

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

№ 5 (89) сентябрь–октябрь 2022



EnergyExpo 2022.

КУРС НА УКРЕПЛЕНИЕ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ

стр. 50, 68

7
стр. Особенности
подготовки
энергосистемы
к работе в осенне-
зимний период
2022/2023

20
стр. Внедрение САРЧМ –
очередной шаг в
цифровой трансформации
диспетчерского
управления Белорусской
энергосистемой

33
стр. Белорусская АЭС.
Некоторые итоги
эксплуатации
до первой перегрузки
топлива

ISSN 2310 - 6735



ЕАЭС. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ

ТЭК Кыргызской Республики

стр. 11

Гродненской ГЭС

10 ЛЕТ



5 сентября 2012 года состоялось официальное подписание акта ввода Гродненской ГЭС в эксплуатацию. Она стала первой в Беларуси гидроэлектростанцией средней мощности. За 10 лет станцией выработано более 800 млн кВт·ч

Установленная мощность	– 17 МВт
Количество турбин	– 5
Мощность одного гидроагрегата	– 3,4 МВт
Номинальный напор	– 7 мс
Площадь водохранилища	– 1938 га



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СТРАТЕГИЯ

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

ПОДПИСКА' 2023

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



Учредитель
**МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

Редакционная коллегия:

- Мороз Д.Р.**, к.т.н., доцент, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (председатель)
- Реентович С.В.**, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь (заместитель председателя)
- Бондарь А.М.**, главный инженер Белорусской АЭС
- Дрозд П.В.**, генеральный директор ГПО «Белэнерго»
- Забелло Е.П.**, д.т.н., профессор
- Закревский В.А.**, к.т.н., директор Департамента энергетики Евразийской экономической комиссии
- Карницкий Н.Б.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Тепловые электрические станции» БНТУ
- Кушнаренко А.И.**, генеральный директор ГПО «Белтопгаз»
- Лиштван И.И.**, д.т.н., академик НАН Беларуси, главный научный сотрудник Института природопользования НАН Беларуси
- Майоров В.В.**, генеральный директор ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»
- Русан В.И.**, д.т.н., профессор, председатель правления Ассоциации «Возобновляемая энергетика»
- Рыков А.Н.**, к.т.н., заместитель главного инженера по развитию РУП «Белнипиэнергопром»
- Седнин В.А.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Промышленная теплоэнергетика и теплотехника» БНТУ
- Фурсанов М.И.**, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Электрические системы» БНТУ

Редакция:

Главный редактор	Федосеенко Н.В.
Зам. главного редактора	Гончар О.В.
Выпускающий редактор	Моисеева Е.Н.
Редакторы	Лемехова Д.Д. Фащук Т.С.
Компьютерный дизайн и верстка	Яценко О.А.
Реклама	Тропашко С.А.

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

Адрес редакции: 220088, г. Минск, ул. Захарова, 59.
Т/ф: (+375 17) 286-08-28, 293-46-82
e-mail: info@energystrategy.by, 2934682@mail.ru
www.energystrategy.by

Цена свободная. Свидетельство о регистрации журнала № 931 от 27.08.2010.

Отпечатано ООО «НАВИТЕХ». ТМ «ГРАДИЕНТ». Свид. о ГРИИРПИ №2/194 от 23.02.2017 г. Республика Беларусь, 220024, г. Минск, ул. Бабушкина, 6А, комн. 204. Подписано в печать 21.10.2022 г., формат 60х90/4, тираж 1460 экз., заказ № 1787.

© Информационно-издательский центр
ОАО «Экономэнерго», 2022

СОДЕРЖАНИЕ

НОВОСТИ

- 2** ТЭК Беларуси
- 5** В развитии мы рассчитываем на свои ресурсы
По итогам пресс-тура по объектам ГПО «Белтопгаз»
- 7** Особенности подготовки энергосистемы к работе в осенне-зимний период 2022/2023
- 9** Мировая энергетика

ЕАЭС. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ

- 12** Энергетика должна стать локомотивом экономического роста
Интервью заместителя Министра энергетики Кыргызской Республики Т.А. Айталиева
- 14** ТЭК Кыргызской Республики

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

- 20** Внедрение САРЧМ – очередной шаг в цифровой трансформации диспетчерского управления Белорусской энергосистемой
- 26** Автоматизация распределительных электросетей на основе модернизации: новые подходы
- 28** Об обосновании экономической целесообразности использования электрохимических накопителей электроэнергии в энергосистеме

ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

- 33** Белорусская АЭС. Некоторые итоги эксплуатации до первой перегрузки топлива

ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА

- 37** Тенденции и экономические аспекты развития альтернативной энергетики

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ

- 41** Приоритизация подземных стальных газопроводов

на основе оценки рисков эксплуатации

НАУКА – ЭНЕРГЕТИКЕ

- 46** Применение многодвигательного частотно-регулируемого асинхронного электропривода с рекуперацией электрической энергии

ВЫСТАВКИ, СЕМИНАРЫ, КОНФЕРЕНЦИИ

- 50** EnergyExpo 2022. Курс на укрепление энергобезопасности
По итогам XXVI Белорусского энергетического и экологического форума
- 53** Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы
По итогам международной научной конференции

БЕЗОПАСНОСТЬ И ОХРАНА ТРУДА

- 54** Установлены требования к выполнению работ без снятия рабочего напряжения 0,4–10 кВ
- 57** На заметку потребителю газа

ПОДГОТОВКА КАДРОВ

- 58** Опыт создания электронного портала для энергетиков

СТАНДАРТИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ

- 60** Пересмотрены нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем
- 61** О проблемных вопросах в области выбора и прокладки кабельной продукции
- 65** Национальный фонд ТНПА – энергетике

ПРАВО

- 66** Новости законодательства (сентябрь–октябрь)

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.

