа ЕАЭС предусмотрена возможность обеспечения внутренних потребностей государства-члена в газе в рамках общего рынка за счет ресурсов, приобретаемых на территориях других государств-членов и, при необходимости, на территориях третьих государств.

Все эти аспекты важны для участников Союза и требуют обсуждения на высоком уровне. Правительствам государств-членов предстоит провести ряд консультаций для выработки взаимоприемлемых решений, чтобы поставить точку в этих вопросах.

### Главная цель – преодоление барьеров

Детальный анализ положений проекта международного договора показывает, что в нем учтены не все принципы и идеи, предусмотренные Концепцией формирования общего рынка газа ЕАЭС, и отсутствуют действенные механизмы реализации задач (достижения целей), предусмотренных программными документами. При этом отдельные страны ЕАЭС субъективно подходят к ис-



полнению ранее принятых главами государств-членов договоренностей, желая сохранить текущий уровень взаимоотношений на двусторонней основе.

Двусторонние отношения, которые сегодня формируют комплексную систему взаимных обязательств государств-членов, гарантируют, с одной стороны, бесперебойные поставки газа по согласованным ценам и инвестиции в газовую отрасль, с другой – сохранность прав собственности и уровня доходов, обеспечивающего возврат инвестиций в согласованный период времени. При этом принятие решений о действии или прекращении действия двусторонних межправительственных соглашений между членами Союза в области поставок газа является прерогативой государства и рассматриваются в контексте обеспечения энергетической и экономической безопасности каждой конкретной страны.

Следует подчеркнуть, что разрабатываемый сегодня международный договор о формировании общего рынка газа ЕАЭС будет иметь приоритет над двусторонними межправительственными договорами. Однако уже сегодня можно сказать, что отдельные его положения вступают в противоречие с положениями двусторонних межправительственных соглашений, что потребует в дальнейшем приведения их в соответствие.

Главное ожидание участников общего рынка газа – это создание равных условий хозяйствования в ЕАЭС, в том числе для потребителей услуг по транспортировке газа на общем рынке. Это вполне осуществимо при условии, что цены (тарифы) на услуги по транспортировке газа на общем рынке газа ЕАЭС будут определяться по той же методике, что и для внутреннего рынка (пре-

доставление национального режима в отношении формирования цен (тарифов) на услуги по транспортировке газа на общем рынке газа Союза).

Другими словами, при установлении цен (тарифов) на услуги на общем рынке национальные регуляторы должны применять единую расчетную методику, общие принципы и методы регулирования деятельности субъектов естественных монополий. Это позволило бы обеспечить преодоление существующих барьеров при формировании общего рынка газа, создать недискриминационные и прозрачные механизмы тарифообразования в сфере естественных монополий, а это базовые необходимые условия эффективной работы как производителей электроэнергии, так и реального сектора экономики.

Всеобъемлющее и безусловное выполнение сторонами взятых на себя обязательств в газовой сфере является необходимым условием для завершения формирования общего рынка газа Союза в намеченные сроки – до 1 января 2025 года. В глобальном плане идея сделать энергоресурсы более доступными для хозяйствующих субъектов государств-членов – безусловное благо как для устойчивого развития государств-членов, так и для Союза в целом. Следует также отметить, что экономический эффект от формирования общего рынка газа ЕАЭС выходит за рамки энергетической отрасли и будет оказывать общее влияние на регион. Обеспечение устойчивого развития экономик, повышение благосостояния населения государств-членов и рост конкурентоспособности товаров, производимых в ЕАЭС, на мировом рынке упрочат интеграционный фундамент Союза и станут мощными факторами развития евразийского региона в целом.





М.А. ШЕВАЛДИН,  
к.т.н., заместитель главного инженера  
по электротехническому обеспечению АЭС  
ГП «Белорусская АЭС»

# ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗБУЖДЕНИЕМ ГЕНЕРАТОРОВ НА ОБЪЕКТАХ ГПО «БЕЛЭНЕРГО»

В настоящее время на объектах ГПО «Белэнерго» работает около 150 генерирующих установок. На данном оборудовании эксплуатируется более 20 типов систем управления возбуждением (СУВ) генераторов различных производителей, включая отечественных. Значительная доля этих систем базируется на современных микропроцессорных технологиях, вместе с тем некоторые типы СУВ, выпускавшиеся еще в советские годы, уже морально и физически устарели и требуют модернизации или реконструкции.

## Системы возбуждения генераторов на объектах Белорусской энергосистемы

Системы возбуждения (СВ) предназначены для питания обмотки ротора постоянным током (током возбуждения) и его регулирования как в штатном, так и в аварийных режимах. СВ – один из наиболее ответственных структурных элементов генератора. В настоящее время в Белорусской энергосистеме для регулирования тока возбуждения используют автоматические регуляторы возбуждения (АРВ), которые реагируют на параметры генератора и в зависимости от режима его работы автоматически изменяют ток возбуждения. Кратность форсировки возбуждения по току (предельный ток возбуждения) должна быть не менее 2, по напряжению – не менее 2,5 для систем тиристорного самовозбуждения и не менее 2 – для всех остальных типов СВ. В отдельных случаях, в основном при работе генерирующего источника на резервном возбуждении, которое

не модернизировалось, вместо АРВ используются только устройства форсировки возбуждения [1–4].

АРВ, применяемые на синхронных генераторах, различаются по параметрам, на которые реагируют, и по способу воздействия на СВ генератора. Все они подразделяются на три группы:

1) электромеханические АРВ, которые реагируют на отклонение напряжения генератора от уставки и воздействуют непосредственно на изменение сопротивления в цепи обмотки возбуждения (ОВ) возбуждителя;

2) электрические АРВ, которые реагируют на отклонение напряжения или тока генератора от уставки и подают дополнительный выпрямленный ток на ОВ возбуждителя от внешних источников питания – трансформаторов тока, напряжения или собственных нужд;

3) АРВ, применяемые в основном с выпрямительными СВ: высокочастотной, тиристорной и бесщеточной. Они не имеют собственных силовых органов (внешних источников пи-

тания), а только управляют работой возбуждителей.

По типу исполнения в зависимости от способа получения постоянного тока различают следующие основные типы СВ (см. рисунок):

- электромашинное возбуждение;
- высокочастотное возбуждение (ВЧВ);
- системы независимого тиристорного возбуждения (СТН);
- системы тиристорного самовозбуждения (СТС);
- бесщеточные системы возбуждения (БСВ), в том числе системы диодные независимые (СДН) [5–6].

Одними из первых в Беларуси стали применяться электромашинные СВ, где источником энергии является генератор постоянного тока, выступающий в роли электромашинного возбуждителя (ЭМВ). Работа таких систем не зависит от напряжения генератора или сети. Они выпускались более 40 лет назад (самой «молодой» такой системе в Беларуси 44 года, самой «старой» – 64), но до сих пор используются на 14,5 % генерирующих источниках белорус-

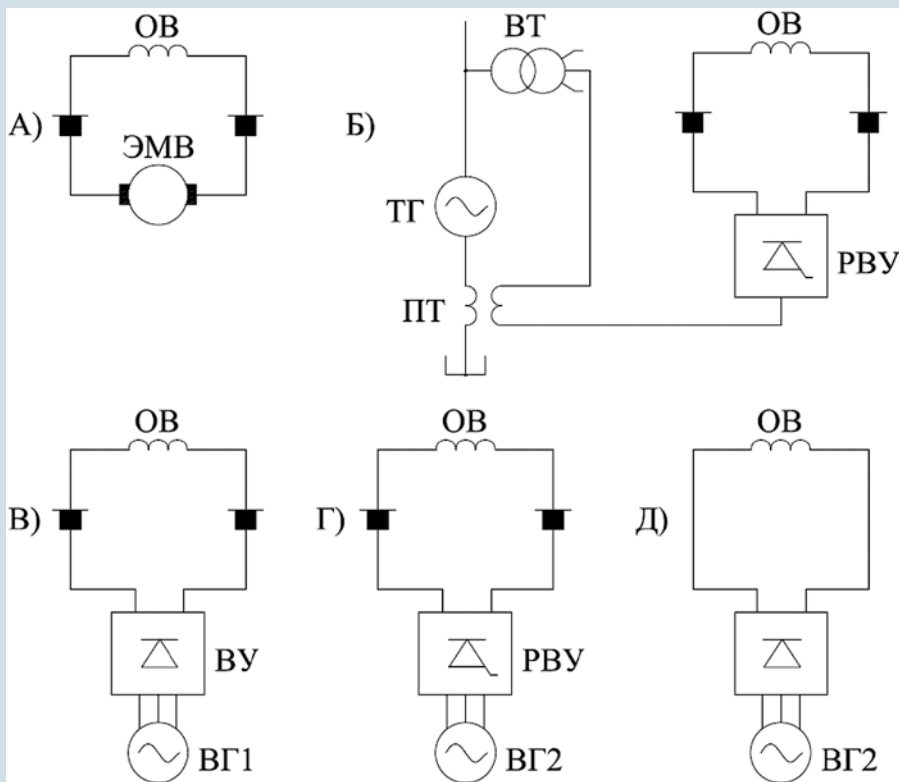


Рис. 1. Принципиальные схемы систем возбуждения:

А – электромашинное возбуждение, Б – тиристорное самовозбуждение, В – высокочастотное возбуждение, Г – тиристорное независимое возбуждение, Д – бесщеточное возбуждение; ОВ – обмотка возбуждения генератора, ЭМВ – электромашинный возбудитель, РВУ – регулируемое выпрямительное устройство, ВТ – выпрямительный трансформатор, ПТ – последовательный трансформатор, ТГ – турбогенератор, ВГ1 – вспомогательный трехфазный генератор повышенной частоты, ВГ2 – вспомогательный трехфазный генератор промышленной частоты, ВУ – выпрямительное нерегулируемое устройство. Символом ■ обозначен элемент щеточного аппарата

ской энергосистемы. Данные системы не удовлетворяют в полной мере требованиям [1–2] и могут применяться лишь для возбуждения турбогенераторов, к которым не предъявляются повышенные требования в отношении устойчивости функционирования. Сегодня их заменяют на современные полупроводниковые статические СВ с различным набором требуемых параметров.

Если возбудитель находится на одном валу с генератором и приводится во вращение той же турбиной, то такая система называется прямой, а если для вращения возбудителя предусматривается отдельный двигатель – косвенной (рис. 1А). На объектах ГПО «Белэнерго» в основном применяются прямые электромашинные СВ – при меньшей стоимости они более надежны, чем косвенные.

Для генератора большой мощности требуется использование го-

раздо более мощного ЭМВ. В этом случае применяют выпрямители на полупроводниковых диодах и тиристорах: СТС, ВЧВ, СТН и БСВ. Среди важных достоинств тиристорного возбуждения – высокое быстродействие и большая кратность форсировки. Для работы такого выпрямителя достаточно иметь напряжение источника питания на заданную кратность форсировки. При полном открытии выпрямителей это напряжение подается практически мгновенно.

Системы тиристорного самовозбуждения (СТС, схема Б) составляют около 20 % всех СВ на объектах Белорусской энергосистемы. Обычно они включают в себя две группы выпрямителей (неуправляемые и управляемые) и два трансформатора – последовательный (ПТ) и выпрямительный (ВТ).

Высокочастотная СВ (рис. 1В) представляет собой систему неза-

висимого возбуждения генератора со статическим преобразователем, источник питания которого имеет частоту 100 Гц и более (обычно 500 Гц). Высокочастотный возбудитель такой системы – это чаще всего сильно компаундированный трехфазный генератор переменного тока повышенной частоты (ВГ1) с дополнительным подвозбудителем индукторного типа. Он устанавливается на валу генерирующей установки и использует его привод. Данные СВ в Белорусской энергосистеме составляют 7,6 %. Как и системы ЭМВ, они не удовлетворяют в полной мере требованиям [1–2], в том числе и из-за длительных сроков эксплуатации (системы ВЧВ внедрялись в Беларуси в основном с 1963 по 1979 год).

В СТН (рис. 1Г) тиристорные выпрямители (РВУ) получают питание непосредственно от генератора переменного тока промышленной частоты 50 Гц (ВГ2), расположенного на одном валу с главным генератором. Доля таких СВ на объектах энергетики Беларуси составляет 19,3 %.

В бесщеточных СВ (рис. 1Д) в качестве возбудителя используется синхронный генератор особой конструкции: его обмотка возбуждения располагается на неподвижном статоре, а обмотка переменного тока – на вращающемся роторе. В Беларуси БСВ применяются с 2000-х годов и эксплуатируются на 38,6 % генерирующих объектов; их средний возраст составляет чуть более 10 лет. Аналогичный тип СВ используется на самых мощных генераторах энергосистемы, установленных на Белорусской АЭС.

Каждая из рассмотренных систем тиристорного возбуждения имеет свои недостатки. Так, минусом СТС является ее зависимость от условий работы внешней сети и процессов, протекающих в энергосистеме, а также наличие контактных колец и щеток. Последнее относится и к ВЧВ, и к СТН – подвод тока с помощью щеток недостаточно надежен и для мощных машин. Лучшим вариантом является БСВ. Недостаток этой системы заключается в необходимости остановки машины для подключения резервного питания и замены «пробитых» диодов.

## Системы управления возбуждением

Система управления возбуждением (СУВ) – это комплекс устройств, являющихся составной частью СВ и предназначенных для организации ее управления, в том числе формирования действий на возбудитель синхронного генератора с целью поддержания напряжения в электросети на заданном уровне. Нормальное функционирование генерирующих источников без данных систем невозможно. В Беларуси используется более 20 типов СУВ генераторов различных производителей. Основные сведения о них представлены в таблице.

Из данных таблицы следует, что в Беларуси все еще широко представлены СУВ для электромашинных и высокочастотных СВ (суммарно более 22 %, пункты 1 и 4 таблицы). В связи с тем, что эти системы отработали уже более 40 лет (некоторые более 60) при регламентированном сроке службы не более 25 лет, в ближайшее время планируется провести их модернизацию или замену.

В то же время необходимо отметить, что более 45 % СУВ Белорусской энергосистемы выполнены с использованием современной микропроцессорной элементной базы. Внедрение в начале 2000-х годов принципиально новых цифровых систем было обусловлено, с одной стороны, ростом количества отказов

по вине механических и аналоговых систем, а с другой – повышением технологического уровня их отдельных элементов.

К основным преимуществам микропроцессорных СУВ относятся следующие:

- высокая стабильность динамических и статических характеристик при высокой точности реализации заданных показателей. Это обеспечивает принципиально новые функции ограничения, позволяющие эксплуатировать генератор ближе к его конструктивным пределам;
- расширенные функциональные возможности, которые позволяют реализовывать более сложные и совершенные алгоритмы управления возбуждением, в том числе осуществлять регулирование по пропорционально-интегрально-дифференциальному закону (ПИД-закону) со стабилизацией по току и напряжению;
- высокая точность регулирования и стабильность управления;
- возможность полноценной глубокой диагностики и внутреннего самоконтроля, мониторинга различных параметров и режимов, формирования необходимой информации при авариях и ненормальных режимах. За счет этого повышается надежность СУВ и сокращается время на поиск и устранение неисправностей и отклонений в работе, а также время аварийных простоев генерирующего оборудования;

● обеспечение стопроцентного резервирования функций регулирования (включая форсировку) и управления без существенного увеличения стоимости оборудования;

- простота эксплуатации и регламентного технического обслуживания;
  - возможность изменения в широком диапазоне параметров настройки без внесения изменений в аппаратуру управления;
  - возможность организации и поддержания связи с АСУ ТП высшего уровня по цифровому интерфейсу;
  - оптимизация массогабаритных и энергетических показателей за счет использования новых аппаратных средств;
  - сокращение сроков ввода оборудования в эксплуатацию.
- Переход на микропроцессорные СУВ стал настоящим прорывом в автоматизации процессов управления возбуждением генераторов. Однако широкая номенклатура производителей и многообразие таких систем на энергообъектах Беларуси препятствуют наработке достаточного опыта и проведению качественного анализа функционирования СУВ, в том числе особенностей их эксплуатации. К тому же при использовании систем разных производителей сложно обеспечить их соответствие меняющимся требованиям, в частности к электромагнитной совместимости и помехоустойчивости.

Системы управления возбуждением (СУВ), используемые на объектах Белорусской энергосистемы

№	Тип СУВ	Страна производства	Кол-во единиц	Процент от общего числа
1	Системы для электромашинных СВ типа ЭПА-301, ЭПА-305 и др.	СССР/Россия	21	14,48 %
2	Микропроцессорные системы DECS (100, 200, ...), Basler Electric	США	16	11,03 %
3	Микропроцессорные системы Unitrol (1000, 5000 и др.), ABB	Швеция/Швейцария	14	9,66 %
4	Системы для ВЧВ (ЭПА-325, -325Б, -500 и др.)	СССР/Россия	11	7,59 %
5	Микропроцессорные системы Tenel (5402, 6201)	Чехия	10	6,90 %
6	Шкафы для бесщеточных систем типа ШСВ-3/ШСВ-4	Россия	9	6,21 %
7	Комплект оборудования систем управления и регулирования (КОСУР) различных типов	Россия	7	4,83 %
8	Регуляторы типа АРВ-СДП1-11 (12) сильного действия полупроводниковые	СССР/Россия	7	4,83 %
9	Микропроцессорные системы EXC 9000, Kinte Company	Китай	6	4,14 %
10	Бесщеточные возбудительные устройства БВУГ-12 (21, 22) с аналоговой СУВ	Россия	5	3,45 %
11	Аналоговая СУВ с регулятором типа ВК2000/28	Россия	3	2,07 %
12	Аналоговая СУВ с регулятором типа КЭ-1500	Россия	3	2,07 %
13	Аналоговая СУВ, Alstom	Франция	3	2,07 %
14	Другие СУВ (с количеством менее 3 единиц)		30	20,67 %



В целом только около 16 % СУВ в Беларуси эксплуатируются менее 5 лет, большая их часть используется значительно дольше: 28,8 % – от 5 до 12 лет, 24,1 % – от 12 до 24 лет. Срок службы более 30 % СУВ превысил 24 года, в том числе для 24 % он составил свыше 36 лет. Многие из таких систем уже не производятся, из-за чего не всегда удается быстро и качественно выполнить аварийный ремонт, оперативно заменить поврежденные элементы. Очевидно, что сегодня критически важно проводить модернизацию или замену длительно работающих, выработавших свой нормативный срок или прослуживших более 20 лет СУВ и систем возбуждения в целом.



### Совершенствование систем управления возбуждением: российский опыт

В процессе эксплуатации СУВ, как и любого другого оборудования, возникает необходимость его усовершенствования и доработки. К сожалению, на энергообъектах Беларуси СУВ применяются не так широко, чтобы можно было наработать полноценный опыт их использования и выявить проблемные вопросы, требующие оперативного решения. Вместе с тем отечественные специалисты активно изучают практику эксплуатации данных систем на объектах Российской Федерации и других стран, в том числе технические решения в этой области, закрепленные в информационных письмах и эксплуатационных циркулярах.

В частности, в [7] анализируется использование в быстродействующих СВ автоматических регуляторов возбуждения сильного действия (АРВ-СД, АРВ-СДП, АРВ-СДП1), позволившее значительно повысить пределы передаваемой мощности. Указанные регуляторы обладают высокими коэффициентами усиления  $K_{ou}$  (25; 50 ед.взб./ед.напр.) по каналу отклонения напряжения  $DU$  и производными режимных параметров для уменьшения колебательности переходных процессов, а также высокими потолками форсировки.

Вместе с тем в СВ с этими регуляторами не удалось с помощью производных режимных параметров полностью исключить снижение уровня

колебательной устойчивости, связанное с применением высокого коэффициента усиления, независимого от частоты колебаний в энергосистеме. В ряде режимов (в частности, при недовозбуждении или ограничении минимального возбуждения) колебательность переходных процессов остается достаточно высокой. Кроме того, имеется зависимость положения границ устойчивости от схемы и режима работы энергосистемы.

В [7] также отмечается, что обозначенные недостатки устранены в двух регуляторах российского производства: АРВ-СДП1М («НИИЭлектромаш») и ОАО «Фирма ОРГРЭС») и АРВ-СДС («НИИЭлектромаш»). В них реализована параметрическая адаптация коэффициента усиления по каналу отклонения напряжения  $DU$  ( $K_{ou}$ ) к условиям работы турбогенератора в энергосистеме. Регулятор АРВ-СДП1М представляет собой модернизированный регулятор АРВ-СДП1. Селективный регулятор АРВ-СДС предназначен для оснащения вновь вводимых в эксплуатацию СВ. Оба они успешно прошли испытания на электродинамической модели «НИИЭлектромаш» и приняты специализированной межведомственной комиссией.

Утверждается, что новые регуляторы по сравнению с существующими обладают рядом преимуществ:

- обеспечение устойчивости регулирования при фазовых углах более  $90^\circ$  эл. без использования специальных каналов стабилизации;

- более эффективное, чем в регуляторе АРВ-СДП1, демпфирование переходных процессов при введении в работу специальных каналов стабилизации, настройка которых изменяется автоматически в зависимости от схемно-режимной ситуации;

- лучшая устойчивость в режимах недовозбуждения и ограничения минимального возбуждения, особенно при глубоком потреблении реактивной мощности;

- более высокая точность поддержания напряжения генератора;

- возможность постоянного контроля исправности основного (работающего) регулятора и диагностики резервного в системах возбуждения со 100%-ным резервированием.

Там же констатируется, что разработаны более простые схемы блоков, из которых удалены ненадежные элементы, что позволило повысить аппаратную надежность новых АРВ.

В связи с вышеизложенным в [7] рекомендуется:

- на генераторах, находящихся в эксплуатации и оснащенных регуляторами АРВ-СДП1, выполнить замену блоков БН, БЧЗ, ОМВ, БРТ-1 и БК на модернизированные;

- при вводе новых генераторов или реконструкции СВ работающих генераторов мощностью 60 МВт и более устанавливать регуляторы АРВ-СДС.

В [8] отмечается, что системы АРВ работающих с 1960–70-х годов высокочастотных, бесщеточных и кол-

латорных возбудителей с регуляторами ЭПА-120, ЭПА-325В, ЭПА-500, ЭПА-305, РВА-62, выполненных на силовых магнитных усилителях, морально и физически устарели, а также имеют ряд принципиальных недостатков:

- не обеспечивают полного использования возможностей возбуждения для повышения статической и динамической устойчивости генераторов, работающих в энергосистеме;
- не соответствуют требованиям ГОСТ [1] к СВ в части ограничения минимального возбуждения и перегрузки ротора по времязависимой характеристике;
- не имеют резервного питания АРВ, а также резервного регулятора;
- не соответствуют требованиям надежности.

Отмечается, что наличие в рассматриваемых системах ряда ненадежных узлов (установочные автотрансформаторы УАТ, измерительные органы типа БКН, блоки ограничения минимального возбуждения и др.) приводит к отказам не только СВ, но и генератора в целом.

В [8] констатируется, что начинается системный выход из строя селеновых выпрямителей, силовых магнитных усилителей и других элементов, длительно работающих в составе регуляторов, что подтверждает необходимость реконструкции или замены данного оборудования.

В связи с этим институтом «НИИЭлектромаш» разработан метод реконструкции высокочастотных, бесщеточных и электромашинных коллекторных СВ путем замены регуляторов на оборудование, соответствующее требованиям ГОСТ [1] к СВ с применением современной элементной базы.

Метод предусматривает вывод из работы серийной обмотки и последовательное соединение обмоток независимого возбуждения, которые получают питание от двух тиристорных преобразователей, подключенных через разделительные трансформаторы к разным секциям 0,4 кВ собственных нужд станции. Для генераторов мощностью 63–500 МВт применяется двухканальная система возбуждения возбудителя со 100%-ным резервированием и регулятором АРВ-СДС или АРВ-СДП1М.

Указанные системы имеют высокую кратность форсировки возбуждения возбудителя с жесткой обратной связью по напряжению ротора генератора, что делает их быстродействующими и практически независимыми от напряжения питающей сети.

«НИИЭлектромаш» разработал комплекты оборудования систем управления и регулирования (КОСУР) на различные токи для реконструкции СВ турбогенераторов мощностью 63–500 МВт с высокочастотными, бесщеточными и коллекторными возбудителями. Для коллекторных возбудителей предусматривается вариант одноканальной системы (схема с одним выпрямителем). В [8] отмечается положительный опыт эксплуатации реконструированных систем. После дополнительных испытаний на электродинамической модели КОСУР специализированной межведомственной комиссией принят и рекомендован к применению в Российской Федерации. Комплекты выпускаются институтом-разработчиком и имеют высокую степень готовности. В [8] рекомендуется при реконструкции длительно работающих систем высокочастотного, бесщеточного и коллекторного возбуждения применять схемы с использованием оборудования типа КОСУР.

Следует отметить, что указанные системы успешно эксплуатируются и на объектах Белорусской энергосистемы (пункт 7 таблицы). Вместе с тем в Беларуси отсутствуют требования и рекомендации по обязательной замене устаревших СУВ исключительно на оборудование КОСУР.

## Заключение

Предусмотренный производителями срок службы систем управления возбуждением составляет 25 лет для электромеханических устройств и 12 лет – для микропроцессорных. Больше половины СУВ, эксплуатируемых на объектах Белорусской энергосистемы, исчерпали данный парковый ресурс. В то же время необходимо отметить, что надежность работы данных систем обеспечивается, в первую очередь, за счет высокой компетенции обслуживающего

персонала и реализации мероприятий по повышению устойчивости их функционирования, в том числе сокращению интервалов технического обслуживания СУВ.

Совершенствование систем управления возбуждением на энергообъектах Белорусской энергосистемы способствует повышению надежности и устойчивости функционирования генераторов и энергоблоков в целом, а также поднимает качество регулирования режима работы оборудования до уровня современных требований. Кроме того, своевременная замена СУВ позволяет снизить расход электроэнергии на собственные нужды энергоблока за счет более низкого потребления самой системы возбуждения.

Поскольку повышение надежности СУВ остается актуальной задачей, работа в этом направлении должна быть продолжена, в первую очередь за счет замены и модернизации длительно эксплуатируемых СУВ.

## Список литературы

1. ГОСТ 21558-2018. Системы возбуждения турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. Общие технические условия. – М.: ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 2019. – 19 с.
2. Системы управления возбуждением турбогенераторов и гидрогенераторов: ГПО «Белэнерго» СТП 33240.45.101-17. – Введен впервые. – Минск: ОАО «Экономэнерго», 2017. – 60 с.
3. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., доп. с исправл. – Гомель: Полеспечать, 2005. – 640 с.
4. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Беларусь: ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.501-19. – 2-е изд. – Минск: ГПО «Белэнерго», 2019. – 459 с.
5. Вавин, В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор / В.Н. Вавин. – М.: Энергоиздат, 1982. – 256 с.
6. Таубес, И.Р. Релейная защита мощных турбогенераторов / И.Р. Таубес – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 88 с.
7. ИП-11-97(э) Информационное письмо РАО «ЕЭС России» от 27.10.1997 г. «О совершенствовании автоматических регуляторов возбуждения». – М., 1997. – 2 с.
8. ИП-08-99(э) Информационное письмо РАО «ЕЭС России» «О реконструкции автоматического регулирования высокочастотных, бесщеточных и коллекторных возбудителей». – М., 1999. – 3 с.



Е.В. КАЛЕНТИОНОК,  
к.т.н., доцент кафедры  
«Электрические системы» БНТУ

# АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ: НЕДОСТАТКИ И НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ

Распределительные сети, как правило, выполняются по кольцевой схеме электропитания потребителей. Однако в большинстве случаев они работают по разомкнутой схеме, когда все источники питания включены, но не объединены на параллельную работу, при этом каждый из них обеспечивает электроснабжение специально выделенных потребителей. Соответственно, отключение единственного источника питания приводит к прекращению электроснабжения всех подключенных к нему потребителей. При таком аварийном режиме быстрое восстановление электроснабжения возможно путем автоматического присоединения резервных источников питания, для чего в электросетях используются специальные устройства автоматического ввода резерва (АВР).