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

ТЭК БЕЛАРУСИ

Министр энергетики принял участие в совещании у Главы государства

9 сентября Президент Республики Беларусь А.Г. Лукашенко провел совещание с руководством Совета Министров. В повестку был включен вопрос об обращении с радиоактивными отходами. «Мы фактически с нуля создали в стране новую отрасль с Белорусской АЭС. Не сегодня завтра нам потребуется утилизировать ядерные отходы – отработанное топливо. Продукт крайне опасный, но очень ценный. Поэтому я ставил задачу выстроить в Беларуси надежную систему обращения с такого рода отходами, создать соответствующую инфраструктуру», – напомнил Президент.

Как пояснил Министр энергетики В.М. Каранкевич в интервью журналистам, радиоактивные отходы образуются в медицине, промышленности, научной деятельности, других отраслях, где используются ионизирующие источники излучения. Вопрос также связан с появлением Белорусской АЭС. «Президентом поручено дополнительно проанализировать, какие радиоактивные отходы сейчас образуются, что размещено на спецпредприятии «Экорес», что будет в будущем, – отметил Министр. – Предстоит изучить возможные подходы и технологии по обращению с радиоактивными отходами и отдельно потом доложить по данному направлению. Министерству энергетики поручено организовать эту работу».



Состоялось обсуждение проектов правил функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС

11–12 октября в г. Минске в режиме видеоконференции прошло 19-е заседание Консультативного комитета по электроэнергетике при Коллегии Евразийской экономической комиссии. Одной из основных тем обсуждения стали проекты правил функционирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Кроме того, члены Консультативного комитета обсудили проекты, предложенные для включения в перечень проектов – символов евразийской интеграции, а также дополнение раздела XX «Энергетика» Договора о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 года статьей 79.1 «Скоординированная энергетическая политика в рамках Союза».

От белорусской стороны в заседании приняли участие заместитель Министра энергетики Д.Р. Мороз, заместители генерального директора ГПО «Белэнерго» А.П. Шершень и Д.В. Ковалев и др.

КОТК рассмотрела технические аспекты синхронно работающих энергосистем

14–15 сентября в Москве состоялось 41-е заседание Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК). Белорусскую сторону представляли заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер

ГПО «Белэнерго» Д.В. Ковалев (постоянный член КОТК) и заместитель начальника управления электрических режимов ГПО «Белэнерго» А.А. Ефременко.

В ходе заседания обсуждались технические вопросы, в том числе мониторинг и анализ качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии. В связи с изменением количества энергосистем, работающих синхронно, стороны утвердили новые значения параметров регулирования частоты и перетоков активной мощности, необходимых величин резервов, рассмотрели вопросы влияния генерации ВИЭ на режимы синхронной работы энергосистем стран СНГ.

Участники заседания согласовали изменения в План работы КОТК на 2022–2023 годы. В состав работ включено изучение мирового опыта и применяемых в энергосистемах государств СНГ методик прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ, а также проведение анализа возможности использования единых подходов к оперативному прогнозированию нагрузки этих объектов.

В ЭЭС СНГ обсудили планирование перспективного развития электроэнергетики Содружества

12 октября в Москве в рамках международного форума «Российская энергетическая неделя» прошло 61-е заседание Электроэнергетического Совета СНГ. Представители сторон по видеоконференцсвязи обсудили вопросы планирования перспективного развития электроэнергетики в странах Со-

дружества. В мероприятии принял участие Министр энергетики Беларуси В.А. Каранкевич.

В текущих условиях особую актуальность приобретает задача противостояния санкционному давлению, требующая четких и скоординированных действий, направленных на устойчивое развитие национальных экономик стран Содружества. «Укрепление сотрудничества в сфере энергетики – важнейший инструмент решения этой стратегической задачи», – сказал В.М. Каранкевич.

Министр также отметил, что ЭЭС СНГ является эффективной площадкой для выработки единых подходов по вопросам энергетической политики. С каждым годом его формат совершенствуется, расширяются сферы взаимодействия стран СНГ в электроэнергетике. «Наше сотрудничество в рамках совета имеет большой потенциал, и мы должны его максимально задействовать», – подчеркнул Министр.

С докладом на заседании выступил заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго» Д.В. Ковалев. На мероприятии рассмотрены также вопросы взаимодействия с органами отраслевого сотрудничества СНГ, развития промышленной кооперации и др.

Подписана рамочная программа сотрудничества Беларуси и МАГАТЭ до 2027 года

Беларусь и МАГАТЭ подписали рамочную программу сотрудничества до 2027 года. Сферами сотрудничества определены дальнейшее создание потенциала и совершенствование ядерной и регулирующей инфраструктуры для обеспечения безопасной и надежной эксплуатации Белорусской АЭС, расширение применения передовых ядерных методов в области здравоохранения, развитие ядерной науки, технологий и исследований и др.

Рамочная программа является основой для технического сотрудничества страны с МАГАТЭ. Она отражает потребности в привлечении технического содействия со стороны Агентства, фиксирует области, где ядерная наука и технологии в среднесрочной перспективе могут внести эффективный вклад в достижение национальных приоритетов устойчивого развития.

Потребление электроэнергии зарядными станциями выросло на 50 %

Доля электромобилей в автопарке Беларуси растет. Увеличиваются и объемы потребления электроэнергии зарядными станциями для электротранспорта. За семь месяцев текущего года этот показатель вырос на 50 % по сравнению с аналогичным периодом прошлого – с 5,8 до 8 млн кВт·ч. Об этом рассказал Министр энергетики Беларуси В.М. Каранкевич, выступая 10 сентября на церемонии открытия электроралли Minsk ELECTRO 2022, соорганизатором которого впервые выступило Министерство энергетики.

Мероприятие прошло на Республиканском полигоне для испытаний мобильных машин Объединенного института машиностроения НАН Беларуси.

Оперативно-диспетчерский персонал отработал взаимодействие при нештатных ситуациях

23 сентября состоялась ежегодная межсистемная противоаварийная тренировка оперативно-диспетчерского персонала Белорусской энергосистемы. Участники отработали взаимодействие на различных уровнях диспетчерского управления энергосистемы при нештатных ситуациях, нарушениях режимов работы оборудования, приводящих к угрозе выделения на изолированную работу Гомельской, частично Могилевской и Минской энергосистем.

Оперативно-диспетчерским персоналом была успешно решена задача по восстановлению допустимых уровней напряжения, надежного питания энергосистемы РУП «Гомельэнерго» и электроснабжения потребителей. Оперативный и диспетчерский персонал продемонстрировал высокий профессиональный уровень при анализе послеаварийных режимов, оценке работы РЗА и ПА.



Противоаварийная тренировка позволила также проверить скорость и качество обмена информацией о возникновении и ходе ликвидации нештатных ситуаций между персоналом разных уровней оперативно-диспетчерского управления в рамках информационного центра, функционирующего на базе диспетчерской службы ГПО «Белэнерго».

В ГПО «Белтопгаз» подвели итоги работы за восемь месяцев

В ходе заседания совета ГПО «Белтопгаз», состоявшегося 4 октября под председательством генерального директора объединения А.И. Кушнаренко, были подведены итоги работы организаций объединения за 8 месяцев, проведена оценка итогов 9 месяцев и текущего года.

За январь – август введено в эксплуатацию 450 км газопроводов различных категорий, газифицировано природным газом более 9 тыс. квартир, на потребление природного газа со сжиженного переведено более 2,6 тыс. квартир.

С начала года в рамках госпрограмм «Строительство жилья» и «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2021–2025 годы построено более 110 км подводящих магистральных газопроводов.

Организациями торфяной промышленности произведено 612,8 тыс. т торфяных брикетов и сушенки, что на 16 % выше уровня прошлого года. Объем производства торфяных грунтов и верхового торфа за январь – август составил 94,3 тыс. т.

В Китай отправился первый состав с белорусским торфом

В сентябре первый железнодорожный состав с белорусским торфом отправился в КНР. Это 62 контейнера с верховым кипованным торфом, который планируется использовать для нужд сельского хозяйства Китая. Проект реализуется одним из ведущих торфяных заводов страны – ОАО «Туршовка» совместно с китайской компанией по обслуживанию сельскохозяйственных технологий «Лэнундао» при поддержке индустриального парка «Великий камень» и ГПО «Белтопгаз».



Как отметил на торжественной церемонии, посвященной этому событию, заместитель Министра энергетики Д.Р. Мороз, Минэнерго имеет давние партнерские связи с Китаем. В Беларуси реализовано множество проектов по строительству энергообъектов с участием китайских компаний. Отправка состава с торфом – это новая страница сотрудничества двух стран.

Белорусско-китайские переговоры о партнерстве в торфяной промышленности ведутся с 2019 года. В течение двух лет в КНР экспортировались пробные партии торфопродукции ОАО «Туршовка», которая хорошо зарекомендовала себя на китайском рынке. Предполагается, что первая крупная поставка положит начало более глубокому сотрудничеству. В будущем предусмотрено отправить в Китай еще 50 контейнеров с белорусским торфом. В перспективе свою продукцию в эту страну смогут поставлять еще два торфяных завода.

В Беларуси растет потребление электроэнергии для отопления и горячего водоснабжения жилья

Объем потребления электроэнергии населением для нужд отопления и горячего водоснабжения за январь – август текущего года вырос с 162,5 до 300,5 млн кВт·ч – в 1,8 раза по сравнению с аналогичным периодом 2021 года. Об этом сообщил Министр энергетики В.М. Каранкевич 21 сентября в ходе встречи с трудовым коллективом Бобруйской ТЭЦ-2.

Работа, направленная на увеличение электропотребления для целей отопления и горячего водоснабжения, ведется по трем направлениям: строительство нового электрифицированного многоквартирного и индивидуального жилья (за пятилетку планируется ввести около 2 млн м² электро-

домов); перевод многоквартирных жилых домов с печным отоплением на использование электроэнергии; электрификация эксплуатируемого индивидуального жилищного фонда для целей отопления и горячего водоснабжения. Последнее направление активно развивается благодаря действию стимулирующих тарифов, а также возможности возмещения части расходов граждан на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда.

Количество обращений граждан в энергоснабжающие организации за выдачей технических условий на использование электроэнергии для нагрева ежегодно растет, как и процент удовлетворения таких обращений, констатировал Министр.