Устройства АВР подразделяются на подстанционные и сетевые в зависимости от того, где устанавливается соответствующая аппаратура [1, 2].

Рассмотрим **подстанционное устройство АВР** в схеме сети с секционированными шинами (рис. 1). В этой схеме каждая секция (Iс и IIс) питается от отдельного источника, секционный выключатель Q3 отключен. Схема АВР выполняется таким образом, чтобы устройство АВР действовало на включение секционного выключателя Q3 при повреждении и отключении какого-либо источника питания и исчезновении напряжения на одной из секций шин (Iс или IIс). В этом случае осуществляется их взаимное резервирование устройством АВР двухстороннего действия.

Секционный выключатель Q3 включается после отключения

устройством АВР двухстороннего действия выключателя Q2 или Q5, если он остался включенным при исчезновении напряжения на секции Iс или IIс соответственно. Поэтому в схему АВР вводят пусковой орган с реле минимального напряжения, который дополняется также органом выдержки времени.

Для повышения быстродействия срабатывания АВР в пусковом органе дополнительно измеряют угол между векторами напряжений секций и определяют направление активной мощности по питающим ЛЭП. С той же целью применяются технические решения, предусматривающие подачу сигнала на отключение вводного выключателя одновременно с сигналом от АВР на включение секционного выключателя [3]. Однако такие решения не всегда позволяют обеспечить быстродей-

ствие, необходимое для сохранения устойчивости как синхронных, так и асинхронных двигателей. Кроме того, из-за колебаний вектора напряжения на секции, отключенной от основного источника питания, возможно несинхронное включение секционного выключателя, приводящее к повреждению двигателей.

При отсутствии устройств АВР на стороне высокого или среднего напряжения понизительной подстанции с двумя силовыми трансформаторами применяется **местное АВР на низком напряжении** (рис. 2). В нормальном установленном режиме электроснабжение потребителей осуществляется по отдельным линиям и трансформаторам. Так, нагрузка 1 получает питание по линии Л1 и трансформатору Т1, а нагрузка 2 – по линии Л2 и транс-

форматору Т2. При этом в исходном режиме секционный разъединитель СР находится в разомкнутом состоянии, а секционный автоматический выключатель САВ отключен на стороне низкого напряжения (как правило, 0,4 кВ).

При возникновении повреждения, например, на линии Л1 исчезает напряжение на нагрузке 1 и секции шин Ic. Устройство АВР включает САВ, тем самым подавая напряжение на секцию Ic от второй секции шин – IIc. В случае с местным АВР мощность каждого трансформатора с учетом его возможной перегрузки выбирают исходя из общей нагрузки подстанции, то есть потребителей П1 и П2. Поскольку местное АВР срабатывает по факту исчезновения напряжения на одной из секций шин, то у потребителей погашенной секции возникает значительный перерыв питания, обусловленный выдержкой времени пускового органа и времени отключения и включения автоматических выключателей. Это приводит к отключению двигательной нагрузки и, как следствие, к нарушению технологических процессов у потребителей.

В случае подстанционного АВР на стороне высокого напряжения или местного АВР на стороне низкого напряжения вся аппаратура, в том числе выключатели, на которые они действуют, расположена на подстанции. В отличие от них **сетевые АВР** представляют собой комплекс устройств, расположенных в нескольких точках электрической сети [4]. Один из вариантов установки АВР в электрической сети приведен на рисунке 3.

Сетевые АВР состоят из:

- секционных управляемых коммутационных аппаратов (Q3 для АВР1 и Q5 для АВР2), в качестве которых могут использоваться выключатели, входящие в состав пунктов автоматического секционирования или реклоузеров;
- устройства АВР, переключающие питание ЛЭП на резервный источник путем включения выключателя, который в исходном нормальном режиме отключен;
- релейной защиты секционирующих коммутационных аппаратов, предназначенных для работы на линиях с двухсторонним питанием,

с возможностью автоматического изменения уставок при срабатывании АВР и изменении режима работы сети.

В исходном нормальном режиме электроснабжение потребителей, подключенных к линиям Л1 и Л2, осуществляется от источника питания ИП1, к линии Л3 – от ИП2, к линиям Л4 и Л5 – от ИП3. Комму-

тационные аппараты Q3 и Q4 отключены, а все остальные (Q1, Q2, Q4, Q6, Q7) включены.

Сетевые АВР действуют следующим образом. При повреждении, например, в точке К1 на линии Л1 релейная защита подает команду на отключение выключателя Q1. В результате его отключения у потребителей, подключенных к линиям

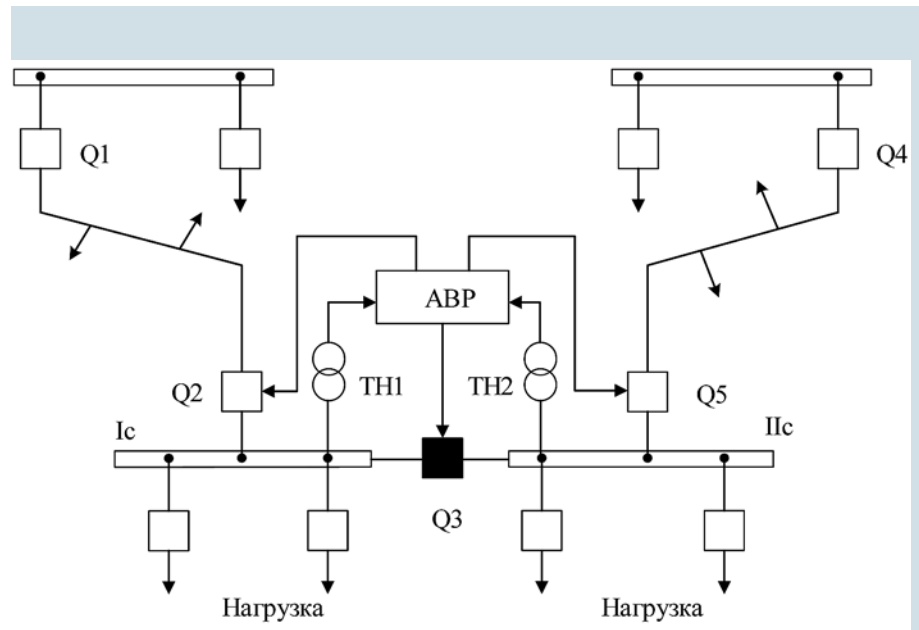


Рис. 1. Схема сети с подстанционным устройством АВР двухстороннего действия на секционном выключателе системы шин высокого напряжения

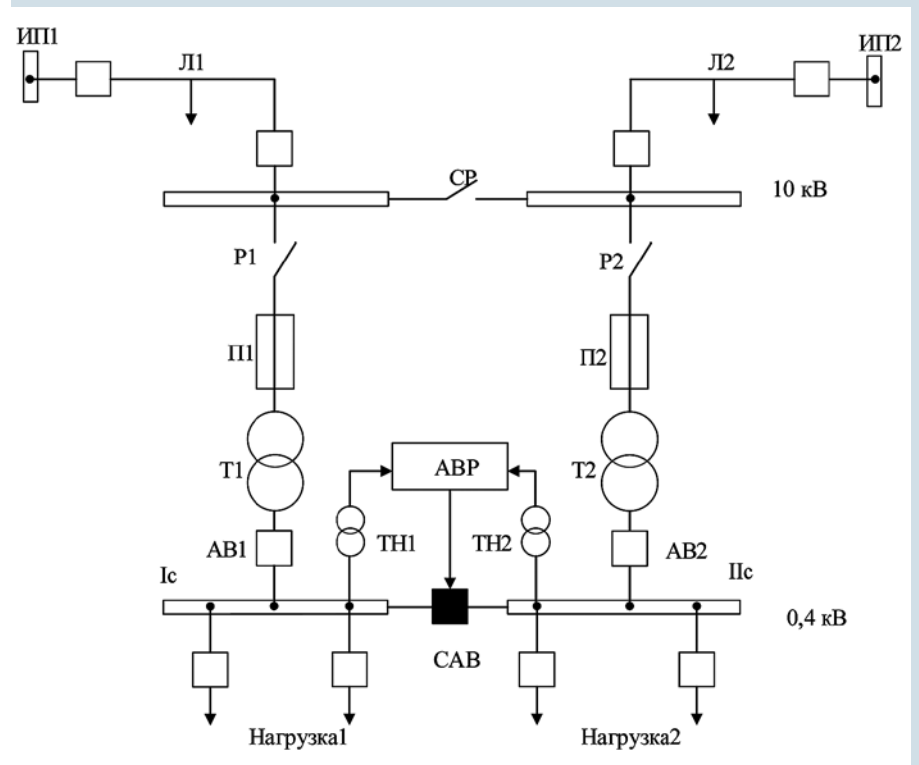


Рис. 2. Схема сети и подстанции с местным устройством АВР на низком напряжении

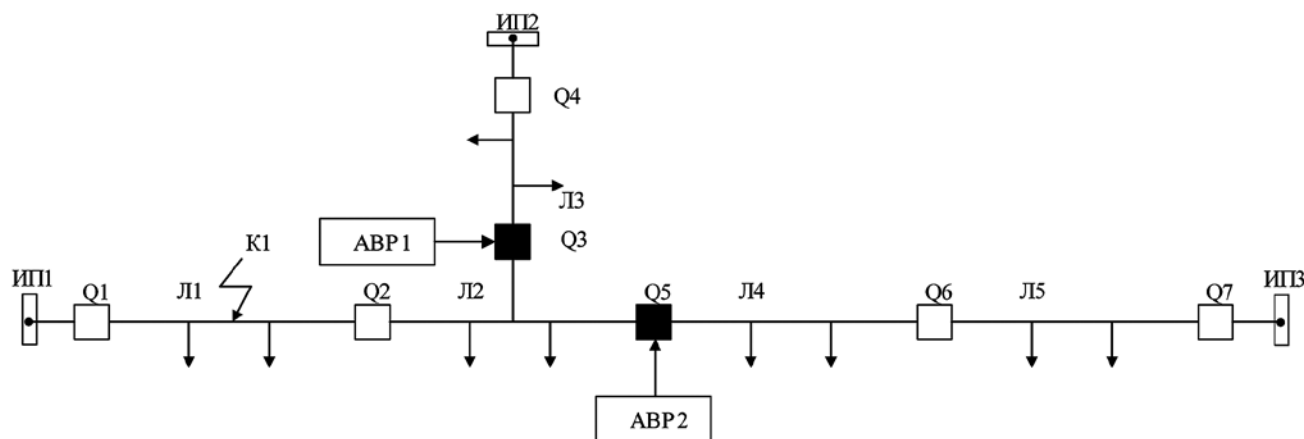


Рис. 3. Схема электрической сети с сетевыми АВР линиях электропередачи

Л1 и Л2, происходит нарушение электроснабжения. Устройства АВР1 и АВР2 на выключателях Q3 и Q5 соответственно фиксируют отсутствие напряжения со стороны подстанции ИП1, и происходит запуск блоков выдержки времени на срабатывание.

Следует отметить, что при аварийном режиме существующие принципы выполнения сетевых АВР не позволяют в реальном времени определить оптимальный вариант их срабатывания с учетом потерь активной мощности в сети, недопущения перегрузки ее элементов и обеспечения требуемого уровня напряжения у потребителей. Поэтому для предотвращения одновременного срабатывания АВР1 и АВР2 (и тем самым образования кольцевой схемы сети) данные устройства имеют различные выдержки времени на срабатывание – или одно из них выводится в резерв. Если, например, выдержка времени на АВР2 меньше, чем на АВР1, то устройство АВР2 при наличии напряжения со стороны подстанции ИП3 подает команду на включение секционирующего выключателя Q5.

Однако следует заметить, что в большинстве случаев выключатель Q2 остается во включенном положении и сетевое АВР срабатывает на неустранившееся короткое замыкание. Попытки автоматически отключить выключатель Q2 собственной защитой в рассматриваемых ава-

рийных режимах, как правило, малоэффективны. Для обеспечения селективного отключения поврежденных линий при срабатывании устройств АВР необходимо устанавливать на секционирующих выключателях дистанционную или максимальную токовую направленную защиту. При благоприятных обстоятельствах потребители, подключенные к линии Л2, получают питание от подстанции ИП3.

Если повреждение произошло не на ЛЭП, а на подстанции (например, на ИП2), то устройство АВР1 фиксирует отсутствие напряжения со стороны данного источника питания. Но если при этом АВР1 срабатывает и выдает команду на включение секционного выключателя Q3, то на поврежденный источник ИП2 может быть подано напряжение от резервного источника ИП1. Такой режим, как правило, является недопустимым. Поэтому перед срабатыванием устройства АВР1 необходимо предварительно отключить головной выключатель Q1 линии Л1. Данная операция (отключение) выполняется в бестоковую паузу специальной автоматикой деления (АД) при отсутствии напряжения на шинах подстанции ИП1. При этом выбирается время срабатывания АД меньше уставки времени срабатывания устройства АВР1, но больше времени срабатывания устройств РЗА (например, АПВ) на подстанции ИП1.

## Выводы

1. Применение устройств АВР в распределительных электрических сетях повышает надежность электроснабжения потребителей. Однако подстанционные устройства АВР не всегда обеспечивают быстрое срабатывание, необходимое для сохранения устойчивости функционирования двигательной нагрузки.

2. Необходима разработка методических подходов и технических решений для сетевых АВР в целях реализации оптимальных вариантов электроснабжения потребителей в аварийных режимах и предотвращения срабатывания сетевых АВР на неустранившееся короткое замыкание в распределительной электрической сети с более чем двумя источниками питания.

### Список литературы

1. Левченко, М.Г. Автоматическое включение резерва / М.Г. Левченко, М.И. Хомяков. – М.: Энергия, 1971. – 80 с.
2. Беркович, М.А. Основы автоматизации энергосистем / М.А. Беркович, А.Н. Комаров, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 432 с.
3. Овчаренко, Н.И. Автоматика энергосистем / Н.И. Овчаренко. – М.: Издательский дом МЭИ, 2016. – 476 с.
4. Будзко, И.А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, Н.М. Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 495 с.

Ю.А. КОШИН,  
начальник  
участка метрологии цеха наладки  
электротехнического оборудования  
филиала «Инженерный центр»  
ОАО «Белэнергоремналадка»



А.К. КАДЫРКО,  
инженер I категории  
участка метрологии цеха наладки  
электротехнического оборудования  
филиала «Инженерный центр»  
ОАО «Белэнергоремналадка»



# ГАЗОАНАЛИТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ОПЫТ РЕМОНТА И ОБСЛУЖИВАНИЯ

В статье рассмотрены газоанализаторы, которые использовались в Белорусской энергосистеме в период с 2010 по 2020 год, представлены результаты анализа изменений парка газоаналитического оборудования за последнее десятилетие, а также обозначены основные проблемы, возникающие в процессе его эксплуатации, обслуживания и ремонта. При исследовании использовались данные, предоставленные специалистами участка метрологии филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнергоремналадка», имеющими большой опыт технического обслуживания, ремонта и восстановления работоспособности измерительного оборудования.

## Основные типы и задачи газоанализаторов

В настоящее время в различных отраслях ТЭК эксплуатируется огромное количество газоана-

лизаторов, отличающихся друг от друга по многим параметрам, начиная от внешнего вида и заканчивая принципом действия (рис. 1). Технические различия приборов обусловлены в первую очередь

задачами, которые они призваны решать.

Так, для широко используемых в энергетике газоанализаторов процесса горения типовые задачи включают:



Рис. 1. Классификация газоанализаторов



- непрерывный контроль кислорода и СО в уходящих газах котлов ГТУ;
- непрерывный контроль экологических выбросов;
- непрерывный контроль чистоты O<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>;
- периодический контроль O<sub>2</sub>, СО, NO<sub>x</sub> и SO<sub>2</sub> в уходящих газах.

Применяются данные приборы при регулировке и контроле газовых печей, горелок, котлов, турбин и других устройств, работающих на сжигании различного топлива (газа, угля, мазута и др.).

Для анализа состава воздуха в рабочей зоне используются газо-сигнализаторы (детекторы наличия концентрации газов), с помощью которых отслеживается критический уровень взрывоопасных и токсичных паров и газов. Такие приборы устанавливаются в производственных помещениях, колодцах, шахтах и коллекторах.

На тепловых электрических станциях (ТЭЦ, ГРЭС), как правило, применяются стационарные газоанализаторы. Они предназначены для измерения количества в воздухе кислорода, водорода, оксида азота, серы, метана, фреона и ряда других газообразных веществ.

Следует отметить, что в период с 2010 по 2020 год в ходе строительства, модернизации и реконструкции энергетических объектов Белорусской энергосистемы произошла смена приборного парка электростанций, в том числе в области газового анализа, где стали применяться новые измерительные системы.

В ходе настоящего исследования рассматривались типы газоанализаторов, которые предоставлялись для ремонта и поверки в участок метрологии филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнергоремналадка» в течение последнего десятилетия (ежегодно порядка 600 приборов). Обработывалась также информация по газоанализаторам, которые обслуживались как на базе участка метрологии, так и по месту их установки.

Конечно, при таком подходе невозможно охватить абсолютно весь перечень систем газового анализа, используемых на энергетических предприятиях Республики Беларусь, однако полученные данные позволяют сформировать актуальное представление о ситуации и тенденциях использования разных типов газоанализаторов.

### Характеристика парка газоаналитического оборудования

Все газоаналитическое оборудование, применяемое в системе энергетики, можно разделить на две большие группы: собственно газоанализаторы, которые измеряют соответствующие параметры технологического процесса получения электрической и тепловой энергии, и сигнализаторы, или приборы безопасности.

На рисунке 2 можно видеть, как на протяжении десятилетия менялось соотношение между этими двумя группами.

Начиная с 2014 года, после принятия в Беларуси ряда законодательных актов в сфере безопасности и охраны труда, количество применяемых сигнализаторов возросло и ежегодно увеличивается. Так, к 2020 году почти две трети от всех обслуживаемых газоанализаторов составляли именно приборы безопасности.

По характеру измеряемой величины (типу газа) газоаналитические системы делятся на три группы, что связано с особенностями технологического процесса выработки электрической и тепловой энергии. Наиболее широко применяются анализаторы кислорода, или кислородомеры, следующую по распространенности группу составляют анализаторы водорода. Третья группа – приборы по определению концентрации СО, NO и других компонентов, а также многокомпонентные газоанализаторы.

В начале исследуемого периода (2010–2011) основная масса **кислородомеров** была представлена приборами МН5130, МН5130-1, МН5106, МН5106-2 и КГА-8С (КГА-8СЕ). В единичных экземплярах еще встречаются газоанализаторы типа ГТМ5101-ВЗ, ГТМ5101М, ГТМК-18, АГТ-О2. Но постепенно на смену приборам, произведенным во времена СССР, приходят новые – в частности, получают распространение анализаторы кислорода АГО011 и ТДК-3М. С течением времени накопленный опыт эксплуатации позволил оценить разные приборы с точки зрения надежности и ремонтпригодности, доступности расходных материалов и запасных частей, а также возможности интеграции в системы автоматизированного управления. К 2020 году лидирующие позиции заняли российские модели КГА-8С (КГА-8СЕ) и ТДК-3М.

Примерно ту же ситуацию мы наблюдаем и среди **анализаторов водорода**. Если в начале десятилетия активно эксплуатировались ТП 1116, ТП 1120, то к 2020 году вперед выходят более наукоемкие модели, обладающие большими возможностями. Широко эксплуатируется линейка многофункциональных газоанализаторов серии ГАММА-100 (Россия).

Нужно отметить, что современные газоанализаторы типа КГА-8С,

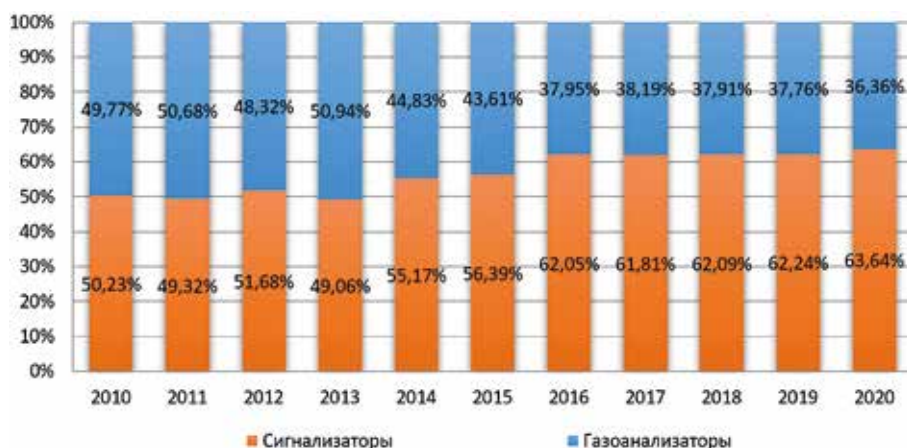


Рис. 2. Соотношение газоанализаторов и сигнализаторов, применяемых в энергосистеме Республики Беларусь в период с 2010 по 2020 год

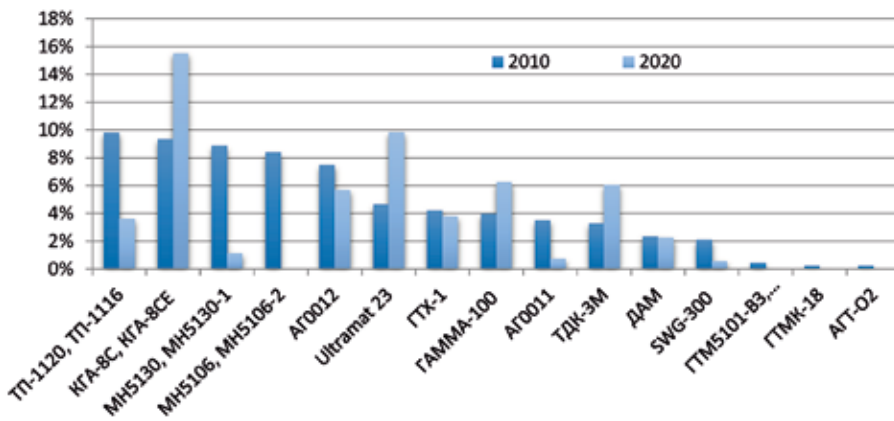


Рис. 3. Газоанализаторы, используемые в энергосистеме Республики Беларусь по состоянию на 2010 и 2020 годы

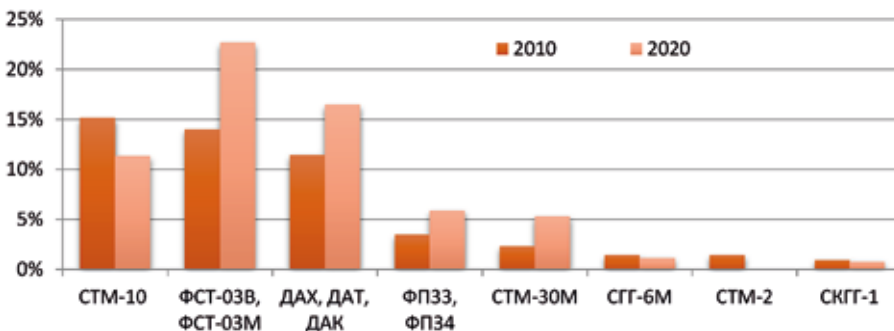


Рис. 4. Сигнализаторы, используемые в энергосистеме Республики Беларусь по состоянию на 2010 и 2020 годы

ГАММА-100 позволяют измерять концентрацию различных типов газов – возможности прибора определяются типом используемой электрохимической ячейки. Так, например, газоанализатор КГА-8С может определять содержание в воздухе кислорода, оксида углерода и оксида азота.

**Многокомпонентные газоанализаторы** (ULTRAMAT 23, SWG 300) также находят применение, однако их широкое распространение ограничено высокой стоимостью, отсутствием расходных материалов и, как следствие, низкой ремонтнопригодностью.

На рисунке 3 представлено распределение разных типов газоанализаторов по частоте эксплуатации в энергосистеме Республики Беларусь в 2010 и 2020 годах. Как видно, часть приборного парка газоанализаторов по состоянию на 2020 год уже окончательно выведена из эксплуатации. Модели ГТМК-18, АГТ-02 исчезли из поля зрения статистики в 2011 году, в 2016-м перестали поверяться газоанализаторы типа ГТМ5101, а кис-

лородомер МН5106 последний раз обслуживался в 2018 году. В целом переломным годом стал 2015-й, когда выросло количество многофункциональных газоаналитических систем, а приборы предыдущих поколений, порой уже неоднократно выработавшие свой ресурс, стали массово выводиться из эксплуатации.

Несколько иное распределение наблюдается в группе сигнализаторов (газосигнализаторов), используемых в качестве приборов безопасности (рис. 4). Из диаграммы следует, что новые сигнализаторы вытесняют своих предшественников. Так, газосигнализаторы СТМ-2 сменила широко распространенная модель СТМ-10, которой, в свою очередь, пришли на смену российские датчики-анализаторы ДАТ, ДАХ, ДАК. Одновременно в эксплуатацию вводится большое количество приборов белорусского производства: ФСТ-03В, ФСТ-03М, ФПЗ3, ФПЗ4. Наряду с немногочисленными эксплуатируемыми СГГ-6М, СКГГ-1 все более широко применяются модульные наукоемкие сигнализаторы типа СТМ-30.

## Ремонт и обслуживание газоанализаторов и сигнализаторов

Несмотря на многообразие газоаналитических систем, набор базовых элементов у всех газоанализаторов один и тот же:

- корпус, в котором заключены рабочие элементы;
- блок питания, блок аккумуляторов либо плата управления питанием;
- первичный преобразователь (датчик, чувствительный элемент), преобразующий искомым компонент газового состава в электрический сигнал;
- измерительный блок, который обрабатывает сигнал, полученный от датчика.

Соответственно, при ремонте газоанализаторов инженер сталкивается со следующими основными типами неисправностей:

- неисправности, связанные с отсутствием питания (или, наоборот, с избыточным питанием);
- неисправности, связанные с чувствительным элементом;
- неисправности, связанные с измерительным блоком.

К последней группе также можно отнести неисправности, связанные с управлением прибором, индикацией данных, системой сигнализации и пр.

Ремонт любого газоанализатора начинается с диагностики, которая позволяет локализовать неисправность и определить способ ее устранения. При этом нередки случаи, когда внешне полностью функциональный прибор, не проходит метрологическую поверку и подлежит изъятию из эксплуатации. Выяснить причину такой ситуации позволяет только диагностика в объеме поверки. Причины несоответствия газоанализатора техническим характеристикам могут быть самыми разными – начиная от проблем с питанием и заканчивая сбоями в ПО измерительного блока. Поэтому диагностике прибора посвящается треть времени, отводимого на ремонт.

После локализации неисправности производится ее устранение. Завершающий этап ремонта – настройка газоанализатора и проверка его соответствия техническим характеристикам (в объеме поверки).



Обобщая опыт ремонта газоанализаторов и сигнализаторов, накопленный за десятилетний период (2010–2020), можно утверждать следующее.

1. В девяти случаях из десяти причиной отказа газоанализатора является выход из строя его чувствительного элемента. Это может быть обусловлено выработкой ресурса (для некоторых типов электрохимических ячеек он составляет 6 месяцев), нетипичными условиями эксплуатации, ошибками при монтаже и т.д. Срок жизни чувствительного элемента напрямую зависит от среды эксплуатации. В данном случае должен быть серьезно рассмотрен вопрос пробоподготовки. Иногда система пробоотбора не менее сложна, чем сам газоанализатор, и включает в себя охладители, кондиционер, сушильный шкаф и др. Это, конечно же, сильно сказывается на стоимости прибора в сторону удорожания.

В газоанализаторах типа КГА-8С реализована система принудительной подачи газовой смеси на электрохимическую ячейку. Поскольку рабочая среда достаточно агрессивна, в первую очередь страдают побудители расхода (сами ячейки при этом работают нормально).

Замена чувствительного элемента СТМ-2, СТМ-10, КГА-8С(СЕ), ФСТ-03 В (М) является стандартной процедурой и часто выполняется по месту установки газоанализатора. После замены датчика приборы нужно настроить на рабочий диапазон. Для этого необходимо иметь набор поверочных газовых смесей (каждый тип газоанализаторов требует своего комплекта, включающего от 3 до 6 смесей с газами различных концентраций). К примеру, на участке метрологии ОАО «Белэнергоремналадка» в постоянном обороте находится более 60 баллонов с разными поверочными смесями.

Особо следует выделить газоанализатор ТДК-3М. Чувствительный элемент к нему изготавливается для каждого заказчика индивидуально. Такие чувствительные элементы можно ремонтировать – восстанавливать их функциональность, чувствительность. Но делает это только завод-изготовитель, и стоимость восстановления составляет

около двух третей стоимости нового чувствительного элемента. Следует также учесть, что надежность восстановленного элемента снижается.

2. На втором по распространенности месте – неисправности, связанные с питанием. К сожалению, «лидером» здесь выступают сигнализаторы модели СТМ-10 – в большинстве случаев при их поломке требуется именно ремонт модуля питания.

3. Срок службы газоанализатора ограничивается, как правило, десятью годами. Дальнейшее поддержание его работоспособности становится затратным и нецелесообразным. Это связано с тем, что СИ постоянно совершенствуются, на рынок выходят наукоемкие модели с более высокими точностными характеристиками. Они функциональнее предшествующих, изготавливаются из современных материалов, используют новую элементную базу и актуальное ПО. В такой ситуации расходные материалы и запчасти для «старых» приборов дорожают, снижается их доступность (вплоть до необходимости изготовления на заказ). Более того, производители не всегда продлевают в государственном реестре средств измерений сроки действия сертификатов для приборов, снятых с производства.

4. Ремонтировать новые модели газоанализаторов легче и в то же время сложнее по сравнению с предшественниками. Легче прежде всего потому, что после диагностики ремонт выполняется крупноузловым методом. То есть если разрушена кнопка на панели управления или деформирован дисплей, то полностью меняется плата управления, блок индикации и т.д. Даже при ремонте плат питания дешевле заменять их целиком, чем тратить время на поиск и замену неисправного дискретного элемента. Такой подход в настоящее время является приоритетным, так как сокращает сроки восстановления прибора.

В свою очередь, сложность ремонта обусловлена использованием в современных газоанализаторах программного обеспечения (помимо механики и электроники). Отказы приборов по причине сбоев встроенных программ диагностиру-

ются на порядок сложнее, и выполнить такой ремонт зачастую можно только с привлечением организации-изготовителя.

5. Следует отметить, что одним из важнейших условий надежной и четкой работы систем измерения состава газов является правильный выбор вспомогательных устройств, обеспечивающих подготовку газовой смеси к проведению анализа. Нормальная работа газоанализаторов может быть обеспечена только при выполнении следующих технических условий:

- отсутствие в анализируемой смеси компонентов, не указанных в технических условиях;
- отсутствие или допустимая концентрация вредных (агрессивных) компонентов по отношению к выбранному типу анализаторов;
- предельно допустимые концентрации твердой и жидкой фаз;
- требуемые температура, давление и расход анализируемой смеси через анализатор.

## Заключение

В энергетической отрасли большое внимание уделяется вопросам промышленной и экологической безопасности, охраны труда, о чем свидетельствует последовательное внедрение систем газосигнализации на различных объектах Белорусской энергосистемы – от крупных ТЭЦ, ГРЭС и ГЭС до малых котельных.

За последнее десятилетие на предприятиях отрасли значительно обновился парк средств измерений, в том числе предназначенных для газового анализа. При внедрении новых приборов упор делается на повышение надежности, точности измерений, способности к автоматическому управлению.

Обслуживание новых моделей газоанализаторов требует высокого профессионализма, поэтому специалисты, обеспечивающие ремонт и поверку приборов, применяемых на отраслевых энергообъектах, регулярно повышают квалификацию в специализированных учебных центрах и поддерживают связи с разработчиками и изготовителями газоанализаторов.

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



А.В. СКАЛОЗУБОВ,  
начальник  
планово-экономического отдела  
РУП «Белэнергосетьпроект»



## ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗВИТИЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ РАСШИРЕНИЯ НОВОГРУДСКОЙ ВЭС

Анализ международного опыта показывает, что развитие распределенной генерации (РГ) в мире происходит в основном за счет строительства генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Это устойчивый тренд, оказывающий существенное влияние как на режимы работы энергосистем, так и на развитие экономического потенциала регионов. В статье дано обоснование расширения первой промышленной ветроэлектростанции Беларуси [1] – Новогрудской ветроэлектрической станции (ВЭС) РУП «Гродноэнерго». Оценка эффективности использования инвестиционных ресурсов выполнена путем сопоставления ожидаемой чистой прибыли от реализации проекта с инвестированным в проект капиталом.

Традиционно под объектом РГ понимается электростанция, состоящая из одной или нескольких генерирующих установок (ГУ), подключаемая к распределительным сетям или сетям внутреннего электроснабжения потребителей напряжением до 110 кВ включительно. Объект РГ максимально приближен к узлу электропотребления, работает параллельно с энергосистемой или в островном (автономном) режиме (без присоединения к сетям), имеет в точке общего присоединения суммарную установленную мощность до 25 МВт и использует для производства энергии (электрической, тепловой, холодной и др.) разные первичные источники энергии, включая возобновляемые.

В [2, 3] показано, что интеграция РГ в дефицитные узлы сети позволяет снижать перетоки активной (реактивной) мощности в распределительных сетях напряжением 0,4–110 кВ и сетях внутреннего электроснабжения энергорайонов, а также потери электроэнергии. Особенности оценки структурной надежности систем с объектами РГ детально рассмотрены в [4, 5] и в настоящей статье не затрагиваются.

Объем капитальных вложений в строительство объектов РГ зависит от их мощности и варианта реализации. По оценкам экспертов, стоимость 1 кВт установленной



мощности РГ в 2–5 раз меньше, чем у традиционных электростанций, что благоприятно сказывается на сроках окупаемости объектов РГ и делает их строительство привлекательным для инвесторов. Кроме того, для блок-станции сроки реализации проекта строитель-



ства (от начала проектирования до ввода в эксплуатацию) составляют от 9 до 12 месяцев, в то время как для традиционной электростанции – не менее 3–5 лет [6].

### Подходы к развитию ВИЭ в Беларуси

В Республике Беларусь с 2011 года действует система стимулирования использования ВИЭ в виде повышенных тарифов на закупку электроэнергии в первые 10 лет эксплуатации объекта возобновляемой энергетики. Стимулирующие тарифы устанавливаются на уровне цен на электрическую энергию для промышленных и приравненных к ним потребителей с присоединенной мощностью до 750 кВА с применением специальных коэффициентов: первые 10 лет установки на ВИЭ работают в дотационном режиме с повышенным коэффициентом, последующие 10 лет – с пониженным [7].

Эти меры существенно влияют на развитие блок-станций, использующих ВИЭ. К примеру, несколько завышенные коэффициенты на электроэнергию от солнечных электростанций (изначально был установлен коэффициент 3) привели к излишнему ажиотажу в этой отрасли. В связи с этим были введены ограничения в виде квот на введение новых солнечных мощностей, а стимулирующий коэффициент снижен сначала до 2,7, а затем до 1,3.

Тем не менее анализ технико-экономических аспектов строительства фотоэлектрической станции, а также технических решений, принятых при разработке схемы ее присоединения к Белорусской энергосистеме, свидетельствует о том, что и сегодня реализация такого проекта является целесообразной, несмотря на отрицательное значение чистого дисконтированного дохода и превышение динамического срока окупаемости над сроком эксплуатации основного оборудования [8].

Согласно [9] с 2019 года в Республике Беларусь предусмотрено:

- сохранение повышающих коэффициентов для установок по использованию ВИЭ, создание которых осуществляется в пределах квот, распределенных до 1 ноября 2019 года;
- введение стимулирующих коэффициентов для установок по использованию ВИЭ, создание которых осуществляется в пределах квот, распределенных после 1 ноября 2019 года;
- сохранение возможности уменьшения коэффициентов, применяемых при установлении тарифов на электроэнергию, произведенную установками по использованию ВИЭ, создание которых осуществляется в пределах квот, распределенных как до 1 ноября 2019 года, так и после указанного срока, по инициативе претендентов, имеющих намерение создать такие установки.

Несмотря на уменьшение повышающих коэффициентов строительство установок, использующих ВИЭ, в Белорусской энергосистеме остается высокорентабельным, так как стоимость оборудования таких установок динамически снижается ввиду стремительного развития и удешевления зеленых технологий.



### Текущее состояние, технические ограничения и перспективы развития Новогрудской ВЭС

В настоящее время ветропарк в н.п. Грабники Новогрудского района состоит из шести ВЭУ по 1,5 МВт РУП «Гродноэнерго» и одной установки мощностью 2,5 МВт Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды. Таким образом, установленная мощность ВЭС составляет 11,5 МВт. Выдачу мощности в энергосистему обеспечивает ПС 110/35/10 кВ «Ветропарк» с двумя трансформаторами суммарной мощностью 10 МВА, построенная по проекту РУП «Белэнергопроект» в 2016 году.

Анализ главной схемы ПС «Ветропарк» с учетом уже установленных ВЭУ свидетельствует о возможности подключения к шинам 10 кВ подстанции порядка 8 МВт дополнительных генерирующих мощностей. По условию пропускной способности техническим ограничением является величина суммарной генерации (существующей и предполагаемой новой), которая не должна превышать 10 МВт на каждой секции шин 10 кВ (секции 1 и 2). В связи с этим при закупке ветроагрегатов для расширения станции должна быть учтена необходимость внедрения автоматики, ограничивающей общую мощность ВЭУ.

Проведенные расчеты позволили сделать следующие выводы:

- коэффициент использования установленной мощности ВЭУ единичной мощностью от 800 кВт до 3,3 МВт составляет 33–35 %, соответственно, технические требования на закупку ВЭУ должны быть адаптированы для широкого диапазона агрегатов, что позволит повысить их конкурентоспособность;
- срок окупаемости ВЭУ единичной мощностью от 2,5 до 4 МВт практически одинаков, в связи с чем целесообразно в технических требованиях на закупку предусматривать приобретение ВЭУ указанного диапазона мощности.

Имеются также ограничения по уровню шума от ВЭУ при скорости ветра 8 м/с (не должен превышать 107,5 дБА) и высоте установки на одной из площадок (требование ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»).

В целях унификации к внедрению предложены четыре ВЭУ установленной мощностью по 2,5 МВт (планируемое увеличение генерации – 10 МВт). Для обеспечения оптимальной загрузки силовых трансформаторов предлагается перераспределить существующую и проектируемую генерацию по секциям 10 кВ в следующем виде:

- секция 1 – одна существующая и две проектируемые ВЭУ установленной мощностью по 2,5 МВт, а также две существующие ВЭУ по 1,5 МВт (суммарная генерация – 10,5 МВт);

- секция 2 – две проектируемые ВЭУ по 2,5 МВт и четыре существующие ВЭУ по 1,5 МВт (суммарная генерация – 11 МВт).

Для проектируемых ВЭУ мощностью 2,5 МВт расчетная нагрузка новых КЛ 10 кВ подстанции «Ветропарк» в нормальном и послеаварийном режимах соответственно составляет 2,9 МВА (167 А) и 0 МВА. Нагрузка 2,9 МВА соответствует полной выдаче генерирующей мощности проектируемой ВЭУ при  $\cos \varphi = 0,86$ .

### Оценка эффективности расширения ВЭС

При оценке эффективности расширения Новогрудской ВЭС была использована концепция дисконтирования денежных потоков. Финансирование капитальных затрат на реализацию проекта планируется осуществлять за счет собственных ресурсов РУП «Гродноэнерго». Инфляция на весь период строительства и эксплуатации объекта не учитывалась.

В основу расчета эффективности инвестиций положены ориентировочные капиталовложения и эксплуатационные

издержки. Основные результаты оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов приведены в таблицах 1–4 и на рисунке.

При технико-экономическом анализе инвестиционного проекта применялся метод сравнения. Суть его заключается в следующем. Моделируются две ситуации: «инвестиционный проект реализован» (основной вариант) и «инвестиционный проект реализован не будет». Оценка целесообразности проекта выполняется путем анализа его влияния на основные экономические показатели предприятия, осуществляющего данный проект (РУП «Гродноэнерго»).

Для оценки эффективности проекта чистые доходы предприятия, завершившего реализацию проекта, сравниваются с капиталовложениями.

Для технико-экономической оценки инвестиционного проекта применялись следующие критерии:

- чистая дисконтированная стоимость (ЧДД), определяемая как разность совокупного дохода от реализации продукции, рассчитанного за период реализации проекта, и всех видов расходов, суммированных за тот же период, с учетом фактора времени;

- индекс рентабельности инвестиций, или индекс доходности (ИД), рассчитываемый как отношение доходов к единице затрат;

- простой срок окупаемости инвестиций – отношение инвестиционных вложений на строительство ВЭС к притоку денежных средств (доходов) в заданном периоде

Таблица 1. Основные технико-экономические показатели проекта

Наименование показателей	Проектные показатели
Установленная мощность, МВт	10,0
Годовой отпуск электроэнергии от ВЭС, тыс. кВт·ч	26 444,0
Ориентировочная стоимость строительства без НДС, млн руб.	35,99
Годовые эксплуатационные затраты по ВЭС, млн руб.	0,442
Годовая чистая прибыль РУП «Гродноэнерго» от реализации электроэнергии от ВЭС, млн руб.	3,50
Динамический срок окупаемости проекта при реальной ставке рефинансирования 2,84 %, лет	8,65
Внутренняя норма доходности, %	6,04
Продолжительность строительства, мес.	8,0

Таблица 2. Капиталовложения в проект

Наименование	Стоимость без НДС, млн руб.
Строительно-монтажные работы	11,81
Оборудование	24,03
Прочие капиталовложения	0,15
ИТОГО	35,99

Таблица 3. Налоги, которые учитывались при расчетах эффективности расширения ВЭС

Виды налогов и сборов	Налогооблагаемая база	Ставка
<b>От реализации</b>		
НДС	Обороты по реализации товаров, работ и услуг на территории РБ	20 %
<b>Относимые на себестоимость</b>		
Отчисления в ФСЗН	Все виды выплат, начисленных в пользу работников, в денежном и (или) натуральном выражении	34 %
Отчисления в Белгосстрах		0,52 %
Земельный налог	Зависит от кадастровой стоимости земельного участка	Согласно приложениям 2–5 НКРБ (особенная часть)
Экологический налог	Фактические объемы выбросов, (сбросов), отходов и т.д.	Согласно приложениям 6–9 НКРБ (особенная часть)
Налог на недвижимость	Исходя из остаточной стоимости зданий, сооружений и передаточных устройств и стоимости зданий и сооружений, передаточных устройств сверхнормативного незавершенного строительства по состоянию на 1 января	1 %
<b>Из прибыли (доходов)</b>		
Налоги на доходы и прибыль предприятий	Налогооблагаемая прибыль	18 %



Таблица 4. Обобщенные данные об эффективности инвестиций в расширение Новогрудской ВЭС

Наименование показателей	Ед. изм.	Годы реализации проекта								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>Капитальные вложения:</b>	<b>млн руб.</b>	35,99	–	–	–	–	–	–	–	–
– строительно-монтажные работы	млн руб.	11,81	–	–	–	–	–	–	–	–
– оборудование	млн руб.	24,03	–	–	–	–	–	–	–	–
– прочие	млн руб.	0,15	–	–	–	–	–	–	–	–
Среднегодовая выработка электроэнергии	млн кВт·ч	–	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78	37,78
Среднегодовой полезный отпуск электроэнергии	млн кВт·ч	–	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44	26,44
Затраты на сервисное обслуживание	млн руб.	–	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442	0,442
Площадь земельного участка, необходимого для установки ВЭС с подъездной дорогой и просекой	га	0,9056	–	–	–	–	–	–	–	–
Арендная плата за землю	руб./га	155,4	–	–	–	–	–	–	–	–
Курс доллара на 18.09.2020	руб.	2,4954	–	–	–	–	–	–	–	–
Цена электроэнергии от ВЭУ	руб./кВт·ч	–	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25
<b>Суммарная годовая прибыль при строительстве ВЭС за вычетом налогов</b>	<b>млн руб.</b>	<b>–</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>	<b>3,50</b>
<b>Амортизация ВЭС</b>	<b>млн руб.</b>	<b>–</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>	<b>1,80</b>
<b>Чистый доход от проекта</b>	<b>млн руб.</b>	<b>–</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>	<b>5,30</b>
Сальдо потока	млн руб.	–35,99	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30	5,30
<b>То же нарастающим итогом</b>	<b>млн руб.</b>	<b>–35,99</b>	<b>–30,69</b>	<b>–25,39</b>	<b>–20,09</b>	<b>–14,79</b>	<b>–9,49</b>	<b>–4,19</b>	<b>1,12</b>	<b>6,42</b>
Коэффициент дисконтирования		1,00	0,97	0,95	0,92	0,89	0,87	0,85	0,82	0,80
Дисконтированное сальдо потока	млн руб.	–35,99	5,15	5,01	4,87	4,74	4,61	4,48	4,36	4,24
<b>То же нарастающим итогом</b>	<b>млн руб.</b>	<b>–35,99</b>	<b>–30,84</b>	<b>–25,82</b>	<b>–20,95</b>	<b>–16,21</b>	<b>–11,61</b>	<b>–7,13</b>	<b>–2,77</b>	<b>1,47</b>

T – это период, за который сумма чистого денежного потока от нового проекта покрывает сумму вложенных в него средств.

- динамический срок окупаемости инвестиций ( $T_{ок}^{дин}$ ) – время, за которое произойдет возврат инвестиций и получение нормативного дохода на уровне принятой ставки дисконтирования (рассчитывается из накопительного дисконтированного дохода по уравнению, решаемому относительно расчетного периода T);

- внутренняя норма доходности инвестиций (ВНД) – значение ставки дисконтирования, при которой ЧДД равно нулю;

Условия целесообразности реализации проекта:

$$ЧДД \geq 0;$$

$$ИД \geq 1;$$

$$T_{ок}^{дин} \leq T;$$

$$ВНД \geq r, \text{ где } r - \text{ ставка дисконтирования.}$$

Капиталовложения, принятые на дату разработки сметной документации согласно сводно-сметному расчету, представлены в таблице 2.

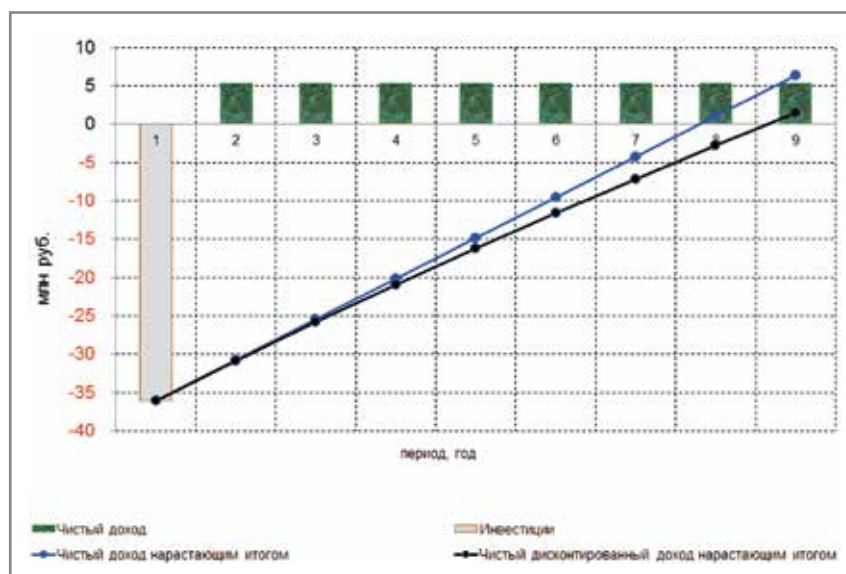
Нормативный срок службы ВЭУ принят равным 20 годам согласно данным производителя оборудования. Ставка дисконтирования определена на уровне 2,84 %.

Известно, что себестоимость электроэнергии формируется из следующих основных элементов:

- материальные затраты;
- расходы на оплату труда персонала;

- отчисления на социальные нужды;
- амортизация основных средств и нематериальных активов;
- прочие затраты;
- расходы на реализацию.

При этом наибольшую долю составляют амортизационные отчисления. Себестоимость одного киловатт-часа, произведенного ВЭС, формируется путем деления общих затрат на производство электроэнергии на ее полезный отпуск.



Оценка эффективности реализации проекта по расширению Новогрудской ВЭС

Таблица 5. Анализ чувствительности проекта

Показатель	Ед. изм.	Проект	Факторы чувствительности			
			Объем капиталовложений		Объем реализации электроэнергии	
			+10 %	-10 %	+10 %	-10 %
Простой срок окупаемости проекта	лет	7,79	8,42	7,15	7,16	8,57
Динамический срок окупаемости проекта	лет	8,65	9,46	7,86	7,86	9,65
Чистый дисконтированный доход	млн руб.	4,16	4,09	4,23	4,69	3,63
Внутренняя норма доходности	%	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05
Индекс рентабельности		1,12	1,10	1,13	1,13	1,10

Ожидаемые ежегодные затраты на эксплуатацию ВЭС включают затраты на сервисное обслуживание, заработную плату обслуживающего персонала (с отчислениями) и амортизацию. Расчетные ежегодные затраты составляют 2,242 млн руб. Налоги, которые учтены при расчетах, представлены в таблице 3.

Так как срок эксплуатации объекта (20 лет) значительно превышает динамический срок окупаемости, то горизонт расчета принят равным динамическому сроку окупаемости проекта (8 лет) плюс один год. С учетом этого периода проводились расчеты денежных потоков, доходов и расходов и рассматривалась жизнеспособность данного проекта.

Основные результаты оценки эффективности использования инвестиционных ресурсов представлены на графике (см. рисунок) и в таблице 4.

Из приведенного расчета следует, что проект имеет простой и динамический сроки окупаемости, не превышающие нормативный срок службы оборудования. Соответственно, чистый дисконтированный доход по проекту выше нуля (4,16 млн руб.), что свидетельствует об эффективности проекта.

После расчета экономической эффективности был проведен анализ чувствительности проекта (таблица 5). Его целью являлось определение степени влияния на финансовый результат таких критериев (факторов чувствительности), как объем капиталовложений и объем реализации электрической энергии.

В качестве интегральных показателей, характеризующих финансовый результат проекта, использованы дисконтированные критерии денежного потока:

- период окупаемости;
- чистый дисконтированный доход;
- внутренняя норма доходности;
- индекс рентабельности.

Исследования чувствительности проводились для основного варианта.

Как видно из таблицы 5, при изменении факторов чувствительности внутренняя норма доходности и индекс рентабельности в рамках определенного горизонта расчета изменяются незначительно. Это говорит о том, что проект имеет высокие показатели эффективности.

## Выводы

Исследование эффективности проекта по расширению Новогрудской ВЭС показало, что при действу-

ющих тарифах на электроэнергию реализация проектов по строительству объектов РГ, использующих ВИЭ, является экономически выгодной для энергосетевого предприятия. Ввод таких объектов в эксплуатацию позволит повысить надежность электроснабжения потребителей района, улучшить качество электроэнергии и уменьшить потери на ее транспорт в сетях (за счет непосредственной близости к потребителям). В глобальном же плане развитие РГ будет способствовать снижению зависимости от внешних поставок энергоносителей и повышению энергетической безопасности Беларуси.

### Список литературы

1. Гончар, О.В. Первая промышленная ветроэлектростанция Беларуси отметила пятилетие / О.В. Гончар // Энергетическая стратегия. – 2021. – № 4 (82). – С. 24–25.
2. Илюшин, П.В. Автоматика управления нормальными и аварийными режимами энергорайонов с распределенной генерацией: монография / П.В. Илюшин, А.Л. Куликов. – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2019. – 364 с.
3. Гуревич, Ю.Е. Особенности расчетов режимов в энергорайонах с распределенной генерацией: монография / Ю.Е. Гуревич, П.В. Илюшин. – Нижний Новгород: НИУ РАНХиГС, 2018. – 218 с.
4. Папков, Б.В. Особенности оценки структурной надежности систем с объектами распределенной генерации / Б.В. Папков, В.Л. Осокин // Известия РАН. Энергетика. – 2020. – № 2. – С. 75–84.
5. Крупнев, Д.С. Оценка надежности электроэнергетических систем с ветровыми электростанциями / Д.С. Крупнев, С.М. Пержабинский // Известия Российской академии наук. Энергетика. – 2017. – № 2. – С. 39–47.
6. Загорнов, М.А. Новые технологии распределенной энергетики. Практический опыт развития собственной генерации в регионах России: примеры проектов // Материалы международной конференции «От проекта до объекта: специфика строительства объектов распределенной генерации в регионах России», 25 октября 2018 г., Москва, Россия. – С. 1–20.
7. Бринь, А.А. Подходы к оценке работоспособности солнечных электростанций / А.А. Бринь, Л.С. Герасимович, В.Н. Богач // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 69. – С. 146–155. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2018.
8. Короткевич, А.М. Техно-экономические аспекты строительства фотоэлектрической станции / А. М. Короткевич, Е.В. Кулаковская, М.А. Драко // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 4 (58). – С. 23–26.
9. Постановление МАРТ от 31 октября 2019 г. № 87 «Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 3 сентября 2018 г. № 73».



# НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ

## НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 июня 2021 года введен в действие ГОСТ ISO 50001-2021 «Системы энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению». Стандарт устанавливает требования к разработке, внедрению, поддержанию и улучшению системы энергетического менеджмента (СЭМ), идентичные требованиям ISO 50001:2018. Документ может применять любая организация вне зависимости от количества, способов использования или видов потребляемой энергии. СЭМ может быть как самостоятельной системой, так и согласованной или интегрированной с другими системами менеджмента в организации.

С 20 февраля 2022 года ГОСТ ISO 50001-2021 заменит СТБ ISO 50001-2013. С этой даты во всем мире завершится переходный период для организаций, которые имеют СЭМ, соответствующие предыдущей версии ISO 50001:2011.

С 1 ноября 2021 года действует ГОСТ 31427-2020 «Здания жилые и общественные. Состав показателей энергетической эффективности». Стандарт устанавливает основные показатели энергетической эффективности зданий и сооружений, вносимые в нормативные документы и проектную документацию жилых и общественных зданий, работы и услуги по их строительству и эксплуатации. Установленные стандартом термины в области энергетической эффективности жилых и общественных зданий рекомендуются для применения во всех видах документации и литературы в данной научно-технической отрасли, входящих в сферу действия работ по стандартизации и (или) использующих результаты этих работ.

С 1 декабря 2021 года введен в действие ГОСТ IEC 60059-2017 «Ток электрический. Стандартные номинальные значения

по IEC». В документе указаны стандартные номинальные значения электрического тока для электротехнических устройств, установок, измерительных приборов и оборудования. Стандарт не распространяет свое действие на компоненты и части, используемые в электрических устройствах или отдельных частях оборудования.

С 1 января 2022 года вводятся в действие два государственных стандарта на методы испытаний природного газа – ГОСТ 20061-2021 и ГОСТ 34704-2020.