Научно-технический Совет газовой отрасли «Белтопгаза» рассмотрел вопросы автоматизации

12–13 октября в рамках научно-технического Совета газовой отрасли ГПО «Белтопгаз» рассмотрены вопросы автоматизации производственных процессов и внедрения газоснабжающими организациями новых программных комплексов. В частности, выработаны единые подходы к маркировке баллонов сжиженного углеводородного газа и нанесению на них информации о безопасном пользовании газом и требований по перевозке опасных грузов.



Пилотный проект по внедрению системы RFID-маркировки был успешно реализован на Могилевской ГНС, что позволило полностью автоматизировать процесс наполнения баллонов и их доставки населению. Планируется, что аналогичные проекты будут выполняться и в других регионах страны.

Были также внесены предложения о рассмотрении возможности производства на базе предприятия «Белгазтехника» систем контроля загазованности, автономных датчиков контроля давления, взрывозащищенных плоских светодиодных светильников, мобильных комплексов видеофиксации работ повышенной опасности и других устройств.

Мероприятие прошло на базе производственного управления «Солигорскгаз» УП «МИНСКОБЛГАЗ». Участие в совещании принял первый заместитель генерального директора ГПО «Белтопгаз» Д.В. Шавловский.

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

В РАЗВИТИИ МЫ РАССЧИТЫВАЕМ НА СВОИ РЕСУРСЫ

По итогам пресс-тура по объектам ГПО «Белтопгаз»

30 августа при поддержке Министерства энергетики Республики Беларусь состоялся пресс-тур по объектам газоснабжения и торфяной отрасли, организованный ГПО «Белтопгаз». В мероприятии, приуроченном к Дню работников нефтяной, газовой и топливной промышленности, приняли участие заместитель Министра энергетики О.Ф. Прудникова, генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнаренко, руководители торфопредприятий и газоснабжающих организаций отрасли, а также представители отраслевых и республиканских изданий. В рамках пресс-тура журналисты осмотрели производственные поля заготовки торфяной продукции нетопливной группы, ознакомились со специализированной техникой для добычи торфа на месторождении «Журавлевское», побывали на заводе по переработке верхового фрезерного торфа в аг. Крулевщина и в центре по обслуживанию населения ПУ «Глубокоегаз».



Первым объектом, который посетили участники пресс-тура, стал филиал ПУ «Витебскторф» УП «Витебскоблгаз». Предприятия филиала ежегодно производят порядка 63 тыс. т торфопродукции разного назначения, в том числе кипованный и кусковой торф, питательные грунты и др. Более 70 % этой продукции поставляется за рубеж, в том числе в Россию (39 % от общего объема реализации), Турцию (16 %), Чехию (10 %), Украину (9 %), Италию (7 %), Германию (7 %) и другие страны. Востребованность ассортимента обусловлена качеством сырья, сочетающего высокую пористость, влагоемкость и кислотность. Так, грунты на основе торфа успешно применяются в садоводстве и ландшафтном дизайне, а также для окультуривания почвы, приготовления компостов.

Отвечая на вопросы журналистов в ходе пресс-тура, заместитель Мини-

стра энергетики О.Ф. Прудникова отметила, что ПУ «Витебскторф» тесно взаимодействует с Национальной академией наук Беларуси, постоянно разрабатывает новые рецептуры с широким диапазоном использования. В то же время торфопредприятиями стабильно производится продукция топливной группы с целью диверсификации топливно-энергетического баланса и выхода на прогнозные показатели энергетической независимости. Кроме того, заместитель Министра сообщила, что в УП «Брестоблгаз» сегодня реализу-

ется перспективный проект по производству на основе торфа покровных грунтов для выращивания грибов.

Нынешний сезон был успешным для работников торфяной промышленности, отметил генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнаренко и рассказал, что на сегодняшний день добыто 2,2 млн т торфа. Для сравнения: в прошлом году объем добычи за аналогичный период составил 1,8 млн т. Эта продукция востребована населением, цементными заводами и другими промышленными предприятиями, системой ЖКХ. Потребности внутреннего рынка удовлетворяются в полном объеме. За первое полугодие 2022 года уже экспортировано 81 тыс. т торфопродукции на общую сумму \$ 5,6 млн, при этом расширяется география ее поставок. Так, в этом году пробная партия уже отправлена в Израиль.

В ходе посещения завода по переработке верхового фрезерного торфа в аг. Крулевщина участники пресс-тура ознакомились с процессом переработки торфа и ассортиментом готовой продукции, которая производится лидерами

К СВЕДЕНИЮ

Беларусь занимает первое место в мире по производству торфяных топливных брикетов и третье место – по объемам добычи торфа. Запасы этого энергоресурса оцениваются в 2,4 млрд т, из них для промышленной разработки пригодны 302,1 млн т. В настоящее время разрабатывается около 11 % от всего объема промышленных запасов торфа.



торфоперерабатывающей отрасли – ОАО «Торфопредприятие «Глинка», ОАО «ТБЗ Усяж» и ОАО «Старобинский торфобрикетный завод». Эти предприятия обладают значительным потенциалом для дальнейшего повышения эффективности производства, внедрения новой техники и совершенствования технологических процессов, обеспечения высокого качества всех видов работ и конечного продукта.

В рамках пресс-тура работники аварийно-диспетчерской службы предприятия «Витебскоблгаз» наглядно продемонстрировали журналистам оснащение аварийных бригад в 1960-х годах и на современном этапе. При реконструкции работы советских газовиков использовалась ретротехника: автомобили ГАЗ-69, автоцистерна на базе шасси ЗИЛ-157, полукассетный автомобиль вместимостью 16 баллонов. Сегодня же в распоряжении сотрудников специализированного подразделения по ликвидации аварийных ситуаций – передовые технологии и механизмы: современные средства связи для оперативного принятия решений, лазерные детекторы утечек метана, квадрокоптер, мобильные устройства с программными комплексами «Дельта» и «Панорама».