ГОСТ 20061-2021 «Газ природный. Определение температуры точки росы по углеводородам» распространяется на природный газ, поступающий с промысловых установок подготовки, подземных хранилищ газа и газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы, транспортируемый по ним, поставляемый в системы газораспределения и используемый в качестве сырья и топлива промышленного и коммунально-бытового назначения. Стандарт устанавливает требования к процедурам определения температуры точки росы по углеводородам с использованием визуальных и автоматических конденсационных анализаторов при давлении в измерительной камере анализатора, равном или ниже давления в точке отбора пробы исследуемого газа.

ГОСТ 34704-2020 «Газ природный. Определение метанового числа» распространяется на природный газ, используемый в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания, и устанавливает метод вычисления метанового числа на основе известного компонентного состава. Данный метод может быть использован при разработке программного обеспечения.

## НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC):

IEC 62056-3-1:2021 «Обмен данными учета электроэнергии. Набор DLMS/COSEM. Часть 3-1. Использование локальных сетей на витой паре с сигнализацией на несущей» (принят 07.07.2021);

IEC 63044-4:2021 «Электронные системы жилых и общественных зданий (HBES) и системы автоматизации и управления зданиями (BACS). Часть 4. Общие требования функциональной безопасности для продуктов, предназначенных для интеграции в системы HBES и BACS» (принят 29.06.2021);

IEC 63044-6:2021 «Электронные системы жилых и общественных зданий (HBES) и системы автоматизации и управления зданиями (BACS). Часть 6. Требования к планированию и установке» (принят 29.06.2021).

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO):

ISO 12759-5:2021 «Вентиляторы. Классификация вентиляторов по эффективности. Часть 5. Струйные вентиляторы» (принят 30.06.2021);

ISO 11855-1:2021 «Проектирование систем регулирования микроклимата в зданиях. Встроенные системы лучистого отопления и охлаждения. Часть 1. Определение, условные обозначения и критерии комфорта» (принят 04.08.2021);

ISO 11855-4:2021 «Проектирование систем регулирования микроклимата в зданиях. Встроенные системы лучистого отопления и охлаждения. Часть 4. Определение размеров и расчет динамической теплоотдачи и холодопроизводительности термоактивных систем зданий (TABs)» (принят 05.08.2021);

ISO 11855-5:2021 «Проектирование систем регулирования микроклимата в зданиях. Встроенные системы лучистого отопления и охлаждения. Часть 5. Установка» (принят 09.08.2021).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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

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

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

# ОБЗОР ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ К ИСПОЛНЕНИЮ МЕЖДУНАРОДНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ФИЗИЧЕСКОЙ ЯДЕРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

С целью защиты людей, имущества, общества и окружающей среды от вредных последствий событий, связанных с физической ядерной безопасностью, в каждом государстве, развивающем ядерную энергетику, должен быть установлен режим физической ядерной безопасности, основанный на национальной правовой и регулирующей базе, вытекающей из международных обязательств. Режимом охватываются ядерные и другие радиоактивные материалы, находящиеся под регулирующим контролем или вне его, соответствующие установки, а также все этапы связанной с ними деятельности.

**Ф**изическая ядерная безопасность наряду с ядерной безопасностью считается фундаментальным условием использования атомной энергии в мирных целях. На протяжении многих лет это базовое представление было юридически закреплено и подтверждено различными решениями и резолюциями Совета управляющих Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), Генеральной конференции МАГАТЭ, а также Генеральной Ассамблеи и Совета Безопасности Организации Объединенных Наций (СБ ООН).

Термин «физическая ядерная безопасность» обычно означает предотвращение и обнаружение хищений, диверсий, несанкционированного доступа, незаконной передачи или других злонамеренных действий, связанных с ядерным материалом (ЯМ), другими радиоактивными материалами или связанными с ними установками, а также реагирование на такие действия.

Хотя конечная ответственность за физическую ядерную безопасность в конкретном государстве полностью лежит на этом государстве, необходимость регионального и международного сотрудничества становится все более очевидной. Это связано с растущим признанием того,

что способность государства предотвращать и обнаруживать на своей территории угрозы физической ядерной безопасности и реагировать на них зависит от адекватности и эффективности мер, принимаемых другими государствами, особенно когда ЯМ перевозится через национальные границы.

В настоящее время международно-правовая база по физической ядерной безопасности включает широкий набор юридически обязательных и необязательных документов. В статье рассматриваются ключевые юридически обязательные международные правовые инструменты по физической ядерной безопасности, которые удовлетворяют потребностям мирового ядерного сообщества.

Юридически обязательные международные инструменты можно подразделить на основные правовые документы *под эгидой МАГАТЭ* (Конвенция о физической защите ядерного материала, Поправка к Конвенции о физической защите ядерного материала) и *под эгидой ООН* (Договор о нераспространении ядерного оружия, Международная конвенция о борьбе с актами ядерного терроризма, резолюции Совета Безопасности ООН, принятые на основании главы VII Устава ООН).

О.Б. ГУРКО,  
к.т.н., ведущий научный сотрудник  
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»  
НАН Беларуси

В.Т. КАЗАЗЯН,  
к.т.н., заведующий лабораторией  
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»  
НАН Беларуси

М.А. КОЗЕЛ,  
старший научный сотрудник  
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»  
НАН Беларуси

Л.Г. ЛУКАШЕВИЧ,  
старший научный сотрудник  
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»  
НАН Беларуси

А.П. МАЛЫХИН,  
к.т.н., ведущий научный сотрудник  
ГНУ «ОИЭЯИ – Сосны»  
НАН Беларуси



Всеобщее присоединение к договорно-правовым документам международно-правовой базы, регулирующим физическую ядерную безопасность, и согласование с их нормами национальных правовых и регулирующих основ различных стран может внести важный вклад в борьбу с ядерным терроризмом.

### Основные правовые инструменты под эгидой МАГАТЭ

С начала 1970-х годов постоянно возрастает роль МАГАТЭ в оказании помощи государствам по их просьбе, совершенствовании их национальных правовых инфраструктур и систем физической защиты, а также в содействии региональным и международным усилиям по укреплению ядерной безопасности, в том числе мерам по защите от ядерного терроризма.

Наиболее важным международно-правовым документом является **Конвенция о физической защите ядерного материала (КФЗЯМ)** [1] от 26 октября 1979 года, к которой Республика Беларусь присоединилась в 1993 году. Цель КФЗЯМ – обеспечивать и поддерживать во всем мире эффективную физическую защиту ЯМ, используемых в мирных целях, для предотвращения и пресечения правонарушений, связанных с такими материалами, способствовать сотрудничеству между участниками. В преамбуле прямо признаются право всех государств развивать и применять атомную энергию в мирных целях и их законная заинтересованность в потенциальных выгодах, которые могут быть от этого получены.

Основное внимание в КФЗЯМ уделено ядерному материалу, перевозимому в рамках международной торговли. Конвенция устанавливает меры физической защиты, которые должны применяться в отношении ЯМ при международных перевозках, а также в отношении связанных с ним уголовных преступлений. В ней содержатся и другие важные требования, относящиеся к внутригосударственным мерам физической безопасности. Кроме того, документ предусматривает

формы международного сотрудничества между сторонами.

Конвенция вступила в силу 8 февраля 1987 года, и в настоящее время ее участниками являются более 140 государств. Это один из 16 международных документов по борьбе с терроризмом и единственный юридически обязательный – в области физической защиты ядерного материала.

КФЗЯМ требует от участвующих сторон:

- принимать определенные меры физической защиты и обеспечивать ее конкретные установленные уровни в процессе международных перевозок ЯМ;
- сотрудничать в обеспечении возвращения и последующей защиты похищенного ЯМ;
- считать определенные действия (хищение ЯМ, угрозы или попытки использовать его с целью причинения ущерба населению и др.) правонарушениями, наказуемыми в соответствии с национальным законодательством;
- выдавать или преследовать в уголовном порядке обвиняемых в совершении таких действий.

Важной особенностью Конвенции является то, что в ней содержится классификация ЯМ по категориям на основе типа и количества, необходимая для применения уровней физической защиты.

Государства – участники КФЗЯМ обязаны:

- в рамках своего национального законодательства и в соответствии с международным правом принимать по мере возможности надлежащие меры для обеспечения во время международной перевозки защиты ЯМ, находящегося в пределах его территории или на борту корабля или самолета, действующих под его юрисдикцией и участвующих в перевозке ЯМ в это государство или из него;
- не импортировать, не экспортировать и не разрешать импорт, экспорт или транзит ЯМ, если государство не получило заверений в том, что такой материал будет защищен во время международной перевозки;
- идентифицировать и сообщать друг другу напрямую или через МАГАТЭ сведения о своем центральном органе и пункте связи, несущих

ответственность за физическую защиту ЯМ и за координацию операций по его возвращению и реагированию в случае любого его незаконного перемещения, использования или изменения, а также в случае реальной угрозы такого действия;

- в случае кражи, грабежа или любого другого незаконного захвата ЯМ или реальной угрозы такового в соответствии со своим национальным законодательством обеспечивать сотрудничество и предоставлять максимально возможную помощь в возвращении и защите такого материала любому государству, которое того требует;

- сотрудничать и проводить консультации в целях получения рекомендаций относительно организации, эксплуатации и совершенствования систем физической защиты ЯМ при международных перевозках;

- защищать конфиденциальность полученной информации в соответствии с положениями КФЗЯМ.

В связи с тем что Конвенция, принятая в 1979 году, имела ограниченную сферу действия, было предложено внести в нее поправки, расширяющие эту сферу, а также предусматривающие дополнительные обязательства государств-участников по укреплению мер физической защиты для ядерных материалов и установок.

8 июля 2005 года на основе консенсуса сторон была принята **Поправка к Конвенции о физической защите ядерного материала** [2], которая вступила в силу 8 мая 2016 года. По состоянию на сентябрь 2020 года к ней присоединились 125 государств. На сегодняшний день КФЗЯМ и Поправка к ней являются единственными международно-правовыми документами в области физической защиты ЯМ, имеющими юридически обязательную силу.

Принятие Поправки является важным итогом международных усилий по повышению уровня физической защиты ядерных материалов и установок. В то время как в рамках КФЗЯМ устанавливаются обязательства по физической защите ЯМ в процессе международной перевозки, Поправка делает юридически обязательной для государств-участников защиту ядерных материалов и установок при использовании, хранении

и перевозке в мирных целях внутри государства, а также обеспечивает возможности сотрудничества между государствами в этой области.

Поправка требует от государств-участников создать, ввести и поддерживать режим физической защиты с целью: обеспечения защиты ЯМ от хищения или другого незаконного захвата, ядерных установок и материала – от диверсий; смягчения или сведения к минимуму радиологических последствий диверсий.

Эффективный национальный режим физической защиты должен базироваться на:

- применении соответствующих международно-правовых документов;
- защите информации;
- физической защите;
- учете и контроле материалов;
- обнаружении незаконного оборота таких материалов и соответствующих мерах реагирования;
- национальных планах реагирования;
- принятии чрезвычайных мер.

Существенное значение Поправки состоит в том, что в ней определены 12 основополагающих принципов физической защиты, которые государствам-участникам следует применять «по мере приемлемости и возможности» при создании режима физической защиты. Поправка также расширяет перечень действий, которые должны быть признаны правонарушениями, подлежащими наказанию в соответствии с национальным законодательством. Примечательно, что документ определяет действия, которые охватывают контрабанду ЯМ и диверсии, и включает дополнительные положения, касающиеся выдачи лиц и оказания взаимной юридической помощи.

Поправка расширяет сферу действия КФЗЯМ в тех случаях, когда обязательства по физической защите касаются ЯМ во время международной перевозки, распространяя эти обязательства на ядерные установки и материал, используемые в мирных целях, при внутреннем использовании, хранении и транспортировке, а также на защиту от диверсий.

При этом требования Поправки не распространяются на все радиоактивные материалы и связанные с ними установки. Из сферы ее

действия прямо исключены: ЯМ, используемый или сохраняемый в военных целях; ядерные установки, содержащие такой материал; действия, предпринимаемые вооруженными силами во время вооруженного конфликта или при исполнении служебных обязанностей.

Государства – участники Поправки к КФЗЯМ принимают на себя следующие обязательства:

- осуществлять и поддерживать режим физической защиты;
- учреждать механизмы сотрудничества, помощи и координации между государствами и МАГАТЭ, включая пункты связи, обмен информацией с целью защиты или возврата незаконно захваченного ЯМ и либо в случае реальной угрозы такого захвата, а также в случае диверсии в отношении ядерной установки (материала) или ее реальной угрозы;
- получать рекомендации относительно организации, эксплуатации и улучшения систем физической защиты ЯМ;
- в рамках своей юрисдикции привлекать к ответственности и предусматривать наказание в соответствии со своими национальными законами за определенные преступления, включая кражу, грабеж, контрабанду ЯМ или диверсию в отношении ядерных установок, а также за действия, связанные с руководством и содействием совершению таких преступлений. В этом контексте стоит отметить, что перечень правонарушений был расширен и теперь включает «существенный ущерб окружающей среде»;
- не рассматривать правонарушения, указанные в Поправке, как политические преступления для целей выдачи.

В Поправке также содержится явное подтверждение того, что ее положения не препятствуют передаче ядерной технологии в мирных целях и усилению физической защиты ядерных материалов и установок.

### Основные правовые инструменты под эгидой ООН

**Договор о нераспространении ядерного оружия (ДНЯО)** [3] является краеугольным камнем глобальных усилий по предотвра-

щению распространения ядерного оружия, содействию сотрудничеству в области мирного использования атомной энергии и достижению цели ядерного разоружения. В Договоре участвует 191 государство, что является самым высоким показателем присоединения в области, которую он регулирует.

ДНЯО был открыт для подписания в 1968 году и вступил в силу 5 марта 1970 года. Действие Договора было бессрочно продлено 11 мая 1995 года.

В соответствии с ДНЯО государства-участники, не обладающие ядерным оружием, взяли на себя обязательства не производить и не приобретать каким-либо иным образом ядерное оружие или другие ядерные взрывные устройства. В то же время государства, обладающие ядерным оружием, обязались никоим образом не помогать в производстве или приобретении ядерного оружия или других ядерных взрывных устройств государствам, не обладающим ими, а также не поощрять такие действия и не побуждать к ним. В Договоре к государствам, обладающим ядерным оружием, отнесены государства, которые произвели и взорвали ядерное оружие или другое ядерное взрывное устройство до 1 января 1967 года (к ним относятся пять участников Договора).

Хотя МАГАТЭ не является участником ДНЯО, на него в соответствии с Договором возлагается ключевая ответственность по проверке соблюдения его положений. Согласно статье III ДНЯО, каждому государству-участнику, не обладающему ядерным оружием, необходимо заключить с МАГАТЭ соглашение о всеобъемлющих гарантиях (СВГ). Агентство же в качестве международного инспектора по гарантиям контролирует выполнение участниками Договора их обязательств, с тем чтобы не допустить перехода от мирного применения атомной энергии к военному.

По состоянию на конец 2020 года 176 государств – участников ДНЯО, не обладающих ядерным оружием, в том числе и Республика Беларусь, ввели в действие СВГ, как того требует Договор, десяти еще предстоит это сделать.



**Международная конвенция о борьбе с актами ядерного терроризма (Конвенция о ядерном терроризме)** [4] вступила в силу 7 июля 2007 года. В преамбуле документа отмечается настоятельная необходимость укрепления сотрудничества между государствами в разработке и принятии эффективных практических мер для предупреждения актов ядерного терроризма.

В *статью 1* Конвенции включены определения понятий «радиоактивный материал», «ядерный материал», «ядерный объект», «устройство» и др.; в *статью 2* – описание диапазона преступлений, связанных с этими объектами, имеющих намерение причинить смерть или серьезное увечье, нанести существенный ущерб собственности или окружающей среде, вынудить физическое или юридическое лицо, международную организацию или государство совершить какое-либо действие или воздержаться от него.

К таким преступлениям относятся в том числе акты терроризма, связанные с разработкой ядерных взрывчатых веществ или радиологических диспергирующих устройств («грязных бомб») и нанесением ущерба ядерным объектам. В качестве преступлений определяются не только сами деяния, но и угрозы, попытки их совершения, различные формы причастности к актам ядерного терроризма (организация, руководство, соучастие, содействие).

От государств-участников требуется в национальном законодательстве отнести преступления, установленные в *статье 2*, к уголовным. Статьями Конвенции предусмотрен ряд других обязательств, в том числе по противодействию ядерному терроризму, обмену информацией, обнаружению, предотвращению актов ядерного терроризма и реагированию на них. В частности, государства-участники должны информировать Генерального секретаря ООН о своих компетентных органах и пунктах связи, ответственных за отправку и получение информации, указанной в *статье 7* Конвенции. Генеральный секретарь сообщает данную информацию всем государствам-участникам и МАГАТЭ. Кон-

венцией предусмотрено, что такие органы и пункты связи должны быть доступны на постоянной основе.

Конвенция о ядерном терроризме имеет более широкую сферу применения, чем КФЗЯМ и Поправка к ней, поскольку криминализирует действия, связанные с понятием «радиоактивный материал», которое шире понятия «ядерный материал». Конвенция также распространяется на ядерные материалы и установки, используемые или сохраняемые в военных целях, которые прямо исключены из сферы действия КФЗЯМ и Поправки к ней.

Согласно *статье 8* Государства-участники обязаны прилагать все усилия для принятия надлежащих мер по обеспечению защиты радиоактивного материала с учетом соответствующих рекомендаций и функций МАГАТЭ.

**Резолюции Совета Безопасности ООН, принятые на основании главы VII Устава ООН**, касающиеся, в частности, угрозы ядерного терроризма и распространения ядерного оружия. В резолюциях содержится призыв к национальному, региональному и международному сотрудничеству в целях укрепления глобальных мер в ответ на эти вызовы и угрозы международной безопасности.

**Резолюция Совета Безопасности ООН 1373 (2001)** [5] была единогласно принята 28 сентября 2001 года, вскоре после террористических атак 11 сентября. Тем самым члены СБ ООН вновь подтвердили свое безоговорочное осуждение нападений, необходимость принятия широкомасштабных, всеобъемлющих мер и стратегий по борьбе с международным терроризмом, стремление расширять международное сотрудничество. Основное внимание в документе уделяется вопросам предотвращения и пресечения финансирования и подготовки любых актов терроризма. Всем государствам рекомендуется принять дополнительные национальные меры в этом направлении.

28 апреля 2004 года принята **Резолюция Совета Безопасности ООН 1540 (2004)** [6]. В ней СБ ООН единогласно постановил, что все государства должны воздерживаться от поддержки любыми средствами негосударственных субъектов, ко-

торые пытаются разрабатывать, приобретать, производить, перевозить, передавать или применять ядерное, химическое или биологическое оружие и системы его доставки. Среди прочего, резолюция обязывает государства принимать и эффективно применять законы, запрещающие любому негосударственному субъекту вышеуказанные действия с ядерным оружием, в особенности в террористических целях.

Кроме того, все государства должны принимать «эффективные меры в целях установления национального контроля для предотвращения распространения ядерного, химического или биологического оружия и средств его доставки, в том числе посредством установления надлежащего контроля над относящимися к ним материалами».

## Заключение

Приведенные в данной статье обязательные к исполнению международные документы по обеспечению физической ядерной безопасности, наряду с разработанными на их основе рекомендациями и инструкциями, позволили сформировать для всех государств механизм предотвращения, обнаружения и реагирования на преступные или преднамеренные несанкционированные действия в отношении ядерного и других радиоактивных материалов, связанных с ними установок и деятельности, или направленные против них.

### Список литературы

1. Конвенция о физической защите ядерного материала, INFCIRC/274/Rev.1, МАГАТЭ, Вена, 1980.
2. Поправка к Конвенции о физической защите ядерного материала, GOV/INF/2005/10-GC(49)/INF/6, МАГАТЭ, Вена, 2005.
3. Договор о нераспространении ядерного оружия, INFCIRC/140, МАГАТЭ, Вена, 1970.
4. Международная конвенция о борьбе с актами ядерного терроризма, резолюция A/RES/59/290 Генеральной Ассамблеи Организации Объединенных Наций, ООН, Нью-Йорк, 2005.
5. Резолюция Совета Безопасности ООН 1373 (2001).
6. Резолюция Совета Безопасности ООН 1540 (2004).

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



А.Г. РАДОВНЯ,  
начальник управления технического  
прогресса, НИР, энергоэффективности  
и эксплуатации оборудования общего  
назначения ГПО «Белтопгаз»



# АВАРИЙНОСТЬ ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ И УСТАНОВОК

На балансе газоснабжающих организаций ГПО «Белтопгаз» находится свыше 6 тыс. газорегуляторных и порядка 4 тыс. шкафных газорегуляторных пунктов (ГРП, ШРП). Наличие в системе газоснабжения постоянного выходного давления газа из ГРП (ШРП) в заранее заданном диапазоне его колебания является одним из важнейших условий безопасной и надежной работы этой системы и подключенных к ней газопотребляющих установок. В статье проанализированы причины и последствия возникновения аварий на ГРП (ШРП), перечислены основные неисправности оборудования газорегуляторных пунктов и виды нарушений его эксплуатации.

## Риски, связанные с резким изменением заданного давления

Газорегуляторный пункт (ГРП) является одним из основных объектов газораспределительной системы и предназначен для снижения давления природного газа и автоматического поддержания заданного выходного давления газа независимо от изменения расхода и входного давления. Успешность решения этой задачи зависит от работы подсистем ГРП – регулятора давления газа (РД), устройства очистки фильтра природного газа, предохранительно-запорного (ПЗК) и предохранительно-сбросного клапанов (ПСК) и др. Кроме того, в ГРП (ШРП) предусмотрено оборудование безопасности, обеспечивающее аварийное отключение при резком повышении или понижении входного давления газа [1], что позволяет предотвратить негативное развитие событий.

Чрезмерное повышение давления газа после регулятора может привести к отрыву пламени у газовых горелок, загазованности помещений, взрывам и пожарам, нарушению

герметичности соединений газопроводов и арматуры и появлению утечек газа, выходу из строя КИП и т.д. Значительное понижение давления чревато возможностью проскока или погасания пламени в горелках некоторых конструкций. Прекращение горения газа, в свою очередь, может привести к образованию взрывоопасной газозвушной смеси в топках и газоходах газифицированных агрегатов, а также в помещениях котельных, цехов, жилых и коммунально-бытовых зданий.

Котлы и промышленные агрегаты, работающие на газовом топливе, как правило, оборудованы автоматикой безопасности, прекращающей подачу к ним газа при чрезмерном повышении или понижении давления, а также при погасании пламени [2]. Однако защита срабатывает не всегда. Неисправность РД при одновременном несрабатывании ПЗК, обусловленная некачественным или несвоевременным техническим обслуживанием и текущим ремонтом оборудования газорегуляторных установок (ГРУ), может привести к образованию взрывоопасной газозвушной смеси. Так, по данным

Ростехнадзора (Отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2020 году) по этой причине произошли взрывы газозвушной смеси в котельных Вологды и Салехарда.

**23 января 2021 года системой телеметрии было зафиксировано падение давления на ШРП № 14 в г.п. Свислочь Пуховичского района. Прекращение работы ШРП произошло вследствие срабатывания оборудования безопасности. В результате было временно ограничено газоснабжение 31 многоквартирного жилого дома (569 квартир), двух индивидуальных жилых домов и коммунально-бытового потребителя (церковь). Технические причины прекращения подачи природного газа – неисправность ПЗК ПКК-40, его самопроизвольное закрытие при обмерзании мембраны из-за попадания влаги и низких температур.**

При понижении давления газа в системе газоснабжения населенного пункта главная опасность исходит от наиболее распространенного



бытового оборудования – газовых плит, так как их горелки не всегда имеют защитные устройства, прекращающие подачу газа при погасании пламени (факела). Через ГРП обычно питаются газом тысячи плит, и даже кратковременное прекращение, а затем возобновление подачи газа к ним при недопустимом самопроизвольном включении ПЗК после срабатывания (закрытия) могут привести к несчастным случаям, инцидентам или авариям [2].

Падение входного давления, угрожающее потребителям отключением, может произойти по внешним причинам при полной исправности оборудования ГРП. Информация об опасной ситуации, фиксируемая системой телеметрии, позволяет оперативно локализовать и ликвидировать последствия инцидента.

**9 января 2021 года** под угрозой отключения газоснабжения оказались более 400 квартир и индивидуальных жилых домов в д. Красное Молодечненского района. При расчистке местным жителем дороги от снега с использованием погрузчика был поврежден подземный стальной газопровод высокого давления II категории диаметром 114 мм. С целью локализации выхода газа бригада специалистов установила на поврежденный участок газопровода бандаж. Ремонтно-восстановительные работы проводились с применением стоп-системы, поэтому газоснабжение потребителей не прекращалось.

### Воздействие твердых частиц

Одним из опасных внешних факторов, влияющих на работу ГРП, является воздействие твердых частиц [3]. Прежде всего это механические примеси в природном газе, отпущаемом в межпоселковые и распределительные газопроводы, подводящие газ к ГРП. Согласно ГОСТ 5542-2014 «Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия» массовая концентрация механических примесей в природном газе не должна превышать 0,001 г/м<sup>3</sup>.

Твердые частицы могут образовываться:

- при монтаже или в процессе эксплуатации на внутренних поверхностях газопроводов (окалина, застывшие капли металла и флюса после сварки, продукты коррозии);
- при производстве и монтаже на внутренних поверхностях деталей и узлов, расположенных после фильтра по ходу движения газа, а также на поверхностях соединительного трубопровода, ПЗК, РД, ПСК, включая выходную поверхность фильтрующего элемента (окалина, заусенцы, отслоения, застывшие капли металла и флюса);
- в процессе эксплуатации на внутренних поверхностях деталей и узлов, расположенных после фильтра, вследствие эрозионных и коррозионных процессов, механических напряжений.

Особый риск возникновения аварийных ситуаций несет воздействие твердых частиц на затворы РД, ПСК и ПЗК. На рисунке показана конструкция односедельного клапана, аналогичная по исполнению конструкциям перечисленных затворов.

В процессе эксплуатации затворов различия в принципе их действия и высоте зазора  $h$  приводят к разной вероятности того, что крупные твердые частицы 4 могут застревать в затворе и препятствовать его полному закрытию либо образовывать в нем вмятины, царапины и порезы поверхности уплотнительной прокладки 1, что приводит к потере герметичности затвора [3]. Наиболее уязвимы затворы РД и ПСК малоподъемного типа.

При прекращении газопотребления, например, в ночной период суток, уплотнительная прокладка клапана 2 должна плотно прижиматься к седлу РД 3 и полностью перекрывать подачу газа в распределительный газопровод. Крупные твердые частицы, попадая в зазор между седлом и уплотнительной прокладкой, препятствуют полному закрытию клапана и инициируют протечку газа в сеть. Вследствие этого давление газа постепенно растет до значений, превышающих максимальное рабочее более чем на 15 %. Это приводит к срабатыванию ПСК, кратковременному открытию его проходного сечения и сбросу части газа в атмосферный воздух.

Если величина протечки через клапан РД больше величины про-

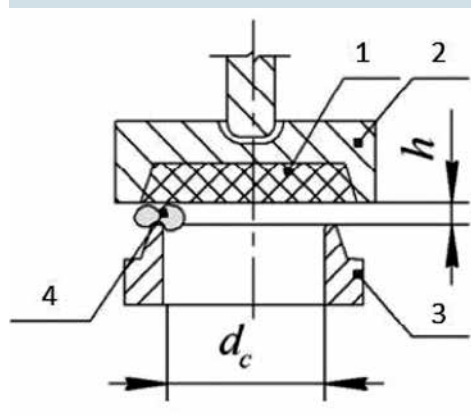


Схема попадания твердой частицы в зазор между седлом и клапаном затвора:

1 – уплотнительная прокладка; 2 – клапан; 3 – седло; 4 – твердая частица

пускной способности ПСК, выходное давление газа в сети после срабатывания клапана и сброса газа увеличивается сверх допустимого, что приводит к закрытию ПЗК и прекращению газоснабжения потребителей.