В настоящее время в системе ГПО «Белтопгаз» для локализации инцидентов на объектах газораспределительной системы и газопотребления и ликвидации их последствий в круглосуточном режиме работают порядка 2500 сотрудников. Ежедневно на смене находятся более 150 аварийных бригад.

Одним из стратегических направлений деятельности объединения является модернизация и техническое перевооружение аварийно-диспетчерских служб, что позволяет максимально эф-

фективно осуществлять прием поступающих извещений, локализацию нештатных ситуаций и устранение их последствий, контроль за параметрами работы системы газоснабжения и газопотребления. Большое значение придается также повышению уровня профессионального мастерства.

Генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнарченко рассказал журналистам о развитии системы газоснабжения, внедрении передовых технологий и цифровизации отрасли. Руководитель объединения особо отметил работу специализированного филиала «АйТиГаз», созданного на базе УП «Витебскоблгаз». «Это 37 талантливых программистов, которые разрабатывают программные комплексы, внедряют и обслуживают для всей системы нашей страны. Благодаря им сегодня Белтопгаз – это один из лидеров по цифровизации в республике», – подчеркнул А.И. Кушнарченко.

Особое внимание в ГПО «Белтопгаз» уделяется работе с абонентами. В стране сегодня функционируют 39 центров по обслуживанию населения. Здесь оказывают услуги по заключению (пере-

заключению) договоров, газификации, расчетам за газ, замене газового оборудования. В центрах граждане также могут пройти инструктаж по правилам безопасного пользования газом в быту и получить необходимые консультации специалистов.

С одним из таких центров участники пресс-тура ознакомились в ПУ «Глубокоегаз» УП «Витебскоблгаз». Им были представлены современные мультимедийные устройства и умные технологии, используемые при обслуживании клиентов. Применение инноваций позволяет совершенствовать взаимодействие



потребителей газа и обслуживающей организации, а также повышать качество оказываемых услуг.

«Наша сила в самостоятельности и самообеспеченности. В своем развитии мы рассчитываем в первую очередь на свои ресурсы: трудовые, материальные, на науку, на технологии, товары, технику, – отметил генеральный директор ГПО «Белтопгаз» А.И. Кушнарченко. – Мы можем быть успешными в любых условиях, в том числе санкционных».

Татьяна Фащук

К СВЕДЕНИЮ

Общая протяженность сетей природного и сжиженного газа на территории Беларуси по состоянию на 1 августа 2022 года – 6995,6 км. Газоснабжение потребителей обеспечивают 210 газорегуляторных пунктов и 658 шкафных газорегуляторных пунктов. В первом полугодии текущего года объем реализации природного газа составил 2428 млн м³, сжиженного газа – 4202 т.



П.А. ШКУРКО,
начальник отдела энергетики и газоснабжения
производственно-технического управления
Министерства энергетики Республики Беларусь

ОСОБЕННОСТИ ПОДГОТОВКИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ К РАБОТЕ В ОСЕННЕ-ЗИМНИЙ ПЕРИОД 2022/2023

В соответствии с положениями постановления Совета Министров Республики Беларусь от 8 июня 2022 года № 368 «О подготовке к работе в осенне-зимний период 2022/2023 года» Министерством энергетики Республики Беларусь и входящими в его систему организациями разработаны организационно-технические мероприятия, направленные на обеспечение устойчивого и надежного топливо- и энергоснабжения потребителей в текущем отопительном сезоне.

Комплексом мероприятий по устойчивому и надежному обеспечению потребителей топливом и другими энергоресурсами в текущем отопительном сезоне предусмотрено утверждение и выполнение графиков ремонтов основного энергетического и газового оборудования, тепловых, электрических и газовых сетей, проработка оптимальных вариантов топливоснабжения и режимов энергоснабжения потребителей в условиях возможного сокращения поставок энергоносителей, в случаях возникновения аварийных ситуаций, при значительном снижении температуры наружного воздуха, а также широкое информирование населения о необходимости рационального использования топливно-энергетических ресурсов и ряд других мероприятий.

Подготовка подведомственных организаций Минэнерго к работе в условиях отопительного сезона осуществлялась под контролем созданного при Министерстве штаба по координации работ по подготовке к ОЗП 2022/2023.

Энергоснабжение

К началу отопительного сезона энергоснабжающие организации ГПО «Белэнерго» выполнили значительный объем ремонтов основного теплотехнического и электротехнического оборудования (см. таблицы 1–2). Следует отметить, что оборудование, находящееся в ремонте или выведенное в ремонт в начале отопительного периода, не влияет на качество и надежность энергоснабжения потребителей и будет вводиться в эксплуатацию в соответствии с утвержденными графиками.

В ходе подготовки к ОЗП 2022/2023 энергоснабжающие организации к 1 октября заменили и смонтировали 165,5 км тепловых сетей в однотрубном исчислении, что составило

107,9 % от планового задания на год (см. таблицу 3), провели капитальный ремонт ВЛ 0,4–750 кВ протяженностью 14 768,2 км, или 65,4 % (см. таблицу 4), а также реализовали ряд других мероприятий, направленных на повышение надежности работы как электротехнического оборудования, так и электросетей.

В рамках реализации распоряжения Президента Республики Беларусь от 28 мая 2020 года № 93рп «О повышении надежности электроснабжения» энергоснабжающие организации во взаимодействии с юридическими лицами, ведущими лесное хозяйство и подчиненными Министерству лесного хозяйства, продолжают работы по расширению просек воздушных линий электропередачи. За январь – сентябрь такие работы выполнены для более чем 870 км ВЛ (70 % от планового задания).

Газоснабжение

Газоснабжающими организациями ГПО «Белтопгаз» выполнено комплексное приборное обследование подземных газопроводов, а также оценка технического состояния подземных газопроводов со сроком службы 40 и более лет. В рамках технического обновления газораспределительных сетей произведена замена оборудования ГРП (ШРП), находящегося в эксплуатации свыше 20 лет. Особое внимание уделено замене морально устаревшего бытового газового оборудования (см. таблицу 5).

Специалистами газоснабжающих организаций за январь – сентябрь проведено обследование технического состояния 643 946 единиц газоиспользующего оборудования и внутренних газопроводов жилищного фонда, а также условий их эксплуатации на соответствие требованиям законодательства. В целях предотвращения аварий и несчастных

Таблица 1. Информация о ходе выполнения капитальных ремонтов теплотехнического оборудования по состоянию на 1 октября 2022 года

Теплотехническое оборудование	План на 2022 год, ед.	Выполнено, ед.	Выполнение плана, %
Энергетические котлы	20	12	60
Турбины	14	6	43
Водогрейные котлы	6	6	100
Паровые котлы	4	3	75

Таблица 2. Информация о ходе выполнения капитальных ремонтов электротехнического оборудования по состоянию на 1 октября 2022 года

Электротехническое оборудование	План на 2022 год, ед.	Выполнено, ед.	Выполнение плана, %
Генераторы	17	7	41
Силовые трансформаторы	8	4	50
Высоковольтные выключатели 220–330 кВ	10	6	60
Комплексный капитальный ремонт ПС 35–10 кВ	169	106	63

Таблица 3. Информация о ходе выполнения плана по замене и строительству тепловых сетей в разрезе областей по состоянию на 1 октября 2022 года

РУП-облэнерго	План на 2022 год, км	Выполнено, км	Выполнение плана, %
РУП «Брестэнерго»	11,3	15,7	138,9
РУП «Витебскэнерго»	33,3	36,5	109,6
РУП «Гомельэнерго»	24,2	29,4	121,5
РУП «Гродноэнерго»	23,0	27,7	120,4
РУП «Минскэнерго»	51,7	44,1	85,3
РУП «Могилевэнерго»	9,9	12,2	123,2
ГПО «Белэнерго»	153,4	165,5	107,9

Таблица 4. Информация о ходе выполнения плана капитальных ремонтов ВЛ 0,4–750 кВ в разрезе областей по состоянию на 1 октября 2022 года

РУП-облэнерго	План на 2022 год, км	Выполнено, км	Выполнение плана, %
РУП «Брестэнерго»	3120,1	2410,6	77,3
РУП «Витебскэнерго»	3582,2	2241,1	62,6
РУП «Гомельэнерго»	3904,5	2335,9	59,8
РУП «Гродноэнерго»	3410,7	2351,9	69,0
РУП «Минскэнерго»	4742,5	2856,2	60,2
РУП «Могилевэнерго»	3825,5	2572,5	67,2
ГПО «Белэнерго»	22 585,5	14 768,2	65,4

случаев обеспечено отключение 16 486 единиц газоиспользующего оборудования, не соответствующего требованиям НПА и ТНПА, с последующим уведомлением местных исполнительных и распорядительных органов.

Выполнение доведенных газоснабжающим организациям заданий находится на постоянном контроле руководства ГПО «Белтопгаз».

Таблица 5. Информация о ходе выполнения ремонта и замены основного оборудования газораспределительных сетей по состоянию на 1 октября 2022 года

Наименование мероприятия	План на 2022 год	Выполнено	Выполнение плана, %
Комплексное приборное обследование подземных газопроводов, км	8645,8	8762,6	101,4
Замена оборудования ГРП, ШРП, находящегося в эксплуатации свыше 20 лет, ед.	504	507	100,6
Оценка технического состояния подземных газопроводов со сроком службы 40 и более лет, км	862,5	870,6	100,9
Задание по замене морально устаревшего бытового газового оборудования за счет собственников оборудования, ед.	143 143	119 815	83,7

Таблица 6. Информация о ходе регистрации паспортов готовности потребителей тепловой энергии и теплоисточников в разрезе областей и по г. Минску

Область, город	Паспорта готовности			
	потребители тепловой энергии		теплоисточники	
	зарегистрировано	% от общего количества	зарегистрировано	% от общего количества
Брестская	5143	100	1901	100
Витебская	3276		1312	
Гомельская	4689		1559	
Гродненская	4179		1422	
Минская	5142		2390	
Могилевская	3793		1276	
г. Минск	3211		438	
Итого	29 433	100	10 298	100

Регистрация паспортов готовности к работе в ОЗП

В целом по республике подлежали регистрации в филиалах Госэнергогаздазора 29 433 паспортов готовности к работе в ОЗП потребителей тепловой энергии и 10 298 паспортов готовности теплоисточников. По состоянию на 1 октября зарегистрировано 100 % паспортов готовности как потребителей тепловой энергии, так и теплоисточников (см. таблицу 6).