**19 октября 2006 года** в г. Заславле произошел инцидент на ГРП № 100, работы по телемеханизации которого на тот момент не были завершены. Превышение установленного давления газа после РД на линии редуцирования, снижающей давление с 1,2 до 0,2 МПа, привело к срабатыванию ПСК, а затем ПЗК. В результате была ограничена подача газа среднего давления на два ГРП в Заславле, а также на две котельные. После понижения входного давления газа ниже допустимого два ГРП были отключены, что привело к ограничению газоснабжения 365 одноквартирных жилых домов. Прибывшей бригадой в ходе работ по ревизии оборудования линии редуцирования среднего давления под основным клапаном было обнаружено механическое включение – окалина размером 5–7 мм. Вероятнее всего, ее появление было связано с некачественным проведением последнего текущего ремонта.

**11 января 2019 года** согласно показаниям телеметрии произошло понижение выходного давления из промежуточного газорегуляторного пункта (ПГРП) № 3 в районе ул. Строителей в г. Ошмяны Грод-

ненской области. В результате инцидента в городе на несколько часов было приостановлено газоснабжение 37 многоквартирных и 116 одноквартирных жилых домов. Согласно акту технического расследования причиной сработки ПЗК регуляторов РГК-100 явилось воздействие низких температур на клапан регулятора основной линии, а также существенное изменение расхода газа, в результате чего сработали ПЗК двух линий редуцирования. Причиной отказа стало накопление мелкодисперсной влажной грязи на клапанах и в полостях регуляторов, что при резком снижении расхода газа (отключение одного из потребителей) и обледенении грязи привело к залипанию и закрытию клапанов.

### Превышение расчетных значений давления газа после регулятора в тупиковой системе

При резком уменьшении расхода газа (например, вследствие аварии или просто очень быстрого отключения газопотребляющего объекта, агрегата или мощной горелки) или резком увеличении давления до регулятора давление в контролируемой точке (даже при стабильном отборе газа) может также скачкообразно увеличиться до значения, при котором сработает ПЗК. Несмотря на кратковременность такого «всплеска» давления (менее чем за минуту исправный регулятор понизит его до расчетного значения), в эксплуатационных условиях он недопустим.

Постепенный рост или пульсация давления в газопроводе после регулятора могут иметь место при очень малых расходах газа через регулятор, близких к пределу его чувствительности – например, в ГРП (ГРУ) котельной или цеха при неработающих агрегатах и включении запальников, лабораторных горелок и т.п. При таком режиме давление газа после РД может оказаться выше заданного и привести к срабатыванию ПЗК.

Неконтролируемый подъем давления после регулятора может также иметь место в случае неисправности РД.

Конструкция ГРП обеспечивает принципиальную невозможность попадания, например, газа среднего давления в домовые газопроводы низкого давления. Однако ряд примеров показывает, что это все же может происходить из-за непредсказуемого стечения обстоятельств. Иногда за давностью событий пролить свет на истинные причины аварий не представляется возможным.

**30 января 1991 года** в г. Дзержинске Минской области загорелись 11 домов. Первый звонок пожарным поступил в 17:50. В одном из домов частного сектора из газовой колонки польхнул огонь, возник пожар. В других домах на газовых плитах подлетали вверх кастрюли и чайники, пламя конфорок поднималось до потолка. Там, где были установлены газовые колонки, из топливников вырывалось сильное пламя. Источник катастрофы находился в здании ГРП на ул. Минской. Гораздо позже выяснилось, что здесь вышла из строя мембрана РД, в результате давление газа в распределительной сети возросло в сотни раз. Почему не сработал ПЗК – в источнике не сообщается [4].

**26 мая 2019 года** программа «Телеметрия ГРП, ШРП» поздним вечером выдала сигнал о превышении расчетных значений выходного давления на ГРП 108 (пос. Победа Гомельского района) и ШРП 163» (г. Гомель). После срабатывания ПСК произошло прекращение подачи газа в 37 многоэтажных домов (978 квартир) и 420 частных домовладений в поселках Победа и Юбилейный Гомельского района. С учетом того, что газопроводы низкого давления от потенциально опасных объектов закольцованы между собой в единую сеть, предполагаемой причиной, по заключению комиссии, стало несанкционированное вмешательство в работу системы газоснабжения неустановленных лиц.

Только благодаря готовности специализированных подразделений газоснабжающих организаций ГПО «Белтопгаз» к локализации и ликвидации подобных аварий и инцидентов тяжелых последствий в большинстве случаев удается избежать.

### Основные неисправности оборудования ГРП и аварийные факторы

Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны устраняться в аварийном порядке. Как показывает таблица [1], своевременное вмешательство по сигналам телеметрии ГРП позволяет эксплуатационным организациям своими силами предотвратить развитие аварийных ситуаций из-за неисправностей, вызванных как недостатками при изготовлении оборудования ГРП, так и несоблюдением технологии строительства и монтажа наружных газопроводов и оборудования ГРП.

Для понимания того, как соотносятся частота тех или иных неисправностей и частота аварий и инцидентов на ГРП, необходимы многолетние статистические исследования. Проанализируем общие закономерности аварийных процессов на ГРП. Согласно [5] такой процесс включает утечку газа в помещение, образование взрыво- и пожароопасной смеси и может развиваться по одному из следующих сценариев:

- загазованность помещения ГРП;
- факельное воспламенение газа без загазованности помещения ГРП;
- пожар;
- утечка газа в помещение, образование взрывоопасной смеси, при наличии источника воспламенения – взрыв;
- повышение давления в газопроводе низкого давления при нарушении работы ГРП, приводящее к загазованности помещения с последующим возможным взрывом.

При этом согласно статистическим данным [5] осредненная частота возникновения аварии составляет примерно  $5 \cdot 10^{-4}$  на ГРП в год.

Факторы, способствующие возникновению аварии на ГРП, подразделяются на *природные* (падение льда, деревьев, удар молнии и пр.) и *техногенные* [6].

К техногенным факторам относятся:

- непосредственная близость смежных коммуникаций и инженерных сооружений;



**Неисправности оборудования ГРП, причины и частота их возникновения**

Характерные происшествия (неисправности)	Причины возникновения	Частота*, 1/год
Негерметичность закрытия ПСК с выходом газа в свечу при рабочем давлении газа	Попадание пыли и грязи на клапан (седло клапана) ПСК	0,11
	Износ уплотнительного материала ПСК	0,15
	Коррозионное повреждение седла ПСК в результате попадания влаги (конденсата) через свечу	0,07
	Прорыв мембраны ПСК	0,001
	Снижение упругости регулировочной пружины ПСК	0,005
Срабатывание ПСК или ПЗК основной линии редуцирования в результате превышения установленных пределов выходного давления газа на ГРП	Засорение седла клапана РД	0,02
	Износ уплотнительного клапана РД	0,001
	Образование трещины в седле клапана РД	0,0001
	Износ уплотнительного материала клапана пилота управления РД	0,005
	Срабатывание клапана ПЗК в результате качки выходного давления	0,0001
	Обмерзание клапана (седла клапана) РД	0,005
Неустойчивая работа ГРП (колебание выходного давления)	Заедание подвижной системы РД (разгрузочного узла) в результате загрязнения или износа	0,0005
	Неправильная настройка или загрязнение дросселей РД	0,01
	Засорение дыхательного отверстия в корпусе РД	0,003
	Засорение импульсного газопровода к РД	0,0001
Срабатывание ПЗК в результате снижения давления на выходе	Неверно выбранная точка отбора импульса выходного давления к РД	0,0001
	Поломка настроечной пружины РД	0,0005
Срабатывание ПЗК при рабочем давлении газа	Прорыв мембраны ПЗК	0,0005
	Низкое качество пружины, фиксирующей ролик в катушке штока ПЗК	0,0005
	Плохая фиксация рычага (штока клапана) ПЗК при введении РД в работу	0,001
	Произвольное смещение параметров настройки ПЗК в межнастроечный период	0,001
Утечки газа в разъемных соединениях оборудования ГРП	Низкое качество сборки оборудования на заводах-изготовителях	0,1*

\* Частота 0,1 означает, что за год такая неисправность может случиться в каждом десятом ГРП.

- нарушение технологии строительства и эксплуатации газопровода;
- физический износ оборудования;
- пуск и остановка оборудования в ручном режиме;
- возможность несанкционированного доступа.

С техногенными факторами также связаны такие причины аварий, как повреждение оборудования ГРП в результате производства различных работ в непосредственной близости от ГРП, а также в результате ДТП, разрушения зданий и сооружений, взрывов, пожаров и иных воздействий, не связанных с газом.

Кроме того, к техногенным факторам относятся дефекты соединений, (например, вследствие снижения усталостной прочности металла), материала труб и арматуры, неисправности во вспомогательных системах ГРП (отопления, электроснабжения).

Следует учитывать, что ряд техногенных причин обусловлен влиянием человека на производственный процесс или оборудование. К ним можно отнести нарушение порядка выполнения газоопасных работ в ГРП (например, выполнение работ в загазованной среде с работающим газоиспользующим оборудованием, имеющим топку с открытым пламенем), использование оборудования, не от-

вечающего требованиям безопасности, а также несанкционированное вмешательство третьих лиц.

**Нарушения эксплуатации ГРП**

В сентябре 2019 года управлением надзора за безопасностью систем газоснабжения и магистральных трубопроводов Госпромнадзором проведено обследование 24 объектов строительства газораспределительной системы и газопотребления, подлежащих государственному надзору в области промышленной безопасности [7]. Отметим, что согласно постановлению Совета Министров

Республики Беларусь от 30 ноября 2012 года № 1105 «Об утверждении перечня мероприятий технического (технологического, поверочного) характера» (в редакции от 11 мая 2020 года) соответствующие мероприятия в отношении одного объекта (субъекта) контроля (надзора) осуществляются Госпромнадзором при необходимости, с периодичностью один раз в два года.

Типичным нарушением, выявляемым при обследовании объектов строительства, остается необеспеченность зданий ГРП, ШРП молниезащитой.

В ходе обследования потенциально опасных объектов газораспределительной системы и газопотребления (ГРП, ГРУ, ШРП) на соответствие требованиям законодательства в области промышленной безопасности выявлены следующие нарушения в отношении проверяемых субъектов:

- объекты эксплуатируются без приемки в эксплуатацию в установленном порядке;
- не разработана специальная инструкция, определяющая дополнительные меры безопасности при обходе ГРП одним рабочим; не пересмотрены и не переутверждены технологические схемы ГРП и ГРУ; в эксплуатационный паспорт ГРП не внесены данные о ТО и текущем ремонте газового оборудования; отсутствуют технологические инструкции по ТО и ремонту оборудования (технических устройств) ГРП, ШРП, ГРУ; не разработаны ежегодные графики технического обслуживания и ремонта газопроводов, ГРП, ШРП, ГРУ и газоиспользующего оборудования;

- параметры настройки ПЗК и ПСК, а также результаты ТО ГРП и ГРУ не записываются в эксплуатационный паспорт ГРП и ГРУ; параметры настройки ПЗК не соответствуют режимным картам ГРП;
- не произведена замена или диагностика газового оборудования ГРП, отработавшего более 20 лет;
- реже 1 раза в 15 дней проверяется исправность и правильность показаний КИП в ГРП;
- не проводится проверка срабатывания датчиков сигнализаторов загазованности в ГРП;
- выкидные трубы от предохранительных клапанов не отведены в безопасное место;
- в здании ГРП эксплуатируется электрооборудование не во взрывозащищенном исполнении;
- категория по взрывопожарной и пожарной опасности помещения технологического оборудования ГРП определена с нарушением требований ТКП 474-2013 (02300) «Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности».

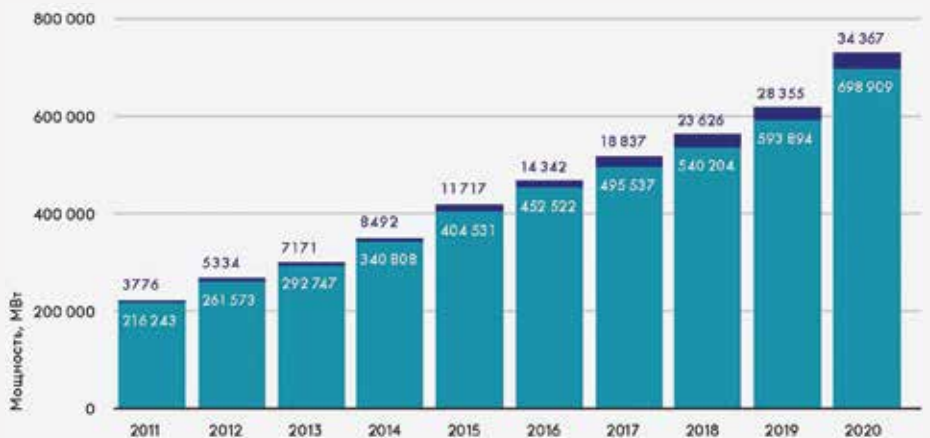
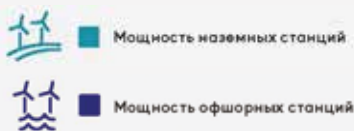
Очевидно, что при профилактике аварийности на ГРП необходимо принимать во внимание весь комплекс факторов, влияющих на работу оборудования, – от природных и техногенных до тех, которые обусловлены непрофессионализмом, недостаточными опытом и знаниями персонала. Своевременное выявление источников опасности позволит существенно сократить количество аварий на ГРП и повысить надежность газоснабжения потребителей.

**Список литературы**

1. Газорегуляторные пункты в системе газоснабжения. Справочник газовика / А.Я. Савастиненко [и др.]; под ред. А.П. Кореца. – Минск: ГАЗ-ИНСТИТУТ, 2019. – 132 с.
2. Голенда, Л.С. Газовое оборудование объектов газораспределительной системы и газопотребления: практ. пособие / Л.С. Голенда. – Минск: ГАЗ-ИНСТИТУТ, 2016. – 200 с.
3. Усачев, А.П., Шурайц, А.Л., Желанов, В.П., Недлин, М.С., Демчук, В.Ю., Зубаилов, Г.И. Возникновение утечек природного газа в газорегуляторных пунктах под влиянием опасных совместных воздействий твердых частиц и механических усилий на затворы регулирующей, предохранительной и защитной арматуры / А.П. Усачев [и др.] // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 4 (78). – С. 101–109.
4. История одной ЧС. Улица в огне: в 1991 году в Дзержинске загорелись 11 домов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mchs.gov.by/glavnoe/istoriya-odnoy-chs/149371>. – Дата доступа: 14.11.2015.
5. Петров, М.Л. Анализ риска газораспределительных систем / М.Л. Петров // Промышленная и экологическая безопасность, охрана труда. – 2007. – № 11(13). – С. 31–32.
6. Биненко, В.И., Северюхина, А.С. Оценка экологической безопасности газораспределительных сетей в г. Санкт-Петербурге / В.И. Биненко, А.С. Северюхина // Региональная экология. – 2016. – № 2(44)–3(45). – С. 67–74.
7. О типичных нарушениях при проведении обследований объектов строительства газораспределительной системы и газопотребления [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://gospromnadzor.mchs.gov.by/novosti/281878/?\\_ga=2.143623411.714891150.1636442144-372829035.1580641650](https://gospromnadzor.mchs.gov.by/novosti/281878/?_ga=2.143623411.714891150.1636442144-372829035.1580641650). – Дата доступа: 01.10.2019.

**К СВЕДЕНИЮ**

Общая установленная мощность ветроэнергетических станций (всего в мире), МВт



Источник: IRENA, 2021



## В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА

В Беларуси распространена практика строительства и реконструкции тепловых сетей с применением предизолированных стальных труб в полиэтиленовой оболочке (ПИ-труб). Одной из основных составляющих таких трубопроводов является система оперативного дистанционного контроля (СОДК), позволяющая определять места повреждений без отключения участков тепловой сети. Однако далеко не всегда владельцы и эксплуатирующие организации считают необходимым оснащать ПИ-трубопроводы этой системой. В статье рассматриваются особенности функционирования СОДК, преимущества ее использования, а также нормативные требования в этой области.

На страницах журнала вы можете получить разъяснения и по другим актуальным вопросам эксплуатации тепловых сетей и электротехнического оборудования, а также в области практического применения требований ТНПА в энергетической сфере.

Тел. 293-46-82

E-mail: 2934682@mail.ru  
energystrategy.by

## Система оперативного дистанционного контроля ПИ-трубопроводов

Зачастую возникают ситуации, когда дефект трубопровода приводит к значительным потерям теплоносителя, но персонал, обслуживающий тепловые сети, не может визуально определить место прорыва. Из-за этого в отопительный период приходится либо раскапывать всю улицу в поисках течи, либо ждать, пока вода сама промоет себе путь наружу. И тогда в сводках новостей мы слышим сообщения о том, что в очередном населенном пункте из-за аварии на теплосети и провала грунта оказались под землей автомобили или другие объекты, имевшие несчастье находиться рядом. При этом иногда страдают и люди.

Предотвращать такие события на тепловых сетях, выполненных из стальных труб, предварительно термоизолированных пенополиуретаном, в полиэтиленовой оболочке (ПИ-труб), позволяет система оперативного дистанционного контроля (СОДК). Следует отметить, что оснащать трубопроводы СОДК имеет смысл при любом варианте подземной прокладки.

Хочется надеяться, что после прочтения статьи не только частники, строящие сети к своему производственному зданию или офису, но и работники служб, занимающиеся эксплуатацией тепловых сетей, задумаются о необходимости установки СОДК. Это позволит не только минимизировать число несчастных случаев, но и снизить финансовые потери в условиях централизованного теплоснабжения.

Сегодня при строительстве новых, реконструкции (модернизации) и ремонте действующих тепловых сетей необходимо соблюдать требования строительных правил Республики Беларусь СП 4.02.01-2020 «Монтаж тепловых сетей», утвержденных постановлением Министерства архитектуры и строительства от 23 июня 2020 года № 26. В связи с введением их в действие были отменены следующие документы: СНиП 3.05.03-85, ТКП 45-4.02-89-2007 и ТКП 45-4.02-184-2009.

В СП 4.02.01-2020 оговорены требования к СОДК как к одной из основных составляющих конструкции трубопроводов с пенополиуретановой изоляцией. Система позволяет контролировать состояние трубопровода, оперативно получать сигнал о появившейся неисправности и точно определять место дефекта. При этом важно понимать, что правильная работа СОДК напрямую зависит от качества ее монтажа.

### Принцип действия и организация системы контроля

ПИ-трубопровод представляет собой жесткую конструкцию типа «труба в трубе», основные элементы которой представлены на рисунке 1.

В свою очередь, СОДК включает:

- сигнальные проводники, проходящие по всей длине трубопровода в теплоизоляционном слое;
- терминалы для подключения приборов в точках контроля и коммутации сигнальных проводников;
- кабели для соединения сигнальных проводников с терминалами в точках контроля;

- стационарный или переносной детектор;
- импульсный рефлектометр;
- тестер изоляции (мегаомметр).

Основой действия СОДК является физическое свойство пенополиуретана изменять значение электрического сопротивления при увеличении влажности (например, из-за повреждения полиэтиленовой оболочки или самой металлической трубы). Являясь в нормальных условиях диэлектриком, пенополиуретан, намокая, становится проводником – его сопротивление снижается до 1,0–5,0 кОм, и СОДК при подключении детекторов сигнализирует об этом.

В СОДК применяется распределенный по всей длине трубопровода датчик увлажнения изоляции. Сигнальные медные проводники (не менее двух), находящиеся в теплоизоляционном слое каждого элемента трубопровода, образуют двухпроводную линию, объединенную на концевых элементах в непрерывную петлю. Эта петля, стальная труба и пенополиуретановый слой изоляции в совокупности и образуют датчик уровня влажности.

Нормативное значение сопротивления изоляции ( $R_{из.}$ ) считается равным 1 МОм на 300 м сигнальных проводников. Для трубопроводов с другой длиной проводников этот показатель изменяется обратно пропорционально длине фактической (измеряемой) сигнальной линии ( $L_{сигн.}$ ) и рассчитывается по формуле

$$R_{из.} = 300/L_{сигн.}$$

### Монтаж системы оперативного дистанционного контроля

Монтаж СОДК проводится в соответствии с технологическими картами, разработанными с учетом требований СП 4.02.01-2020. Коммутация сигнальных проводников в терминалах, монтаж кабелей и оборудования системы контроля выполняются после изоляции стыковых соединений.

На этапе монтажа проверяется техническое состояние сигнальных проводников смонтированного участка трубопровода совместно с соединительными кабелями и терминалами. При этом определяются:

- правильность подключения соединительных кабелей к сигнальным проводникам трубной части и терминалам;
- длина сигнальных проводников на участке трубопровода, ограниченном кабельными выводами, с подключением соединительных кабелей отдельно по подающему и обратному трубопроводам.

Оценка работоспособности СОДК осуществляется с помощью контрольно-монтажного тестера путем измерения фактических значений сопротивления изоляции трубопровода ( $R_{из.}$ ) и сигнальных проводников ( $R_{пр.}$ ) и их сравнения с расчетными значениями согласно нормативам (не менее 300 МОм для одного элемента длиной 1 м).

### Эксплуатация СОДК

Для оперативного выявления неисправностей СОДК необходимо обеспечить регулярный контроль ее состояния, включающий проверку целостности петли сигнальных проводников и состояния изоляции трубы.

В процессе эксплуатации трубопроводов контроль осуществляется с помощью детектора, который фиксирует электрическую проводимость теплоизоляционного слоя на всем проверяемом участке. Устройство может обнаруживать следующие неисправности:

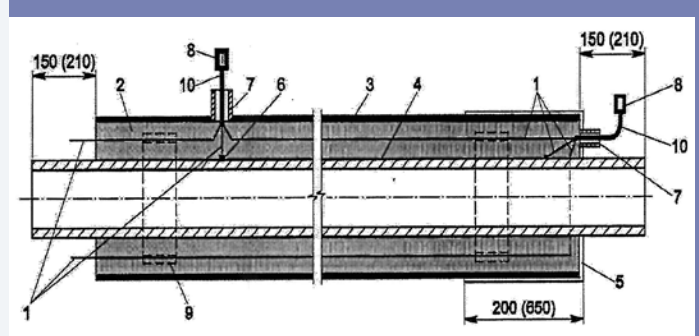


Рис. 1. ПИ-труба со смонтированной СОДК:

1 – сигнальные проводники; 2 – изоляция из пенополиуретана; 3 – полиэтиленовая оболочка; 4 – стальная труба или деталь; 5 – металлическая заглушка изоляции; 6 – соединение сигнального проводника со стальной трубой; 7 – узел ввода кабеля; 8 – герметичное муфтовое соединение; 9 – центрирующая опора; 10 – вывод кабеля

- разрыв сигнальных проводников;
- замыкание проводника на стальную трубу;
- намокание изоляционного слоя.

Детекторы подразделяются на стационарные (питаются от сети 220 В) и переносные (оснащены блоком питания 9 В). Стационарный детектор обеспечивает постоянный контроль от одного до четырех трубопроводов и имеет систему сигнального оповещения. Переносной детектор служит для периодического контроля. Работая автономно и питаясь от батареи, он способен обслуживать неограниченное количество трубопроводов. Такие детекторы устанавливаются в контрольных точках с помощью коммутаторного терминала. Используя стационарные и переносные детекторы, можно контролировать разные участки трубопроводов длиной от 2 до 5 км.

Принцип работы детектора следующий. Устройством измеряется сопротивление между проводниками СОДК и стальной трубой. Если его значение ниже порогового, детектор выдает сигнал «намокание» (такой сигнал можно получить и при соприкосновении сигнального провода с металлической трубой). Прибор также измеряет сопротивление самих медных проводников. В случае если сопротивление электрической цепи превышает предельный параметр, выдается сигнал «обрыв». При этом следует учитывать, что с помощью детектора устанавливается только факт повреждения, но не определяются его точное место и причина.

Для поиска местоположения дефекта предназначен переносной прибор – импульсный рефлектометр, принцип работы которого основан на локационном измерении. Если монтаж проводников относительно трубы выполнен надлежащим образом, при подаче на них высокочастотных электрических импульсов образуется волновое сопротивление, постоянное на всей протяженности трубы. Таким образом, локация импульсами небольшой энергии происходит беспрепятственно. Намокание изоляции приводит к изменению величины волнового сопротивления и, как следствие, затрудняет прохождение импульсов. Рефлектометр фиксирует импульсы, отраженные от влажной изоляции, и определяет дистанцию до места дефекта (на расстоянии от 2 до 10 км).

Следует отметить, что волновое сопротивление может отклоняться от нормативного в местах изменения сечения изоляционного слоя, присоединения муфт и обрыва проводников, а также в конечной точке сигнальной линии.

Для проведения других измерений применяют тестеры изоляции, мегаомметры, омметры. С их помощью не только выполняются точные замеры сопротивления изоляции, но и проверяется ее целостность.



Так, для измерения сопротивления сигнальных проводников используются омметры с выходным напряжением до 9 В. Удельное сопротивление сигнальных проводников не должно превышать 0,012 Ом/м без поданного в трубу теплоносителя и 0,015 Ом/м – с поданным теплоносителем. Более высокое значение свидетельствует о некачественном соединении проводников.

Для измерения сопротивления изоляции применяются мегаомметры с выходным напряжением 500 В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 300 МОм/м. Пониженное значение сопротивления свидетельствует о контакте проводников со стальной трубой или об увлажнении изоляции.

Применяемые средства и методики измерений должны обеспечивать электробезопасность при выполнении работ на теплотрассах и при эксплуатации СОДК. Поэтому не допускается использование приборов, не имеющих сертификата Республики Беларусь об утверждении типа средств измерений, а также действующего свидетельства о государственной поверке. Иначе говоря, применение устройств с истекшим сроком эксплуатации или не прошедших поверку запрещено.

### Виды неисправностей, фиксируемых СОДК

К основным видам неисправностей ПИ-трубопроводов, которые определяются с помощью СОДК, относятся обрыв сигнального провода, намокание пенополиуретановой изоляции и замыкание сигнального провода на трубу.

**Обрыв сигнального провода** по параметрам СОДК характеризуется полным отсутствием сопротивления петли или его повышением. Пороговое значение сопротивления сигнальных проводников для срабатывания сигнала «обрыв» должно находиться в диапазоне 150–200 Ом.

Возможные причины этой неисправности:

- механические повреждения внешней изоляции трубопроводов и соединительных кабелей;
- усталостные обрывы сигнальных проводов при тепловых циклах в местах механических воздействий;
- окисление мест соединения сигнальных проводов внутри внешней изоляции трубопроводов и в местах подсоединения или наращивания соединительных кабелей;
- коммутационные обрывы на терминалах (дефекты паяных соединений, окисление, деформация и т.д.).

**Намокание пенополиуретановой изоляции** характеризуется пониженным сопротивлением изоляции. Пороговое значение для срабатывания сигнала «намокание» – от 1 до 5 кОм.

К возможным причинам этой неисправности относятся:

- механические повреждения внешней изоляции и соединительных кабелей (порывы или пробой);
- дефекты сварных швов полиэтиленовой оболочки фитингов (непровары, трещины);
- дефекты сварных швов стальных труб;
- свищи от внутренней коррозии.

**Замыкание сигнального провода на трубу** характеризуется очень низким сопротивлением изоляции. Процесс обнаружения этой неисправности аналогичен поиску мест увлажнения и не представляет трудности.

Причиной замыкания становится разрушение пленки из компонентов пенополиуретана между трубой и сигнальным проводом при тепловых циклах либо приближение провода к трубе (производственный дефект).

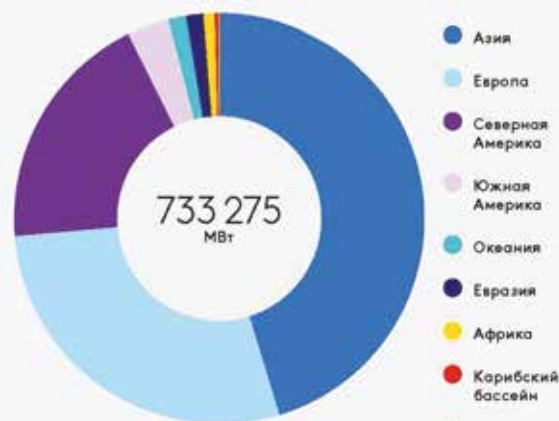
### Выводы

Можно констатировать, что профессиональный и качественный монтаж СОДК позволяет полностью автоматизировать процесс оповещения об аварийных ситуациях на трубопроводах тепловых сетей. Наличие системы контроля значительно сокращает время, затрачиваемое на обслуживание трубопровода и определение мест повреждений в процессе эксплуатации тепловой сети. Как следствие, оптимизируются затраты на ремонт и снижаются потери теплоносителя, что способствует безопасной эксплуатации трубопроводных систем и экономии тепловой энергии. Таким образом, работоспособная СОДК позволяет не только проверить качество изготовления ПИ-трубы и выполненных монтажных работ, но и увеличить срок эксплуатации трубопровода.

*Е.П. Попкова,  
начальник группы энергогазинспекции  
Полоцкого МРО филиала Госэнергонадзора  
по Витебской области*

### К СВЕДЕНИЮ

Общая установленная мощность ветроэнергетических станций (по регионам), МВт



- Азия
- Европа
- Северная Америка
- Южная Америка
- Океания
- Евразия
- Африка
- Карибский бассейн
- Ближний Восток

Источник: IRENA, 2021

2011

2020

# ОЦЕНКА СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДА ПО ЭНЕРГИИ АКТИВАЦИИ ТЕРМООКСИДЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСТРУКЦИИ ИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ

## Аннотация

В статье предложен метод определения срока эксплуатации подземного стального газопровода на основании величины энергии активации термоокислительной деструкции его изоляционного покрытия. Результаты проведенных экспериментов свидетельствуют о том, что прогнозируемый срок эксплуатации подземных стальных газопроводов значительно превышает 40 лет.

## Annotation

The article proposes a method for determining the service life of an underground steel gas pipeline based on the activation energy of thermal oxidative destruction of its insulating coating. The results of the experiments indicate that the predicted service life of underground steel gas pipelines significantly exceeds 40 years.

Статья поступила в редакцию 29 ноября 2021 года

Газораспределительная система Республики Беларусь представляет собой производственный комплекс, входящий в систему газоснабжения и состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для снабжения газом непосредственно потребителей [1]. К настоящему моменту протяженность сетей природного газа составляет 64,4 тыс. км, потребителями газа являются 3,7 млн собственников квартир и жилых домов и порядка 10 тыс. организаций.

## Расчет срока службы защитного покрытия подземных газопроводов

Эксплуатация объектов газораспределительной системы и газопотребления осуществляется в соответствии с требованиями законодательства в области промышленной безопасности [2–4] и включает в том числе техническое диагностирование газопроводов, оборудования (технических устройств) и газоиспользующих установок.

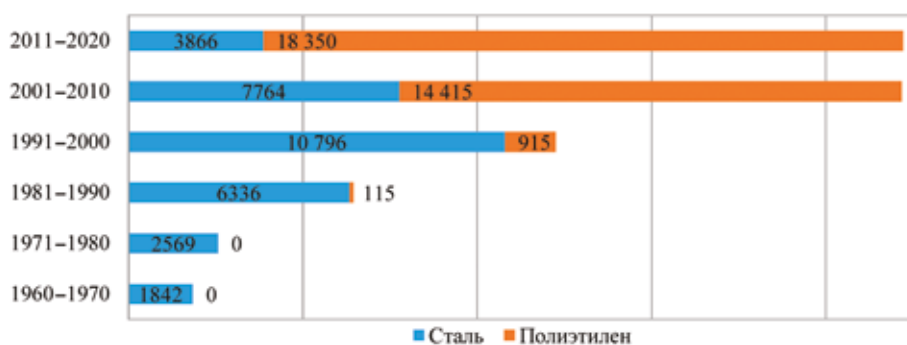


Рис. 1. Протяженность введенных в эксплуатацию газопроводов по периодам, км

В.А. СЕДНИН,  
д.т.н., профессор, заведующий кафедрой  
«Промышленная теплоэнергетика  
и теплотехника» БНТУ

А.А. АБРАЗОВСКИЙ,  
к.т.н., доцент, проректор  
по профессиональному обучению  
ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»

Н.Р. ПРОКОПЧУК,  
д.х.н., профессор,  
член-корреспондент НАН Беларуси,  
профессор БГТУ

А.В. КАСПЕРОВИЧ,  
к.т.н., доцент, заведующий кафедрой  
полимерных композиционных  
материалов БГТУ

А.С. ГАРКУН,  
к.ф.-м.н., заместитель директора  
по научной и инновационной работе  
ИПФ НАН Беларуси

С.Ф. ГОРИЧЕНКО,  
начальник службы  
неразрушающего контроля, измерений  
и технической диагностики  
УП «МИНГАЗ»



Цель технического диагностирования – определение технического состояния газопровода и установление ресурса его дальнейшей эксплуатации.

В Республике Беларусь техническое диагностирование должно проводиться по истечении 40 лет для стальных и 50 лет – для полиэтиленовых газопроводов после ввода их в эксплуатацию [3], и по его результатам определяется возможность их дальнейшей эксплуатации. К настоящему времени суммарная протяженность газопроводов, выработавших нормативный срок эксплуатации, составляет более 10 тыс. км. На рисунке 1 представлены данные о протяженности стальных и полиэтиленовых газопроводов, введенных в эксплуатацию с 1960 года.

В отличие от Беларуси в Российской Федерации срок эксплуатации газопроводов определяется при проектировании с учетом исходных данных и результатов инженерных изысканий [5]. Срок эксплуатации стальных подземных газопроводов назначается по срокам службы защитных покрытий, при этом он должен быть не менее 50 лет [6]. В свою очередь, срок службы защитного покрытия определяется временем, в течение которого величина его переходного сопротивления снижается до предельно допустимого значения.

Предельный срок службы защитного покрытия (в годах) может быть вычислен по формуле

$$t_n = \frac{1}{\alpha} \ln \frac{R_n}{R_{np}}$$

где  $R_n$  и  $R_{np}$  – начальное и предельно допустимое значения переходного электрического сопротивления защитного покрытия газопровода, Ом·м<sup>2</sup>;  $\alpha$  – постоянная времени старения защитного покрытия, год<sup>-1</sup>.

Данная формула соответствует экспоненциальной зависимости изменения защитных свойств изоляционного покрытия трубопровода от срока его службы.  $R_n$  в зависимости от типа и конструкции защитного покрытия определяется по [7] или данным изготовителя, при этом  $R_{np}$  должно быть не менее 400 Ом·м<sup>2</sup>. Принимаемое значение постоянной времени старения защитного покрытия определяется его типом:

- для битумных и полимерных ленточных покрытий  $\alpha = 0,125$  год<sup>-1</sup>;
- для покрытий, выполненных по ГОСТ Р 51164,  $\alpha = 0,104$  год<sup>-1</sup>;
- для покрытий из экструдированного полиэтилена, выполненных по ГОСТ Р 55436,  $\alpha = 0,084$  год<sup>-1</sup>.

### Метод определения долговечности изоляционных покрытий по энергии активации термоокислительной деструкции

В рамках реализуемых в газовой отрасли мероприятий по совершенствованию технологий и методов технического диагностирования в УП «МИНГАЗ» было выполнено исследование по оценке состояния защитных покрытий подземных газопроводов и прогнозированию срока их эксплуатации. Для решения поставленных задач использовался метод определения долговечности

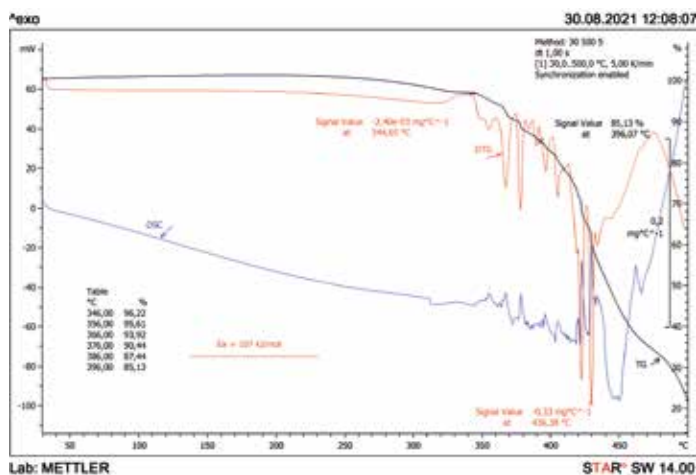


Рис. 2. Термоаналитические кривые для образца № 1

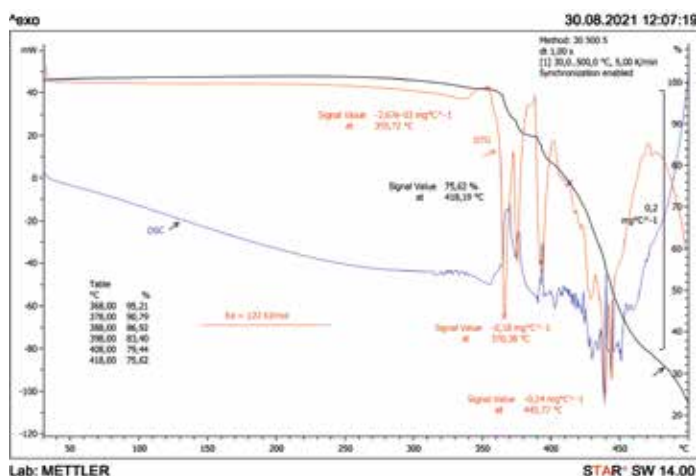


Рис. 3. Термоаналитические кривые для образца № 2

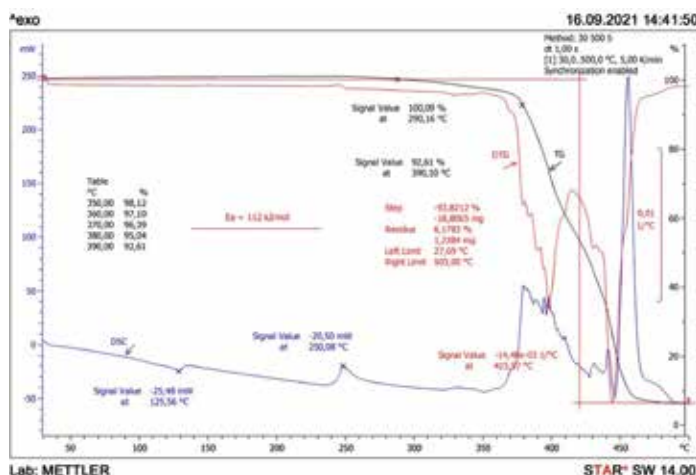


Рис. 4. Термоаналитические кривые для образца № 3

изоляционных покрытий по энергии активации термоокислительной деструкции [8]. Метод основан на взаимосвязи между этим показателем и долговечностью полимерной изоляции.

Энергия активации термоокислительной деструкции обуславливает качество материала и уменьшается

под воздействием эксплуатационных факторов. В ходе исследования она определялась расчетным путем по потере массы навески материала при нагревании его образца с заданной скоростью в заданном интервале температур.

Для оценки состояния защитных покрытий были исследованы три образца:

- образец № 1 – стальной газопровод с мастичным защитным покрытием, введенный в эксплуатацию в 1973 году;
- образец № 2 – новый стальной газопровод с мастичным защитным покрытием;
- образец № 3 – новый стальной газопровод с защитным покрытием из экструдированного полиэтилена.

Термический анализ образцов выполнялся на термоаналитической установке TGA/DSC Mettler Toledo. Образцы битумной мастики (№ 1, № 2) и экструдированного полиэтилена (№ 3) массой 18 мг помещались в закрытые тигли. Термоаналитические кривые снимались при линейной скорости подъема температуры 5 °С/мин. В результате экспериментов для трех образцов были получены кривые термогравиметрии (TG), дифференциальной термогравиметрии (DTG) и дифференциальной калориметрии (DSC). Термоаналитические

кривые для исследованных образцов представлены на рисунках 2–4.

Расчет энергии активации термоокислительной деструкции произведен по данным динамической термогравиметрии методом Бройдо. На полученной кривой были отмечены значения потери массы навески битума ( $\Delta m$ ) в процентах от исходной массы с точностью до 0,01 % и шагом 10 °С. Значение энергии активации  $E_d$ , кДж/моль, определено по формуле

$$E_d = \text{tg}\varphi R,$$

где  $\text{tg}\varphi$  – тангенс угла наклона прямой (графическое изображение зависимости  $\ln(\ln(100/(100-\Delta m)))$  от  $10^3/T$ );  $R$  – универсальная газовая постоянная,  $R = 8,31 \cdot 10^{-3}$  кДж/моль.

Результаты расчета для трех образцов приведены в таблицах 1–3.

В результате значения энергии активации термоокислительной деструкции составили:

- образец № 1 – 107 кДж/моль;
- образец № 2 – 122 кДж/моль;
- образец № 3 – 115 кДж/моль.

Долговечность мастичного защитного покрытия (образцы № 1, № 2) определяется долговечностью связующего материала, в данном случае – парафина. Напомним, что парафин представляет собой смесь твердых углеводородов метанового ряда преимущественно нормального строения – с 18–35 атомами углерода в молекуле и молекулярной массой 300–450. По химическому составу его можно классифицировать как олигомерный (низкомолекулярный) полиэтилен высокого давления.

Долговечность  $\tau_{T_s}$  для полиэтилена высокого давления определяется в [9] по зависимости

$$\tau_{T_s} = \left[ 10^{0,1144(E_d - \Delta E_{\text{эф}}) - 1,73} \cdot e^{(E_d - \Delta E_{\text{эф}})/RT_s} \right], \text{ лет},$$

где  $\Delta E_{\text{эф}}$  – снижение потенциального барьера разрушения химических связей в олигомерных молекулах под воздействием эксплуатационных факторов:

$$\Delta E_{\text{эф}} = \Delta E_{\text{м.в}} + \Delta E_{\text{х.в}} + \Delta E_{\text{ж.ср}},$$

где  $\Delta E_{\text{м.в}}$ ,  $\Delta E_{\text{х.в}}$ ,  $\Delta E_{\text{ж.ср}}$  – снижение потенциального барьера соответственно внутренними механическими напряжениями (от давления массы стального газопровода, грунта над газопроводом и газа в газопроводе), химически агрессивной жидкой средой (водные растворы солей), жидкой средой (эффект Ребиндера).

Значения слагаемых  $\Delta E_{\text{эф}}$  определяются следующим образом.

$$\Delta E_{\text{м.в}} = \sigma_{\text{вн}} \gamma,$$

где  $\sigma_{\text{вн}} = 4$  МПа – механическое напряжение, установленное расчетным путем с учетом давления массы газопровода, массы грунта высотой до 2 м и массы газа;  $\gamma$  – структурно-чувствительный коэффициент, характеризующий плотность упаковки олигомерных молекул в битуме. Принимается равным 5 кДж/(моль·МПа), так как расстояния между полиолефиновыми молекулами,

Таблица 1. Результаты расчета энергии активации термоокислительной деструкции для образца № 1

T, °C	T, K	10 <sup>3</sup> /T, K <sup>-1</sup>	Δm, %	ln(ln(100/(100-Δm)))
346	619	1,616	3,78	-3,256
356	629	1,590	4,39	-3,103
366	639	1,565	6,08	-2,769
376	649	1,541	9,56	-2,298
386	659	1,517	12,56	-2,008
396	669	1,495	14,87	-1,826

Таблица 2. Результаты расчета энергии активации термоокислительной деструкции для образца № 2

T, °C	T, K	10 <sup>3</sup> /T, K <sup>-1</sup>	Δm, %	ln(ln(100/(100-Δm)))
368	641	1,560	4,79	-3,014
378	651	1,536	9,21	-2,337
388	661	1,513	13,08	-1,965
398	671	1,490	16,60	-1,706
408	681	1,468	20,56	-1,469
418	691	1,447	24,38	-1,275

Таблица 3. Результаты расчета энергии активации термоокислительной деструкции для образца № 3

T, °C	T, K	10 <sup>3</sup> /T, K <sup>-1</sup>	Δm, %	ln(ln(100/(100-Δm)))
350	623	1,605	1,97	-3,917
360	633	1,580	2,99	-3,495
370	643	1,555	3,70	-3,278
380	653	1,531	5,05	-2,960
390	663	1,508	7,48	-2,554
350	623	1,605	1,97	-3,917



несущими механическую нагрузку, увеличены из-за сложного компонентного состава битума по сравнению с полиэтиленом [9].

$\Delta E_{х.в}$  составляет 10 кДж/моль на протяжении всего срока эксплуатации защитного покрытия, так как его материал является стойким и непроницаемым для воды и водных растворов солей.

$\Delta E_{ж.ср}$  принимается равным 3 кДж/моль, как для систем канализации из полиэтиленовых труб.

Соответственно, для образца № 1 имеем

$$\tau_{T_0} = \left[ 10^{-0,1144 \cdot 74 - 1,73} \cdot e^{74/2,352} \right] = 19 \text{ лет;}$$

для образца № 2

$$\tau_{T_0} = \left[ 10^{-0,1144 \cdot 89 - 1,73} \cdot e^{89/2,352} \right] = 76 \text{ лет.}$$

На основании анализа термоаналитических кривых, полученных при прогреве образца № 3, можно сделать вывод, что защитное покрытие в данном случае является полиэтиленом низкого давления. Для этого материала долговечность определяется [9] по выражению

$$\tau_{T_0} = \left[ 10^{-0,1167(E_d - \Delta E_{\text{э.ф}}) - 0,936} \cdot e^{(E_d - \Delta E_{\text{э.ф}})/RT_0} \right],$$

что позволяет получить для экструдированного полиэтилена следующее значение:

$$\tau_{T_0} = \left[ 10^{-0,1167(115 - 34) - 0,936} \cdot e^{(115 - 34)/2,352} \right] = 100 \text{ лет.}$$

## Выводы

1. К настоящему времени суммарная протяженность распределительных газопроводов в Республике Беларусь, выработавших нормативный срок эксплуатации (40 лет), составляет более 10 тыс. км. С целью определения технического состояния этих газопроводов и установления ресурса дальнейшей эксплуатации проводится их техническое диагностирование. Традиционно при этом используются затратные технологии на базе шурфового метода. Между тем существует практика определения срока службы газопроводов при их проектировании с учетом исходных данных и результатов инженерных изысканий. В частности, в России срок эксплуатации стальных подземных газопроводов назначается по срокам службы защитных покрытий (но не менее 50 лет). В свою очередь, срок службы защитного покрытия определяется временем, в течение которого его переходное сопротивление снизится до предельного значения.

2. В УП «МИНГАЗ» было выполнено исследование по оценке состояния защитных покрытий подземных газопроводов и прогнозированию срока их эксплуатации с использованием метода определения долговечности изоляционных покрытий по энергии активации термоокислительной деструкции. Исследовались образцы трех стальных газопроводов: ве-

денного в эксплуатацию в 1973 году с мастичным защитным покрытием и двух новых – с мастичным покрытием и с покрытием из экструдированного полиэтилена.

Выполненные по результатам эксперимента расчеты свидетельствуют о значительном запасе надежности защитных покрытий и, как следствие, самих подземных стальных газопроводов. Так, прогнозируемый срок продления эксплуатации для первого образца составил 19 лет, а для второго и третьего – соответственно 76 и 100 лет. Таким образом, результаты исследования позволяют утверждать, что при сохранении свойств защитного покрытия срок эксплуатации металлических газопроводов значительно превышает 40 лет.

## Список литературы

1. О газоснабжении: Закон Респ. Беларусь от 04.01.2003 № 176-З: в ред. от 29.06.2006 № 137-З, от 20.07.2006 № 162-З, от 08.07.2008 № 367-З, от 28.12.2009 № 96-З, от 14.07.2011 № 293-З, от 17.07.2018 № 134-З [Электронный ресурс]. – Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. – Режим доступа: <http://www.pravo.by>. – Дата доступа: 19.11.2021.
2. О промышленной безопасности: Закон Респ. Беларусь от 05.01.2016 № 354-З: в ред. от 10.12.2020 № 66-З, от 28.05.2021 № 114-З [Электронный ресурс]. – Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. – Режим доступа: <http://www.pravo.by>. – Дата доступа: 19.11.2021.
3. Об утверждении Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 02.02.2009 № 6 [Электронный ресурс]. – ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2009.
4. Техническое диагностирование и продление назначенного ресурса (назначенного срока службы) безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений. Общие положения: ТКП 054-2007 (02300) – Введ. 01.05.2007 (впервые). – Минск: Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь, 2007. – 37 с.
5. Инструкция по техническому диагностированию подземных стальных газопроводов: утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации, 06.02.2017. [Электронный ресурс]. – КонсультантПлюс. Россия / ЗАО «Консультант Плюс». – М., 2017.
6. Системы газораспределительные. Сети газораспределения. Определение продолжительности эксплуатации стальных наружных газопроводов при проектировании: ГОСТ Р 58094-2018. – Введ. 01.10.2018 (впервые). – М.: Стандартинформ, 2018. – 22 с.
7. Единая система защиты от коррозии и старения (ЕСЗКС). Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии (с Поправкой): ГОСТ 9.602-2016. – Введ. 01.06.2017 (вместо ГОСТ 9.602-2005). – М.: Стандартинформ, 2016. – 139 с.
8. Изделия полимерные для строительства. Метод определения долговечности по энергии активации термоокислительной деструкции полимерных материалов. – Введ. 28.06.2002 (впервые). – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2002. – 8 с.
9. Изделия полимерные для строительства. Метод определения долговечности труб полимерных для инженерно-технических систем. – Введ. 28.06.2002 (впервые). – Минск: Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2002. – 8 с.

# ИЗМЕНИЛИСЬ ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ ПЛАНОВ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ИНЦИДЕНТОВ И АВАРИЙ

С.С. ДАВЫДОВСКИЙ,  
заместитель начальника управления охраны труда,  
пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго»

С 1 сентября введен в действие СТП 33240.03.101-21 «Положение по разработке планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на опасных производственных объектах организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», утвержденный приказом ГПО «Белэнерго» от 1 июля 2021 года № 149. Стандарт устанавливает порядок разработки, согласования и утверждения в организациях объединения планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий, подготовки персонала к действиям в чрезвычайных ситуациях в минимально возможные сроки.

## Справочно:

Законом Республики Беларусь от 5 января 2016 года № 354-З «О промышленной безопасности» определено, что субъект промышленной безопасности обязан:

- принимать меры по предупреждению аварий и инцидентов на принадлежащих ему опасных производственных объектах и (или) потенциально опасных объектах (ч. 16, ст. 26);
- разрабатывать и проводить мероприятия по локализации и ликвидации аварий и инцидентов, их последствий на принадлежащих ему опасном производственном объекте и (или) потенциально опасном объекте, оказывать содействие государственным органам в техническом расследовании причин таких аварий и инцидентов (ч. 19, ст. 26).

В настоящее время в организациях ГПО «Белэнерго» эксплуатируется:

- 105 опасных производственных объектов (ОПО), в состав которых входят 3346 потенциально опасных объектов (ПОО);
- 641 потенциально опасный объект, не входящий в состав ОПО.

Управлением охраны труда, пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго» в текущем году был изучен вопрос о необходимости разработки и утверждения на уровне объединения типовых планов по локализации

и ликвидации инцидентов и аварий (ПЛА) на ОПО и проведен анализ правовой базы в этой сфере.

В ходе изучения действующих законодательных и локальных правовых актов в области промышленной безопасности в части разработки ПЛА было установлено, что существующие нормы не отвечают требованиям времени. В частности, отсутствуют единые подходы и общее понимание наименования, структуры и необходимости разработки таких документов.

С целью совершенствования отраслевой нормативной базы в рассматриваемой области было принято решение о создании отраслевого стандарта СТП 33240.03.101-21 «Положение по разработке планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на опасных производственных объектах организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Стандарт содержит 8 разделов, в том числе:

- раздел 4 «Требования к составлению планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий на опасных производственных объектах»;
- раздел 5 «Анализ состояния опасного производственного объекта и (или) потенциально опасного объекта, прогнозирование возможных аварий на опасных производственных и (или) потенциально опасных объектах»;
- раздел 6 «Обеспечение требований промышленной безопасности»;

- раздел 7 «Полномочия и обязанности руководителя ликвидации аварии»;

- раздел 8 «Внедрение плана локализации и ликвидации инцидентов и аварий на опасных производственных объектах».

Стандарт также включает 15 приложений, в том числе обязательные:

- приложение В «Форма титульного листа»;
- приложение Г «Сведения об общей численности работников организации (филиала), находящихся на опасном производственном объекте и (или) потенциально опасном объекте»;
- приложение Д «Краткая характеристика опасных производственных объектов и (или) потенциально опасных объектов»;
- приложение Е «Описание действий по локализации и ликвидации инцидентов и аварий»;
- приложение Л «Схема поэтапного развития аварий».

Стандартом установлен единый порядок разработки в организациях ГПО «Белэнерго», согласования и утверждения ПЛА, а также подготовки персонала к действиям по локализации и ликвидации инцидентов и аварий в минимально короткие сроки.

Стандартом определено, что при разработке ПЛА проводится:

- прогнозирование сценариев возникновения инцидентов и аварий;



- постадийный анализ сценариев возможного развития инцидентов и аварий, масштабов их последствий;

- оценка достаточности мер, предотвращающих возникновение и развитие аварий, а также сил и средств по защите людей, локализации и ликвидации аварий;

- планирование действий производственного персонала, специализированных подразделений организации по локализации и ликвидации инцидентов и аварий в минимально короткие сроки.

Прогнозирование должно охватывать все уровни развития аварий, установленные в процессе анализа возможного воздействия поражающих факторов на смежные ОПО и (или) ПОО (цеха, в которых они установлены) и учитывающие возможность возникновения аварий при работе, пуске, остановке и ремонте объекта.

Прогнозные сценарии должны учитывать также воздействие природных явлений (затопление, загрязнение окружающей среды и др.), которые с большой вероятностью могут возникать в организации (филиале).

Следует подчеркнуть, что к разработке ПЛА на действующих ОПО и (или) ПОО должны привлекаться:

- главный инженер организации (филиала);

- руководители структурных подразделений, где эксплуатируются указанные объекты;

- заместители главных инженеров (по направлениям деятельности);

- руководители технических служб (отделов);

- инженер по промышленной безопасности или лицо, на которое возложены соответствующие обязанности;

- руководители производственного (производственно-технического) отдела (службы);

- руководители и специалисты специализированных подразделений, охраны труда и органа повседневного управления организации по ЧС (отдел, сектор или отдельные работники, назначенные приказом);

- иные руководители и специалисты – по решению руководителя организации (филиала).

В требованиях к составлению основной части ПЛА на опасных и (или) по-

тенциально опасных производственных объектах определено, что оперативная часть ПЛА должна включать:

- блок-схему ОПО и (или) ПОО;

- план объекта;

- принципиальную технологическую схему оборудования;

- описание действий по локализации и ликвидации инцидентов и аварий;

- перечень автомобильной и специальной техники, специального оборудования и средств индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации аварий;

- инструкцию по аварийной остановке ОПО и (или) ПОО;

- список работников (при необходимости), которые привлекаются к ликвидации аварии, и лиц, дублирующих их действия при отсутствии по каким-либо причинам первых, с указанием места их постоянной работы, проживания и телефонов.