Результаты работы энерго- и газоснабжающих организаций свидетельствуют о своевременной подготовке всего технологического оборудования, обеспечивающего энергоснабжение потребителей республики в условиях предстоящего отопительного сезона. При этом обеспечено создание запасов топлива в объемах, достаточных для бесперебойного энерго- и газоснабжения при прохождении зимнего максимума потребления энергии.

Работа организаций энергетической и газовой отраслей по обеспечению надежного и устойчивого снабжения потребителей тепловой и электрической энергией, природным и сниженным газом, торфяным топливом в ОЗП 2022/2023 продолжается. Запланированные в соответствии с графиками мероприятия будут в полном объеме и в установленные сроки реализованы энерго- и газоснабжающими организациями Минэнерго.

МИРОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА

В ОПЕК+ одобрили сокращение добычи нефти

В начале октября Мониторинговый комитет ОПЕК+ одобрил сокращение добычи нефти на 2 млн баррелей в сутки. Мера направлена на сдерживание падения цен на мировом рынке на фоне опасений инвесторов относительно дальнейшего сокращения спроса. На какой период планируется сократить добычу, не уточняется.



Новость вызвала беспокойство на нефтяных рынках по поводу возможного недостатка нефти, а котировки стали расти. Данные биржи ICE свидетельствуют, что в ходе торгов 4 октября цена на нефть эталонной марки Brent достигла \$ 90 за баррель (впервые с 23 сентября), а 5 октября – \$ 92,9 за баррель.

В США уменьшение нефтедобычи странами ОПЕК+ охарактеризовали как «тотальную катастрофу». Накануне заседания ОПЕК+ администрация президента Байдена предпринимала попытки отговорить ее участников принимать данное решение, но успеха не достигла.

Перспективы восстановления «Северных потоков» оценить невозможно

Компания-оператор Nord Stream AG объявила о беспрецедентных разрушениях на «Северных потоках». Аналитики утверждают, что теперь ЕС не сможет купить газ у России.

Давление в морском газопроводе «Северный поток – 2» упало в ночь на 26 сентября. Утечка газа произошла у берегов датского острова Борнхольм. К вечеру того же дня падение давления было зафиксировано и в «Северном потоке – 1», на нем установлен факт двух утечек. 29 сентября Швеция заявила об обнаружении четвертой утечки в водах своей исключительной экономической зоны.

Установлено, что причиной разгерметизации трубопроводов стала диверсия (подрыв). С учетом того, что Россия не была допущена к расследованию инцидента, ее переговоры с ЕС по газу можно считать закрытыми на длительный срок.

Ранее Nord Stream AG сообщила, что перспективы восстановления трех ниток морских газопроводов «Северный поток – 1» и «Северный поток – 2» на данный момент оценить невозможно.

США не помогут Европе пережить предстоящую зиму

Представители американской промышленности предупредили, что не смогут увеличить поставки нефти и газа в Европу предстоящей зимой для смягчения энергетического кризиса. По данным Financial Times, сланцевые компании США, располагающие огромными запасами углеводородов, не смогут нарастить поставки достаточно быстро, чтобы предотвратить зимний дефицит в ЕС.

На фоне возросшего спроса на газ (в первую очередь в Европе) американские компании увеличили добычу в стране до максимальных показателей: в сентябре она достигла рекордных 2,8 млрд м³ в сутки.

В настоящее время США поставляют в Европу 70 % всего экспортируемого сжиженного газа. Прогнозируется, что как в текущем, так и в следующем году страна будет оставаться крупнейшим поставщиком СПГ в мире.

Экологи потребовали от властей ЕС лишить АЭС и природный газ статуса зеленых источников энергии

В июле Европарламент проголосовал за признание природного газа и атома экологически чистыми источниками энергии и включили их в «зеленую таксономию». В ответ Greenpeace и другие экологические группы выдвинули ультиматум властям ЕС с требованием отменить этот статус для некоторых газовых и атомных электростанций в странах Европы.

Защитники природы утверждают, что власти Евросоюза таким образом нарушают собственные законы по климату и поощряют инвестиции в ископаемое топливо, в то время как необходимо вкладывать больше средств в развитие возобновляемой энергетики. Greenpeace запросил внутреннюю проверку решения Еврокомиссии о признании газовой и ядерной энергии зеленой.

В ЕК заявили, что ответят на запросы до февраля 2023 года. В свою очередь представители Greenpeace сообщили, что если решение не будет пересмотрено, то экологические организации направят жалобы в Европейский суд.

Китай построит крупнейшую установку по производству термоядерной энергии

Китай одобрил строительство самой большой в мире импульсной установки для выработки термоядерной энергии. Ее будут строить в городе Чэнду, расположенном на юго-западе страны, в провинции Сычуань. Сооружение установки планируется завершить в 2025 году. Она сможет генерировать ток силой 50 млн ампер – примерно вдвое больше, чем вырабатывает аналогичная Z-машина, созданная в Национальных лабораториях Сандии (США).

Ранее сообщалось, что Китай практически завершил исследования и разработку ключевых технологий в области

термоядерной энергетики. Предполагается, что страна сможет использовать термояд уже через 30–50 лет.

Технологии термоядерного синтеза также активно разрабатываются в России. В мае 2021 года в Курчатовском институте был запущен гибридный исследовательский реактор – «теплый» токамак Т-15МД (на базе «холодного» Т-15). Правительство России планирует выделить дополнительно 5 млрд руб. на разработку технологий управляемого термоядерного синтеза и инновационных плазменных технологий.