Следует отметить, что в основу требований СТП 33240.03.101-21 положены современные подходы к прогнозированию возможных чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера и порядку реагирования на эти ситуации.

*Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.134-21*

## УСТАНОВЛЕННЫ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ФУНКЦИОНАЛЬНО-ЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ РЗА/ПА ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЙ

С.Г. ПЕРЦЕВ,  
главный специалист отдела релейной защиты и автоматики  
РУП «Белэнергосетьпроект»

С 1 декабря вступил в действие отраслевой стандарт СТП 33240.35.134-21 «Подстанции электрические. Функционально-логические схемы РЗА/ПА. Требования к выполнению», утвержденный приказом ГПО «Белэнерго» от 23 ноября 2021 года № 292. Стандарт введен впервые. Требования документа обязательны для применения проектными, строительными-монтажными и эксплуатирующими организациями объединения.

В настоящее время практически все устройства релейной защиты, автоматики и противоаварийной автоматики (РЗА/ПА) выполняются на микропроцессорной базе и имеют свободно программируемую логику работы. Это

позволяет адаптировать данные устройства под специфические требования к РЗА/ПА, существующие в белорусской энергосистеме или возникающие при проектировании уникальных объектов. При этом процесс разработки

проектов значительно усложняется. Дополнительным усложняющим фактором является большое разнообразие оборудования РЗА/ПА со специфическими возможностями. Кроме того, у специалистов организаций ГПО «Белэнерго»

сложилось различные, часто взаимоисключающие мнения по поводу необходимой степени детализации проектной документации в части разработки функционально-логических схем (ФЛС) и создания на их основе конфигураций терминалов РЗА/ПА.

В связи с этим ГПО «Белэнерго» поручило РУП «Белэнергосетьпроект» разработать отраслевой стандарт с целью упорядочить процесс разработки проектной документации в области РЗА/ПА в части выполнения ФЛС и конфигураций устройств РЗА/ПА.

Разработчиками стандарта был проанализирован мировой опыт аналогичных работ, а также возможность его применения с учетом требований законодательства Республики Беларусь.

Структурно СТП 33240.35.134-21 «Подстанции электрические. Функционально-логические схемы РЗА/ПА. Требования к выполнению» состоит из 8 разделов. Кроме общих разделов 1–4, в него входят:

- раздел 5 «Требования к выполнению ФЛС РЗА/ПА на стадии архитектурного проекта»;
- раздел 6 «Требования к выполнению ФЛС и конфигураций устройств РЗА/ПА в документации поставщика оборудования»;

- раздел 7 «Требования к доработке ФЛС и конфигураций устройств РЗА/ПА на стадии строительного проекта»;

- раздел 8 «Требования к пусконаладочным работам».

Стандарт включает также 6 обязательных приложений, которые содержат:

- описание (определение) основных технических характеристик устройств РЗА/ПА;
- основные условные графические обозначения (УГО) логических функций;
- основные функции РЗА/ПА и их УГО;
- правила создания и описания новых функций РЗА/ПА;
- примеры функционально-логических схем РЗА/ПА;
- требования к функциональным испытаниям и заводским приемочным испытаниям устройств (функций) РЗА/ПА.

В стандарте приводятся требования к объему необходимой проектной документации на всех стадиях разработки проекта, а также к распределению ролей (задач) и зон ответственности между заказчиком, проектной организацией, производителем оборудования, поставщиком и наладочной организацией. С целью унификации требований к РЗА/ПА разработчиками СТП в значительной степени учитывались по-

ложения международных стандартов ИЕС 61850.

СТП 33240.35.134-21 предусматривает существенное увеличение детализации (глубины проработки) технических решений по выполнению ФЛС РЗА/ПА на стадии архитектурного проекта. В свою очередь, на стадии закупки оборудования данные изменения позволят, опираясь на опыт и знания производителей оборудования и их партнеров в Республике Беларусь, получить технические предложения, полностью удовлетворяющие поставленным задачам, а также необходимую техническую документацию для выполнения строительного проекта.

На стадии строительного проекта принятые ранее решения реализуются с учетом возможностей закупленного оборудования. Применение заложенных в стандарте подходов также позволит снизить трудоемкость и повысить качество выполнения пусконаладочных работ.

Поскольку закрепленные в СТП 33240.35.134-21 требования в значительной степени меняют сложившиеся в республике подходы в области проектирования РЗА/ПА, предстоит длительная и кропотливая работа по внедрению стандарта, а также его улучшению на основании опыта реализации проектов с использованием предлагаемых в нем подходов.

*Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.17.418-21*

## ОБНОВЛЕНА ИНСТРУКЦИЯ ПО ДЕФЕКТΟΣКОПИИ ГИБОВ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ПЕРЛИТНОЙ СТАЛИ

К.Г. ЛАПУТЬ,  
инженер ОАО «Белэнергоремналадка»

С 1 января 2022 года вступает в действие отраслевой стандарт СТП 33240.17.418-21 «Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали», утвержденный приказом ГПО «Белэнерго» от 15 ноября 2021 года № 282. Документ введен взамен действовавшего с 1982 года СТП 34.17.418 (РД 34.17.418) «Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали (И № 23 СД-80)».

Пересмотр стандарта был обусловлен тем, что имеющийся опыт работы с гибом трубопроводов, применяемые методы и подходы к неразрушающему контролю вышли за рамки требований прежнего документа.

Новый стандарт определяет методы дефектоскопии гибов необогреваемых труб в пределах котлов, станционных трубопроводов пара и горячей воды, трубопроводов в пределах турбин, сосудов и других труб, выполненных из сталей

перлитного класса, с наружным диаметром 57 мм и более и толщиной стенки 3,5 мм и более. Стандарт не распространяется на литые колена, отводы всех типов (сварные секционные, штампованные, бесшовные).



В процессе пересмотра СТП все его разделы были переработаны, актуализированы и дополнены. Изменились также содержание и порядок изложения. Разделы с описанием методик настройки морально устаревших и ныне не используемых приборов исключены.

СТП 33240.17.418-21 включает следующие разделы:

- 1 Область применения
- 2 Нормативные ссылки
- 3 Термины и определения, обозначения и сокращения
- 4 Общие положения
- 5 Описание применяемых видов неразрушающего контроля
- 6 Требования к аппаратуре, средствам и вспомогательным приспособлениям
- 7 Подготовка к контролю
- 8 Проведение контроля
- 9 Оценка качества контролируемого объекта
- 10 Оформление результатов контроля
- 11 Требования безопасности.

В разделах 1–3 определяется область распространения стандарта, приводятся ссылочные ТНПА, стандартизированные термины с соответствующими определениями, а также список принятых обозначений и сокращений.

Раздел 4 дополнен измерением твердости в части рекомендованных к использованию при контроле методов.

В разделе расширен перечень и указаны типы дефектов, выявляемых с помощью каждого из методов контроля. Описаны случаи контроля новых и находящихся в эксплуатации гибов. Определены требования к заказчику и исполнителю работ, их роли на этапах подготовки, организации и проведения контроля и др.

В разделе 5 описаны основные применяемые виды неразрушающего контроля:

- визуальный и измерительный контроль;
- измерение твердости переносными твердомерами;
- капиллярная дефектоскопия;
- магнитопорошковая дефектоскопия;
- ультразвуковая толщинометрия;
- ультразвуковой контроль (УЗК).

Определена цель проведения контроля применительно к каждому из методов, а также последовательность их применения:

В разделах 6–9 для каждого метода изложены требования к используемым средствам контроля и вспомогательным приспособлениям, рекомендованы их оптимальные комбинации; приведены способы подготовки гибов к контролю и порядок его проведения, а также нормы оценки качества гибов, допустимые несоответствия и тактика их

устранения, в том числе с применением термообработки.

Разделом 10 устанавливается порядок оформления и содержание отчетной документации по выполненным работам, разделом 11 – требования безопасности.

Пересмотренный стандарт содержит четыре приложения. В обязательном приложении А приведена инструкция по ультразвуковому контролю сплошности металла гибов на наличие дефектов типа расслоения. Описан дополнительный метод ультразвукового контроля продольными волнами, распространяющимися в стенкегиба в радиальном направлении. Этот метод УЗК позволяет выявлять дефекты типа расслоений (без определения их действительных размеров) на гихах с толщиной стенки 8 мм и более.

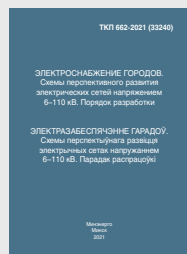
В справочных приложениях Б и В приводятся нормы оценки качества гибов по результатам визуального и измерительного контроля и по результатам капиллярной и магнитопорошковой дефектоскопии соответственно.

Рекомендуемое приложение Г содержит сокращенную форму описания несплошностей. Предлагаемый способ фиксации дефектов, обнаруженных по итогам УЗК, позволяет оформлять результаты контроля краткими и интуитивно понятными записями.



### ТКП 411-2021 (33240)

Правила учета тепловой энергии и теплоносителя



### ТКП 662-2021 (33240)

Электроснабжение городов. Схемы перспективного развития электрических сетей напряжением 6–110 кВ. Порядок разработки



**ПРАВИЛА  
ПОЛЬЗОВАНИЯ  
ГАЗОМ В БЫТУ**

## Новые издания

#### 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 сайте: [energodoc.by](http://energodoc.by)  
[energystategy.by/нормативная литература](http://energystategy.by/нормативная_литература)

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



## СКОРРЕКТИРОВАНЫ ТРЕБОВАНИЯ ПРАВИЛ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

21 октября вступило в силу постановление Совета Министров Республики Беларусь от 2 июля 2021 года № 381 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 16 апреля 2021 года № 153». Постановлением утверждены Правила доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, Правила доступа к услугам по передаче и (или) распределению электрической энергии, а также внесены изменения в ряд нормативных правовых актов, в том числе в Правила электроснабжения, утвержденные постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 года № 1394. В статье рассматриваются изменения в этом документе, находящиеся в компетенции органа Госэнергогазнадзора.

Подавляющее большинство изменений в Правилах электроснабжения (далее – Правила) касается совершенствования отношений между владельцами блок-станций и энергоснабжающими организациями по вопросам оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также передачи и распределения электрической энергии, произведенной блок-станциями. Изменения затронули также порядок присоединения электроустановок потребителей к электрическим сетям, переоформление договорных отношений, применение нормативных правовых актов, взаимоотношения сторон при выполнении договорных обязательств, в том числе вопросы, находящиеся в компетенции органа Госэнергогазнадзора.

Отметим появление в пункте 3 Правил нового термина: электрофизические измерения (испытания) – процесс экспериментального получения одного или более количественных значений величин, характеризующих параметры работы электрооборудования и электроустановок в целях обеспечения их безопасной эксплуатации и над-

лежащего функционирования в соответствии с требованиями законодательства и эксплуатационной документации.

Длительное время в законодательстве Республики Беларусь не был урегулирован вопрос подключения электроустановок, принадлежащих гражданам, но предназначенных для небытового потребления электроэнергии. Эта проблема является достаточно актуальной в связи с приобретением гражданами (физическими лицами) в собственность таких объектов, как административные здания, офисные помещения, складские объекты и т.п. При этом вопрос организации эксплуатации электроустановок этих объектов урегулирован достаточно давно – согласно пункту 4.1.11 ТКП 181-2009 электроустановки, владельцами которых являются граждане (за исключением квартир, одноквартирных жилых домов и других капитальных строений граждан, использующих электроэнергию для бытового потребления), независимо от напряжения, должны обслуживаться специализированными организациями. А вот с выдачей технических

условий на электроснабжение и присоединение таких электроустановок к электрическим сетям возникали значительные затруднения.

С одной стороны, процедуры, предусмотренные единым перечнем административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями в отношении юридических лиц и индивидуальных предпринимателей (утвержден постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17.02.2012 № 156), не распространялись на физических лиц. С другой стороны, аналогичные процедуры, указанные в перечне административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями по заявлениям граждан (утвержден Указом Президента Республики Беларусь от 26.04.2010 № 200), распространялись только на электроустановки одноквартирных, блокированных жилых домов и (или) нежилые капитальные постройки на придомовой территории.

Для разрешения сложившейся ситуации Указом Президента Республики Беларусь от 30.12.2019



№ 492 в перечень административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями по заявлениям граждан, была введена новая процедура 10.6-1 «Выдача технических условий на присоединение электроустановок граждан к электрическим сетям (за исключением электроустановок многоквартирного, блокированного жилого дома и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории)». В связи с этим второй абзац *части 1 пункта 8* Правил дополнен словами: «, либо получает такие технические условия в филиале «Электрические сети» РУП-облэнерго, его структурном подразделении в рамках реализации филиалом «Электрические сети» РУП-облэнерго, его структурным подразделением административной процедуры, предусмотренной в пункте 10.6-1 перечня административных процедур, осуществляемых государственными органами и иными организациями по заявлениям граждан.».

Кроме того, в Правилах появились ссылки на технические кодексы установившейся практики ТКП 181-2009 и ТКП 387-2012:

- в *пункте 42* – введенные в эксплуатацию (присоединенные к электрическим сетям энергоснабжающей организации или владельца электрической сети) электроустановки юридических лиц и граждан, в том числе индивидуальных предпринимателей, должны соответствовать строительным нормам, ТКП 181-2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» и иным обязательным для соблюдения требованиям технических нормативных правовых актов по надежной и безопасной эксплуатации электроустановок потребителей;

- в *пункте 43* – расследование аварий и технологических нарушений электроустановок потребителей, являющихся юридическими лицами, осуществляется в порядке, установленном ТКП 387-2012 «Расследование и учет нарушений в работе объектов энергетического хозяйства потребителей электрической и (или) тепловой энергии».

Необходимость включения в Правила ссылок на данные ТНПА обусловлена особенностями правового

регулирования отношений, возникающих при установлении и применении технических требований к объектам технического нормирования в Республике Беларусь. Так, статьей 21 Закона Республики Беларусь от 05.01.2004 № 262-З «О техническом нормировании и стандартизации» предусмотрено общее требование, что технические кодексы установившейся практики являются добровольными для применения. При этом в статье содержится исключение – в случае, когда в законодательном акте, техническом регламенте Республики Беларусь либо ином нормативном правовом акте Совета Министров Республики Беларусь дана ссылка на технический кодекс установившейся практики (ТКП), требования этого ТКП становятся обязательными для соблюдения, если добровольность его применения не установлена соответствующим законодательным актом, техническим регламентом Республики Беларусь либо иным нормативным правовым актом Совета Министров Республики Беларусь.

Таким образом, поскольку Правила электроснабжения утверждены нормативным правовым актом Совета Министров Республики Беларусь после появления вышеуказанных ссылок, требования ТКП 181-2009 и ТКП 387-2012 стали обязательными. Отметим, что ссылки на необходимость соблюдения требований ТКП 181-2009 появились также в *пункте 108* Правил, устанавливающем обязанности абонента, и в *пункте 150*, регламентирующем вопросы организации эксплуатации средств расчетного учета.

*Пункт 45* дополнен новым требованием – электроустановки, за исключением электроустановок квартир в многоквартирных, блокированных жилых домах, многоквартирных жилых домов и (или) нежилых капитальных построек на придомовой территории на предоставленном земельном участке, должны обслуживаться потребителем самостоятельно либо специализированной организацией, привлекаемой на основании договора.

В *пункте 49* порядок действий энергоснабжающей организации по подключению электроустановок к электрическим сетям разделен

на три части. В них порядок действий изложен применительно к подключению:

- электроустановок юридического лица или индивидуального предпринимателя;

- блок-станции к электрической сети РУП-облэнерго;

- блок-станции к электрической сети энергоснабжающей организации или владельца электрической сети, являющегося юридическим лицом, не входящих в состав ГПО «Белэнерго».

Нужно отметить, что общий порядок действий энергоснабжающей организации по подключению электроустановок потребителя к электрическим сетям не изменился. Сохранен также упрощенный порядок подключения отдельных электроустановок. При этом в *пункте 9* Правил с целью исключения различных трактовок внесены изменения – упрощенный порядок присоединения (подключения) к электрической сети электроустановок возможен при смене собственника (владельца) объекта электроснабжения, в том числе многоквартирного жилого дома и (или) другого капитального строения гражданина, а также электроустановок номинальным напряжением до 1000 В и номинальной мощностью до 3 кВт в границах объекта электроснабжения абонента энергоснабжающей организации в случае, если это не требует изменения категории по надежности электроснабжения, разрешенной к использованию мощности и точек присоединения. Непосредственно порядок присоединения (подключения) определен в *пункте 49-1*.

Существенное нововведение появилось в *пункте 56-1* – при смене собственника (владельца) объекта электроснабжения, если это не требует выполнения реконструкции, модернизации или технической модернизации, капитального ремонта электроустановок такого объекта, изменения категории по надежности, разрешенной к использованию мощности, точек присоединения, при достижении договоренности между абонентом и покупателем объекта допускается переоформление договора на электроснабжение с покупателем без отключения объекта от электрической сети. Ранее рас-

торжение договорных отношений однозначно подразумевало отключение от сети.

Расторжение договора электроснабжения с абонентом (собственником объекта электроснабжения) осуществляется в порядке, предусмотренном *пунктом 199* Правил, с предоставлением этим абонентом копии письменного соглашения (копии договора купли-продажи объекта электроснабжения). На основании извещения абонента (собственника объекта электроснабжения) о расторжении договора электроснабжения и заявления покупателя этого объекта, составленного в произвольной форме, между энергоснабжающей организацией и покупателем заключается договор электроснабжения с даты расторжения предыдущего договора с абонентом (собственником объекта).

В течение трех месяцев после заключения такого договора покупателем объекта электроснабжения представляются в энергоснабжающую организацию следующие документы:

- копия правоустанавливающего (правоудостоверяющего) документа на объект электроснабжения;
- копия решения местного исполнительного и распорядительного органа о возможности изменения назначения капитального строения, изолированного помещения, машино-места по единой классификации назначения объектов недвижимого имущества без проведения строительно-монтажных работ (при его наличии);
- протоколы электрофизических измерений и испытаний, в том числе полученные покупателем объекта электроснабжения от абонента (собственника объекта электроснабжения), срок действия которых не истек;
- сведения об организации эксплуатации электроустановок;

- нормы расхода электрической энергии на производство единицы продукции (работ, услуг) или предельные уровни потребления электрической энергии, утвержденные в установленном порядке;

- письменная заявка о договорных величинах активной мощности и электропотребления с разбивкой по расчетным периодам (месяцам);

- сведения, подтверждающие обоснованность отнесения потребителя к соответствующим категориям и (или) тарифным группам.

В случае непредставления перечисленных документов энергоснабжающая организация отключает объект электроснабжения от электрической сети в одностороннем порядке и в дальнейшем его подключение осуществляется на общих основаниях.

В *пункте 108*, регламентирующем обязанности абонента, скорректировано требование об обеспечении своевременной метрологической оценки средств расчетного учета, в том числе измерительных трансформаторов тока (напряжения), находящихся в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении абонента, в соответствии с требованиями законодательства. Применяемая терминология приведена в соответствие с Законом Республики Беларусь от 05.09.1995 № 3848-XII «Об обеспечении единства измерений».

*Глава 9* Правил «Взаимоотношения сторон при выполнении договорных обязательств» дополнена новым *пунктом 115-1*, согласно которому абоненту (потребителю) запрещается:

- вмешиваться в работу средства расчетного учета либо нарушать схему его подключения, использовать средства расчетного учета с истекшим сроком метрологической поверки;

- повреждать или срывать пломбы, наложенные в соответствии с законодательством;

- осуществлять самовольную замену и (или) демонтаж средств расчетного учета;

- применять предохранители и другие защитно-коммутационные аппараты, не предусмотренные проектной документацией;

- подключать к электрической сети:

- самодельные электроприемники (электрооборудование);
- дополнительные электроприемники (электрооборудование), работа которых приведет к превышению разрешенной к использованию мощности;
- электроприемники (электрооборудование), работа которых приведет к ухудшению качества электрической энергии в электрической сети;
- электроустановки в нарушение установленного Правилами электроснабжения и иными актами законодательства порядка их подключения.

По аналогии с требованиями пункта 4.1.11 ТКП 181-2009 в *пункте 200* Правил появилось требование об обязательном заключении договора на обслуживание электроустановок со специализированной организацией в случае использования гражданином (абонентом) для целей предпринимательской деятельности жилого помещения, части жилого помещения, нежилых помещений в многоквартирных, блокированных, многоквартирных жилых домах, в том числе переведенных в установленном законодательством порядке из жилых в нежилые, нежилых капитальных строений (зданий, сооружений), находящихся в собственности и (или) во владении и пользовании гражданина (абонента).

**Актуальное издание**



## ПРАВИЛА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, 2021

**ОЗНАКОМИТЬСЯ**

с документом 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: [energodoc.by](http://energodoc.by)

[energystrategy.by/нормативная литература](http://energystrategy.by/нормативная_литература)



## Законы Республики Беларусь

Закон Республики Беларусь от 08.12.2021 № 130-3

«О ратификации Протокола о внесении изменения в Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о порядке формирования цен (тарифов) при поставке природного газа в Республику Беларусь и его транспортировке по газопроводам, расположенным на территории Республики Беларусь, от 25 ноября 2011 года»

В соответствии с изменением, внесенным в Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации, цена на газ для Республики Беларусь с 1 января 2017 года по 31 декабря 2022 года включительно определяется Протоколом между Правительством Республики Беларусь и публичным акционерным обществом «Газпром».

Протокол о внесении изменения в Соглашение, подписанный в г. Москве 16 апреля 2021 года, распространяет свое действие на правоотношения, возникшие с 1 января 2021 года.

## Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 11.11.2021 № 436

«Об изменении Указа Президента Республики Беларусь»

Внесены изменения в Указ Президента Республики Беларусь от 27.09.2016 № 349 «О реализации инвестиционных проектов».

ООО «Северокитайская электроэнергетическая проектная компания при китайской электроэнергетической инженерно-консультационной корпорации» предоставлено право на привлечение по трудовым договорам иностранных граждан и лиц без гражданства, не имеющих разрешений на постоянное проживание в Республике Беларусь, для строительства объекта «Реконструкция ПС 220 кВ Столбцы с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ Столбцы – Барановичи» (3-я и 4-я очереди)».

Указ вступил в силу с 13 ноября 2021 года.

Указ Президента Республики Беларусь от 22.11.2021 № 447

«Об изменении Указа Президента Республики Беларусь»

Изложен в новой редакции Указ Президента Республики Беларусь от 12.03.2020 № 92 «О стимулировании использования электромобилей».

Ранее установленные льготы и преференции распространяются на все категории электромобилей.

Установлено, что по 31 декабря 2025 года:

– ввозимые юридическими лицами на территорию Республики Беларусь электромобили, с даты выпуска которых прошло не более 5 лет, освобождаются от налога на добавленную стоимость;

– ввозимые организациями – производителями электромобилей на территорию Республики Беларусь автокомпоненты освобождаются от налога на добавленную стоимость.

Большинство положений Указа вступает в силу с 1 декабря 2021 года.

## Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 26.10.2021 № 611

«Об изменении постановлений Совета Министров Республики Беларусь от 15 декабря 2008 г. № 1934 и от 11 сентября 2019 г. № 609»

Внесены изменения в постановления Совета Министров Республики Беларусь:

– от 15.12.2008 № 1934 «Об учете природного газа»;

– от 11.09.2019 № 609 «О вопросах в области теплоснабжения».

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 03.11.2021 № 626

«О приостановлении действия норм постановления Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 г. № 662»

До 1 января 2024 года приостановлено действие большинства пунктов Положения о порядке установления, распределения, высвобождения и изъятия квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 06.08.2015 № 662.

Постановление вступило в силу с 6 ноября 2021 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 12.12.2021 № 642

«О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 15 сентября 2021 г. № 348»

Определены:

– перечень проектов по созданию новых производств, имеющих определяющее значение для инновационного развития Республики Беларусь;

– перечень мероприятий по развитию инновационной инфраструктуры Республики Беларусь;

– план-график реализации проектов по созданию новых производств, имеющих определяющее значение для инновационного развития Республики Беларусь;

– объемы финансирования проектов по созданию новых производств, имеющих определяющее значение для инновационного развития Республики Беларусь, и мероприятий по развитию инновационной инфраструктуры Республики Беларусь;

– целевые показатели для республиканских органов государственного управления и иных государственных организаций, подчиненных Правительству, НАН Беларуси, облисполкомов и Минского горисполкома.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16.11.2021 № 661

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 19 ноября 2007 г. № 1539»

Внесены изменения в постановление Совета Министров Республики Беларусь от 19.11.2007 № 1539 «Об утверждении Правил пользования газом в быту».

Правилами определяются обязанности потребителей газа, поставщиков, организаций, осуществляющих эксплуатацию жилищного фонда или предоставляющих жилищно-коммунальные услуги, уполномоченных лиц по управлению общим имуществом совместного домовладения, товариществ собственников, организаций застройщиков, газоснабжающих, обслуживающих и специализированных организаций. Также устанавливаются порядок расчетов за использованный газ и выполненные работы (оказанные услуги), технического расследования причин аварий, несчастных случаев и требования по обеспечению безопасности при пользовании газом в быту.

Установлено, что документом, предоставляющим право пользования природным газом и сжиженным углеводородным газом (СУГ) через газораспределительную систему, является технический паспорт на газифицированный объект. При этом право пользования СУГ от индивидуальной баллонной установки дает технический паспорт на нее. Указанные документы оформляются газоснабжающей организацией после выполнения всех монтажных работ и прохождения потребителем газа инструктажа по правилам пользования газом в быту и безопасному пользованию газоиспользующим оборудованием.

Правилами определено, что работы по монтажу внутренних газопроводов и газового оборудования в жилых домах при первичной газификации и капитальном ремонте выполняются специалистами организаций, имеющих в соответствии с законодательством в области строительной деятельности такое право.

Замену газоиспользующего оборудования в процессе эксплуатации на аналогичное оборудование без изменения его месторасположения и мощности осуществляет газоснабжающая либо обслуживающая организация, с которой потребитель газа заключил договор на техническое обслуживание и ремонт газового оборудования и вводных и внутренних газопроводов, с соблюдением необходимых мер безопасности.

Кроме того, установлена периодичность технического обслуживания газового оборудования и газопроводов, определены меры безопасности при использовании газа в быту.

Постановление вступает в силу через три месяца после его официального опубликования.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24.11.2021 № 673

«О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 13 мая 2021 г. № 186»

В соответствии с Указом от 13.05.2021 № 186 «О реализации инвестиционного проекта в г. Минске» определены:

- состав сведений, подлежащих обязательному размещению, хранению и обработке на смарт-платформе;
- перечень государственных организаций, иных организаций независимо от формы собственности, обязанных размещать и (или) передавать сведения для размещения на смарт-платформе.

Под смарт-платформой понимается совокупность программно-технических средств и информационных систем, созданная на ресурсах республиканского центра обработки данных и республиканской платформы, обеспечивающая:

- размещение, хранение, обработку, предоставление и использование сведений, в том числе поступающих с использованием технологий «умного города»;
- взаимодействие с другими информационными системами Республики Беларусь, включая автоматизированную информационную систему по учету, расчету и начислению платы за жилищно-коммунальные услуги («Расчет-ЖКУ») либо информационные системы субъектов хозяйствования, используемые для оплаты расхода горячей и холодной воды, тепловой и электрической энергии.

Постановление вступило в силу с 28 ноября 2021 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 30 ноября 2021 г. № 684

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 31 декабря 2010 г. № 1932»

Установлены следующие ставки вывозных таможенных пошлин на товары, вывозимые с территории Республики Беларусь за пределы таможенной территории Евразийского экономического союза (за 1000 кг):

- нефть сырая, мазут, отработанные нефтепродукты, вазелин и парафин, битум нефтяной – 77,5 долл. США;
- прямогонный бензин – 42,6 долл. США;
- легкие дистилляты, средние дистилляты, дизельное топливо, бензины товарные, бензол, толуол, ксилолы, масла смазочные – 23,2 долл. США;
- тримеры и тетрамеры пропилена, кокс нефтяной некальцинированный – 5,0 долл. США;
- сжиженные углеводородные газы – 168,8 долл. США;
- этан, бутан, изобутан – 135,0 долл. США.

Постановление вступило в силу с 1 декабря 2021 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 04.12.2021 № 687

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 г. № 103»

Внесены изменения в Государственную программу «Энергосбережение» на 2021–2025 годы, утвержденную постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24.02.2021 № 103.

Постановление вступило в силу с 9 декабря 2021 года.

## Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 06.09.2021 № 58

«О порядке проведения периодической оценки безопасности ядерной установки, пункта хранения»

Утверждена Инструкция о порядке проведения периодической оценки безопасности ядерной установки, пункта хранения.

Инструкция, кроме прочего, устанавливает требования к составу и содержанию документов, содержащих результаты периодической оценки безопасности ядерной установки, пункта хранения.

Постановление вступило в силу с 24 ноября 2021 года.

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 24.09.2021 № 65

«Об установлении форм заявлений и оценке соответствия»

Установлены формы:

- заявления о выдаче специального разрешения (лицензии) на право осуществления деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения;
- заявления о выдаче дубликата специального разрешения (лицензии) на право осуществления деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения;
- заявления о внесении изменений в специальное разрешение (лицензию) на право осуществления деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения;
- заявления о продлении срока действия специального разрешения (лицензии) на право осуществления деятельности



в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения.

Утверждена Инструкция о порядке проведения оценки ответственности соискателя специального разрешения (лицензии) на право осуществления деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения долицензионным требованиям и условиям, лицензиата долицензионным требованиям и условиям.

Постановление вступило в силу с 10 ноября 2021 года.

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 06.10.2021 № 68

[«Об изменении постановления Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 16 декабря 2013 г. № 67»](#)

Внесены изменения в постановление МЧС от 16.12.2013 № 67 «Об утверждении Инструкции о порядке технического расследования причин аварий и инцидентов, произошедших при перевозке опасных грузов».

Большинство изменений носит редакционный характер. Постановление вступило в силу с 23 октября 2021 года.

### Министерство труда и социальной защиты Республики Беларусь

Постановление Министерства труда и социальной защиты Республики Беларусь от 20.10.2021 № 70

[«Об установлении расчетной нормы рабочего времени на 2022 год»](#)

Установлена расчетная норма рабочего времени на 2022 год при полной норме его продолжительности:

- для пятидневной рабочей недели с выходными днями в субботу и воскресенье – не более 2037 ч;
- для шестидневной рабочей недели с выходным днем в воскресенье – не более 2038 ч.

Постановление вступило в силу с 31 октября 2021 года.

### Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 22.10.2021 № 70

[«Об изменении постановлений Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 27 февраля 2017 г. № 16 и от 3 июня 2018 г. № 47»](#)

Внесены изменения в приложение к постановлению МАРТ от 27.02.2017 № 16 «Об установлении тарифов на электрическую энергию». В частности, установлены тарифы с 1 ноября по 31 декабря включительно на электроэнергию (одноставочный тариф и дифференцированный тариф в период минимальных нагрузок (с 23:00 до 6:00) и в остальное время суток), отпускаемую ГПО «Белэнерго» организациям на уровне тарифов на электроэнергию, отпускаемую населению:

- организациям здравоохранения (их структурным и (или) обособленным подразделениям), оказывающим медицинскую помощь в стационарных условиях; протезно-ортопедическим восстановительным центрам, их структурным и (или) обособленным подразделениям – при использовании электрической энергии в том числе для нужд отопления, отопления и горячего водоснабжения;
- религиозным организациям – при использовании электрической энергии в том числе для нужд отопления, отопления и горячего водоснабжения.

Внесены также изменения в постановление МАРТ от 13.06.2018 № 47 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию», в котором определена формула для индексации тарифов на электроэнергию, отпускаемую организациям, осуществляющим обработку данных, предоставление услуг по размещению информации и связанную с этой деятельностью, включая майнинг и деятельность центров обработки данных.

Постановление вступило в силу с 1 ноября 2021 года.

### Министерство архитектуры и строительства Республики Беларусь

Постановление Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 23.09.2021 № 83

[«Об изменении приказов Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 23 декабря 2011 г. № 450 и от 31 октября 2016 г. № 238»](#)

Внесены изменения:

- в вводные указания технической части Сборника нормативов расхода ресурсов в натуральном выражении на монтаж оборудования № 12 «Технологические трубопроводы» (НПП 8.03.212-2012), утв. приказом Минстройархитектуры от 23.12.2011 № 450;
  - вводные указания технической части Сборника нормативов расхода ресурсов в натуральном выражении на монтаж оборудования № 12 «Технологические трубопроводы» (НПП 8.03.212-2017), утв. приказом Минстройархитектуры от 31.10.2016 № 238.
- Постановление вступило в силу с 26 ноября 2021 года.

### Министерство финансов Республики Беларусь

Постановление Министерства финансов Республики Беларусь от 17.12.2021 № 64

[«Об изменении постановления Министерства финансов Республики Беларусь от 12 февраля 2018 г. № 13»](#)

Внесены изменения в постановление Министерства финансов Республики Беларусь от 12.02.2018 № 13 «О едином составе первичных учетных документов».

Установлено, что первичный учетный документ, подтверждающий совершение хозяйственной операции, может быть составлен участником хозяйственной операции единолично, кроме прочего, в следующих случаях:

- возмещения арендатором (лизингополучателем, ссудополучателем) арендодателю (лизингодателю, ссудодателю) затрат на содержание и эксплуатацию имущества, переданного в аренду (лизинг, безвозмездное пользование), по договору, в котором предусмотрено оформление первичных учетных документов, подтверждающих возмещение этих затрат, единолично;
  - выполнения работ и оказания услуг через электрозарядные станции, электрозарядные комплексы (супербыстрые электрозарядные комплексы);
  - предоставления автором или иным правообладателем (лицензиаром) пользователю (лицензиату) права использования объекта авторского права или смежных прав по лицензионному договору, в котором предусмотрено оформление первичных учетных документов, подтверждающих предоставление этих прав, единолично;
  - отпуска товаров грузоотправителем (принятия товаров грузополучателем), являющимся участником электронного обмена данными (Electronic Data Interchange (EDI)), с последующим внесением сведений об этих хозяйственных операциях в систему электронного обмена данными (Electronic Data Interchange (EDI)) в порядке, установленном законодательством.
- Постановление вступило в силу с 5 декабря 2021 года.

# ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В 2021 ГОДУ

НОВОСТИ		
ТЭК Беларуси	№ 1	4–6
	№ 2	6–9
	№ 3	7–9
	№ 4	7–9
	№ 5	4–6
	№ 6	6–8
Сроки испытаний с отделением энергосистем стран Балтии на изолированную работу перенесены Шеликова Е.В.	№ 2	10
Вопросы развития энергетического комплекса страны обсуждены на высшем уровне	№ 3	4–5
Первый энергоблок БелАЭС введен в промышленную эксплуатацию	№ 3	6
Обращение с радиоактивными отходами требует создания единой государственной системы	№ 4	6
Усовершенствован порядок строительства распределительных электросетей	№ 5	7
Министр энергетики Беларуси принял участие в 65-й сессии Генеральной конференции МАГАТЭ	№ 5	8–9
Мировая энергетика	№ 1	7–9
	№ 2	11–13
	№ 3	10–12
	№ 4	10–12
	№ 5	10–12
	№ 6	9–10
ОФИЦИАЛЬНО		
В Беларуси положено начало формированию рынка электроэнергии <i>Интервью заместителя Министра энергетики Республики Беларусь О.Ф. Прудниковой</i>	№ 4	13–18
ПРИОРИТЕТЫ		
Устойчивая энергетика и энергоэффективность: основные цели и задачи на пятилетку	№ 1	10
Стрессоустойчивая Белорусская АЭС под прицелом политики Жолт Харфаш	№ 1	11–12
Энергетическая интеграция на евразийском пространстве: предпосылки, составляющие и перспективы Закревский В.А.	№ 3	13–17
Газоснабжение и торфяная промышленность выходят на новый уровень развития <i>Интервью заместителей Министра энергетики Д.Р. Мороза, О.Ф. Прудниковой и генерального директора ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнаренко</i>	№ 4	19–24
Общий рынок нефти ЕАЭС как универсальный интегратор Закревский В.А.	№ 5	13–16
Топливо-энергетическая сфера готова к прохождению отопительного сезона Шкурко П.А.	№ 5	17–18
Формирование общего рынка газа ЕАЭС. Поиски компромисса Закревский В.А.	№ 6	11–14
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА		
Могилев-330 – первая цифровая подстанция в Беларуси Шишов А.М.	№ 1	13–15
Опыт внедрения и эксплуатации электрических водогрейных котлов на Гомельской ТЭЦ-2 Зенович-Лешкевич-Ольпинский Ю.А., Мацукевич А.В.	№ 1	16–21
Анализ допустимых токов нагрузки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена Дашковский А.А., Сазонов П.А.	№ 1	22–24
Программный комплекс по расчету уставок РЗА – незаменимый помощник релейщика Шевалдин М.А.	№ 1	25–27
Инновационная технология очистки электрооборудования диэлектрическими составами Денисовский Д.Н.	№ 1	28–29
Противоаварийная автоматика БелАЭС – важный фактор устойчивости и надежности Белорусской энергосистемы Шевалдин М.А., Томашов Р.И.	№ 2	14–18
Основные принципы организации сетевой безопасности в многоуровневых SCADA-системах Сазонов П.А., Дашковский А.А.	№ 2	19–21
Прогрессивные транспортные решения для энергетической отрасли <i>Интервью директора предприятия «КВ-партнер» В.А. Вальца</i>	№ 2	22–25



<b>Комплексная диагностика состояния фарфоровых изоляционных элементов высоковольтного оборудования в условиях эксплуатации</b> Целиков В.В.	№ 3	18–21
<b>Модернизация и автоматизация учета электроэнергии как фактор совершенствования сбытовой деятельности</b> Зув С.М.	№ 3	22–24
<b>Опыт внедрения информационной системы «Метролог» в Гомельской энергосистеме</b> Крук В.Н.	№ 3	25–26
<b>Современные подходы к повышению грозоупорности ВЛП и опытно-промышленных ВЛЗ</b> Кудряшов В.Ф.	№ 3	27–30
<b>Опыт применения кабеля на напряжение 6–10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена</b> Боровский А.Н.	№ 4	26–29
<b>Обеспечение информационной безопасности в электроэнергетике</b> Красницкий М.Д.	№ 4	30–32
<b>Исследование защиты от замыканий на землю обмотки ротора генератора</b> Шевалдин М.А.	№ 5	19–24
<b>Оптимизация систем информационной безопасности на энергообъектах Беларуси</b> Сазонов П.А.	№ 5	25–27
<b>Цифровые подстанции: проектирование, наладка, эксплуатация</b> Красницкий М.Д.	№ 5	28
<b>Исследование систем управления возбуждением генераторов на объектах ГПО «Белэнерго»</b> Шевалдин М.А.	№ 6	15–19
<b>Автоматический ввод резерва в распределительных электрических сетях: недостатки и направления совершенствования</b> Калентионюк Е.В.	№ 6	20–22
<b>Газоаналитические системы в энергетике: опыт ремонта и обслуживания</b> Кошин Ю.А., Кадырко А.К.	№ 6	23–26
<b>ГАЗОСНАБЖЕНИЕ</b>		
<b>Инновационные технологии и современные средства информатизации в системе газоснабжения</b> Поляков В.И., Радовня А.Г.	№ 2	33–37
<b>Изолирующее соединение – элемент безопасности системы газоснабжения</b> Сошко Д.В.	№ 3	31–32
<b>Практика и проблемы технического диагностирования подземных стальных газопроводов</b> Седнин В.А., Абрамовский А.А., Гориченко С.Ф.	№ 4	33–37
<b>Цифровая трансформация в контексте повышения энергоэффективности экономики предприятия</b> Шолоник В.Е.	№ 5	29–32
<b>Опыт применения инновационных технологий ремонта и реконструкции газопроводов в УП «МИНГАЗ»</b> Шейко Ю.А.	№ 5	33–35
<b>Аварийность газорегуляторных пунктов и установок</b> Поляков В.И., Радовня А.Г.	№ 6	37–41
<b>ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА</b>		
<b>Международные подходы к формированию инфраструктуры ядерной и радиационной безопасности и их реализация в Беларуси</b> Луговская О.М.	№ 2	26–29
<b>Обзор обязательных к исполнению международных документов по обеспечению физической ядерной безопасности</b> Гурко О.Б., Казазян В.Т., Козел М.А., Лукашевич Л.Г., Малыхин А.П.	№ 6	33–36
<b>ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГОГАЗНАДЗОР</b>		
<b>Аварийность при пользовании газом в быту и меры по ее предупреждению</b> Терлецкий Ю.М.	№ 1	30–32
<b>Совместными усилиями – к электробезопасности!</b> Семенов В.М.	№ 1	33–34
<b>О влиянии качества электроэнергии на работу электрооборудования</b> Бикетов И.П.	№ 2	38–41
<b>О некоторых аспектах проведения проверок дымовых и вентиляционных каналов в жилищном фонде</b> Савченкова О.Н., Кузнецов В.А.	№ 3	37–40
<b>Газовый надзор. Первые итоги работы Кричевского МРО</b> Годяцкий А.М.	№ 3	41–42
<b>Порядок присоединения установок граждан к электрическим сетям</b> Нестерович В.Ф.	№ 4	38–39

<b>В БЛОКНОТ ГЛАВНОГО ЭНЕРГЕТИКА</b>		
<b>Сравнительная характеристика переходных сопротивлений при различных способах соединения проводов при монтаже электропроводки</b> Киселев Н.Н., Васильева А.И., Кравченко А.И.	№ 4	40–42
<b>Режимы работы нейтрали электрической сети: преимущества и недостатки</b> Киселев Н.Н., Васильева А.И.	№ 5	36–38
<b>Система оперативного дистанционного контроля ПИ-трубопроводов</b> Попкова Е.П.	№ 6	42–44
<b>МНЕНИЕ СПЕЦИАЛИСТА</b>		
<b>Нейтрализация небалансов в системе теплоснабжения</b> Байрашевский Б.А.	№ 1	35–39
<b>Обеспечение адресной надежности потребителей электроэнергии</b> Забелло Е.П.	№ 3	33–36
<b>НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ</b>		
<b>Оценка состояния изоляции кабельных линий на напряжение 10 кВ</b> Олексюк И.В.	№ 1	40–44
<b>Система управления силового активного фильтрокомпенсирующего устройства с адаптивной фильтрацией</b> Сицко А.Л., Первененок Р.Е.	№ 2	43–46
<b>Аналитическая модель изотермического течения газа в трубопроводе при нескачкообразном изменении его расхода</b> Фиков А.С.	№ 2	47–49
<b>Контроль достоверности и статистическое оценивание измеряемых переменных в системах энергоснабжения</b> Анищенко В.А., Микелевич О.А.	№ 3	48–51
<b>Использование силовых трансформаторов с улучшенными характеристиками в сельских электросетях, питающих несимметричные и нелинейные нагрузки</b> Прищепов М.А., Зеленкевич А.И., Збродыга В.М.	№ 4	50–53
<b>Оптимизация распределения нагрузок в энергосистеме с учетом технических особенностей теплофикационных турбин</b> Богдан Е.В., Дубровенский А.Н.	№ 5	47–52
<b>Оценка срока эксплуатации газопровода по энергии активации термоокислительной деструкции изоляционного покрытия</b> Седин В.А., Абразовский А.А., Прокопчук Н.Р., Касперович А.В., Гаркун А.С., Гориченко С.Ф.	№ 6	45–48
<b>МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО И ОПЫТ</b>		
<b>Развитие атомной энергетики остается приоритетом энергетической стратегии Словакии</b>	№ 2	30–32
<b>Атомная энергетика Венгрии</b> Прудникович Ю.А.	№ 3	52–54
<b>ПОДГОТОВКА КАДРОВ</b>		
<b>Разработана методика идентификации опасностей и оценки рисков</b> Саранцев В.В.	№ 2	42
<b>Практика формирования культуры безопасности персонала в Гродненской энергосистеме</b> Пилипчик Е.И.	№ 3	45–47
<b>Производственные факторы риска и их влияние на здоровье работников организаций ГПО «Белэнерго». Часть 1</b> Саранцев В.В., Рыбина Т.М., Дешкевич А.В., Сушинская Т.М., Рыбина А.Л., Горанин В.А., Нестеров Д.О., Новиков А.А.	№ 4	47–49
<b>Производственные факторы риска и их влияние на здоровье работников организаций ГПО «Белэнерго». Часть 2</b> Саранцев В.В., Рыбина Т.М., Дешкевич А.В., Сушинская Т.М., Рыбина А.Л., Горанин В.А., Нестеров Д.О., Новиков А.А.	№ 5	41–43
<b>Практика работы психологов РУП «Гомельэнерго» по итогам несчастных случаев в организации</b> Дробышевская Т.В., Агризко М.П.	№ 5	44–46
<b>ОХРАНА ТРУДА</b>		
<b>Требования безопасности при эксплуатации баллонов с кислородом</b> Поляков В.И.	№ 1	45–47
<b>ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА</b>		
<b>Первая промышленная ветроэлектростанция Беларуси отметила пятилетие</b> Гончар О.В.	№ 4	24–25



<b>Об эффективности развития распределенной генерации на примере расширения Новогрудской ВЭС</b> Драко М.А., Скалозубов А.В.	№ 6	27–31
<b>СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ</b>		
<b>Национальный фонд ТНПА – энергетике</b>	№ 1 № 2 № 3 № 4 № 6	56 58 65 59 32
<b>Установлен порядок расчета экономии ТЭР от внедрения энергосберегающих мероприятий</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.09.300-20</i> Дмитриенко Л.В.	№ 1	48
<b>Разработана типовая инструкция по эксплуатации объектов газораспределительной системы и газопотребления тепловых электростанций и котельных</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.23.500-20</i> Бабичев В.С.	№ 1	49–50
<b>Введен новый стандарт в области передачи электрической энергии по воздушным линиям</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.04.110-20</i> Кудряшов В.Ф., Дуль И.И.	№ 1	50–54
<b>Утверждено руководство по эксплуатации каналов ВЧ связи по линиям электропередачи 35–750 кВ</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.48.154-20</i> Трипутень Ю.И.	№ 1	55–60
<b>О внесении изменений в технические кодексы установившейся практики</b> <i>Комментарии к Изменению № 3 ТКП 181-2009 и Изменению № 2 ТКП 387-2012</i> Лосенков Д.М.	№ 2	55
<b>Внесены изменения в порядок расчета технологического расхода электроэнергии на ее транспорт в электросетях</b> <i>Комментарии к Изменению № 1 ТКП 460-2017 (33240)</i> Колик В.Р.	№ 2	52–53
<b>Обновлена Инструкция по ведению эксплуатационно-технической документации на средства технического и диспетчерского управления</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.48.507-21</i> Трипутень Ю.И.	№ 2	54
<b>Разработаны правила организации пусконаладочных работ на тепловых электрических станциях и котельных</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.408-20</i> Корженевский Р.Б.	№ 2	55–56
<b>Изменились требования к проектированию и разработке схем перспективного развития сетей сельскохозяйственного назначения</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.178-20</i> Харченко А.И.	№ 2	56–57
<b>Введены новые руководящие указания в области предварительной очистки воды методами коагуляции и известкования</b> <i>Комментарии к стандартам ГПО «Белэнерго» СТП 33240.37.502-20 и СТП 33240.37.518-20</i> Громова Г.В.	№ 3	55–58
<b>Определены технические требования и типовые технические решения для систем оперативного постоянного тока ПС 35 кВ и выше</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.133-21</i> Шевалдин М.А.	№ 3	58–60
<b>Введены нормы отвода земель для объектов электросетевого строительства</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.38.100-21</i> Королев С.А., Синицына А.Л.	№ 3	60–61
<b>Введены требования к железобетонным опорам воздушных линий электропередачи</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.20.170-21</i> Анищик А.Н.	№ 4	54–55
<b>Введен новый стандарт в области водно-химического режима ТЭЦ</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.527-21</i> Ермоленко Г.П.	№ 4	56–57
<b>Установлен порядок продления срока службы барабанов энергокотлов среднего и высокого давления</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.26.510-21</i> Лапуть К.Г.	№ 4	58
<b>Введен новый стандарт в области испытаний водяных и паровых сетей на тепловые потери через изоляцию</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.38.302-21</i> Ивашкевич Е.А.	№ 5	53
<b>Введены указания по монтажу, вводу в эксплуатацию, обслуживанию и диагностированию стационарных свинцово-кислотных батарей</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.50.400-21</i> Хряков В.В.	№ 5	54–55

<b>Пересмотрены требования к монтажу трубопроводов пара и горячей воды на тепловых электростанциях</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.39.201-21</i> Гакало М.С.	№ 5	55–56
<b>Изменились требования к разработке планов локализации и ликвидации инцидентов и аварий</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.03.101-21</i> Давыдовский С.С.	№ 6	49–50
<b>Установлены требования к выполнению функционально-логических схем РЗА/ПА электроподстанций</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.35.134-21</i> Перцев С.Г.	№ 6	50–51
<b>Обновлена инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали</b> <i>Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.17.418-21</i> Лапуть К.Г.	№ 6	51–52
<b>ПРАВО</b>		
<b>Новости законодательства</b>	№ 1 № 2 № 3 № 4 № 5 № 6	61–63 62–64 62–64 62–64 63–65 56–58
<b>Опыт России с сфере правового регулирования энергетической безопасности</b> Каменков В.С.	№ 1	57–60
<b>Внесены изменения в законодательство в сфере перевозки опасных грузов и промышленной безопасности</b> Поляков В.И.	№ 2	59–61
<b>Утверждены правила по обеспечению безопасности перевозки опасных грузов автомобильным транспортом</b> Поляков В.И.	№ 4	60–61
<b>Изменены требования к осуществлению деятельности в области промышленной безопасности котельных</b> <i>Комментарии к Правилам по обеспечению промышленной безопасности котельных с установленными в них паровыми котлами с давлением пара не более 0,07 МПа и водогрейными котлами с температурой нагрева воды не выше 115 °С</i> Сороговец В.С.	№ 5	57–59
<b>Новые подходы к подготовке и проверке знаний по вопросам промышленной безопасности</b> Поляков В.И.	№ 5	60–62
<b>Скорректированы требования Правил электроснабжения</b> Лосенков Д.М.	№ 6	53–55
<b>ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ</b>		
<b>Энергия позитива: молодежь выбирает атомную энергетику</b> <b>В Минске состоялся первый Молодежный форум ProAtom</b> Лемехова Д.Д.	№ 3	43–44
<b>Приглашает ENERGYEXPO-2021</b> <i>25-й Белорусский энергетический и экологический форум, выставка и конгресс «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро»</i>	№ 4	43
<b>Зеленый транспорт – возможности и перспективы</b> <i>По итогам Дня электротранспорта</i> Веренич В.П.	№ 4	44–46
<b>Беларусь взяла курс на повышение энергоэффективности и энергосбережение</b> <i>По итогам форума EnergyExpo 2021</i> Веренич В.П.	№ 5	39–40
<b>К 90-ЛЕТИЮ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ</b>		
<b>Мини-ТЭЦ и местные виды топлива</b>	№ 1	Вкладка
<b>Гидро- и ветроэнергетика Беларуси</b>	№ 2	Вкладка
<b>Белорусская энергетика на пути к цифровизации. Цифровые подстанции</b>	№ 3	Вкладка
<b>Схема выдачи мощности БелАЭС – крупнейший проект в энергетической сфере Беларуси</b>	№ 4	Вкладка
<b>Режимная интеграция БелАЭС в Белорусскую энергосистему</b>	№ 5	Вкладка
<b>Белорусская АЭС. Приоритеты – безопасность и надежность</b>	№ 6	Вкладка
<b>ФОТОГАЛЕРЕЯ</b>		
<b>В объективе – энергетика!</b>	№ 6	64–65
<b>ПАМЯТИ УШЕДШИХ</b>		
<b>Ушел из жизни известный ученый</b>	№ 1	64



# В ОБЪЕКТИВЕ – ЭНЕРГЕТИКА!

Подведены итоги фотоконкурса, посвященного профессиональному празднику – Дню энергетика 2021. Его организатором выступила первичная профсоюзная организация аппарата управления ГПО «Белэнерго» при поддержке руководства объединения.

Участие в конкурсе принимали 174 автора – работники организаций ГПО «Белэнерго», члены Белорусского профессионального союза работников энергетике, газовой и топливной промышленности. Основные цели мероприятия – популяризация достижений Белорусской энергосистемы, повышение престижа энергетических профессий, развитие творческих способностей и поддержка талантливой молодежи, организация культурного досуга членов профсоюза.

На суд жюри были представлены 302 фотоработы в трех номинациях. Участники конкурса сумели найти необычные ракурсы, позволяющие по-новому взглянуть на энергетические объекты и каждодневный труд энергетика. Стоит отметить и творческий подход авторов к выбору названий для фотографий.

Отбор лучших работ проходил в два этапа. В ходе первого тура были определены 30 финалистов, а по итогам второго победителями конкурса стали:

## Номинация «РОДНАЯ ЭНЕРГЕТИКА»

- Татьяна Александрова** – ведущий специалист по связям с общественностью филиала «Борисовские электрические сети» РУП «Минскэнерго» («Весна, жизнь, энергия»);
- Виталий Шантар** – заместитель начальника службы ЛЭП филиала «Глубокские электрические сети» РУП «Витебскэнерго» («На высоте»);
- Николай Ратушный** – ведущий специалист управления сбыта энергии ГПО «Белэнерго» («В День энергетика»).



*Николай Ратушный.  
В День энергетика*



*Татьяна Александрова.  
Весна, жизнь, энергия*



*Виталий Шантар.  
На высоте*



## Номинация

## «ЭСТЕТИКА ПРОИЗВОДСТВА»

**Александр Величко** ведущий инженер филиала «Инженерный центр» ОАО «Белэнергоремналадка» («Игра в котел»);

**Сергей Севко** ведущий специалист группы идеологической работы Государственного предприятия «Белорусская АЭС» («Построение силы»);

**Галина Нестерова** электрослесарь цеха тепловой автоматики и измерений филиала «Минская ТЭЦ-4» РУП «Минскэнерго» («Нарисуем облака»).



*Александр Величко.  
Игра в котел*



*Галина Нестерова.  
Нарисуем облака*



*Сергей Севко.  
Построение силы*



*Владимир Бобров.  
Будущее в наших умах*



*Ольга Шлеенкова.  
Под облаками*

## Номинация «ГОРЖУСЬ СВОЕЙ ПРОФЕССИЕЙ»

**Ольга Шлеенкова** инженер I категории службы высоковольтных электросетей филиала «Могилевские электрические сети» РУП «Могилевэнерго» («Под облаками»);

**Владимир Бобров** главный технолог тепломеханического отдела РУП «Белнипиэнергопром» («Будущее в наших умах»);

**Людмила Яскович** инженер редакционно-издательского отдела филиала «Учебный центр подготовки персонала «Энергетик» РУП «Брестэнерго» («Посвящение в рыцари Брестэнерго»).



*Людмила Яскович.  
Посвящение в рыцари Брестэнерго*

научно-практический журнал «Энергетическая стратегия»

# ПОДПИСКА' 2022

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**