Газопровод Baltic Pipe не сможет компенсировать поставки из России

На северо-западе Польши в г. Голениув состоялось открытие магистрального газопровода Baltic Pipe. Нитка проходит между Польшей и Норвегией через Данию. Полная мощность газопровода составляет 10 млрд м³ в год.

Baltic Pipe построен в качестве альтернативы газопроводам «Северный поток – 1» и «Северный поток – 2». Поставками по нему правительство Польши надеется заменить российский газ.

Польский нефтегазовый концерн заявил, что обеспечит перекачку из Норвегии около 6,5 млрд м³ газа в 2023 году и около 7,7 млрд – в 2024-м. В Варшаве собираются не только обеспечивать собственные потребности, но и продавать излишки. Однако эксперты считают, что объемов норвежского газа будет недостаточно для того, чтобы компенсировать поставки энергоресурса из России.

Открытие Baltic Pipe практически совпало с авариями на нитках «Северных потоков».

Германия продлит использование атомной энергии до 2023 года

Эксперты Bloomberg считают, что Германия скорее всего продлит использование атомной энергии до 2023 года, чтобы предотвратить риск отключений электроэнергии этой зимой.

Правящая коалиция страны согласилась использовать в 2023 году две из трех оставшихся в Германии атомных электростанций, если это будет необходимо, отменив давно запланированное закрытие объектов. После резкого скачка цен на энергоносители правительство страны вынуждено было отложить последний шаг в рамках поэтапного отказа от использования АЭС.

Министр экономики Германии Роберт Хабек на климатической конференции в Берлине указал на проблемы в ядерной отрасли в соседней Франции, которая обычно является экспортером электроэнергии, как на одну из причин, по которой Германии, возможно, придется поддерживать работу своих реакторов для решения проблемы потенциальной нехватки электроэнергии на юге страны.

После проведения «стресс-теста» энергетической безопасности Германия правительство приняло решение о продлении срока эксплуатации принадлежащих EnBW AG атомных электростанций EON SE «Изар-2» в Баварии и «Неккарвестхайм» в Баден-Вюртемберге до середины апреля.

Согласно данным Федерального статистического управления, опубликованным в июне, в первом квартале 2022 года на атомную энергетику приходилось 6 % производства элек-



троэнергии в Германии, при этом доля угольной генерации составила более чем 30 %, газовой – 13 %. Почти 50 % пришлось на возобновляемые источники энергии.

Правительство Венгрии запретило вывозить дрова из страны

В Венгрии вступил в силу запрет на вывоз из страны дров, сообщает Telegram-канал «ИнфоТЭК» со ссылкой на главу министерства сельского хозяйства страны Иштвана Надя.

В энергетике Венгрии объявлено чрезвычайное положение. Правительство начало реализацию пакета из семи мер. Он, в частности, включает увеличение добычи газа в стране, поиск дополнительных 700 млн м³ газа для заполнения хранилищ, запрет на экспорт энергоносителей, а также наращивание добычи угля.

Кроме того, власти Венгрии планируют ускорить перезапуск блоков угольной электростанции «Матра» и намерены продлить срок работы АЭС «Пакш».

Спрос на газ в Китае будет увеличиваться

Спрос на газ в Китае в 2022 году вырастет на 2,7 % – до 380 млрд м³. В ближайшие 15–20 лет тенденция роста сохранится. Китай будет увеличивать внутреннее потребление газа в сферах ЖКХ, промышленности и производства электроэнергии.

Собственная добыча газа в Китае в 2021 году выросла до 200 млрд м³ (на 7,8 %), при этом его импорт достиг 170 млрд м³. Приемные мощности прибрежных СПГ-терминалов в прошлом году составили 100 млн т. Планируется, что к 2025 году они будут практически удвоены.

Вместе с тем темпы перехода энергетики Китая на газ сдерживаются чрезмерно высокими ценами на голубое топливо на мировых рынках. Этот фактор заставляет Китай переходить на долгосрочные и среднесрочные контракты на закупку СПГ. Цены на электроэнергию, выработанную на газе, являются самыми высокими в энергобалансе страны.

Средние цены на газ в Азии в январе – августе этого года были в три раза выше, чем в аналогичный период прошлого года, а средняя цена на газ в Европе (в TTF) выросла в 4,8 раза. За этот же период спрос на СПГ в Европе поднялся на 63 %, а объем его импорта в Азию снизился на 6 %.

Подготовлено по материалам международных энергетических агентств, информационных порталов



Евразийский экономический союз ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ

Кыргызская Республика



Кыргызская Республика расположена в Центральной Азии в пределах двух горных систем – Тянь-Шаня (северо-восточная часть страны) и Памиро-Алая (юго-западная часть). Площадь страны составляет 200 тыс. км².

В настоящее время население республики составляет 7 млн человек. Крупнейшим городом страны является ее столица – Бишкек, в котором проживает свыше 1 млн человек. Государство граничит с Казахстаном, Китаем, Таджикистаном и Узбекистаном.



Семен Чуйков. У подножия Тянь-Шаня. 1950

В августе 2015 года Кыргызская Республика стала пятым государством в составе ЕАЭС. Первый шаг к экономической интеграции на евразийском пространстве страна сделала в апреле 2011 года, заявив о своей готовности начать процесс присоединения к Таможенному союзу и Единому экономическому пространству (ЕЭП) Беларуси, Казахстана и России. В мае 2013 года Кыргызская Республика получила право участия в заседаниях Высшего Евразийского экономического совета, Совета и коллегии Евразийской экономической комиссии (ЕЭК), а в августе 2015-го Договор о присоединении Кыргызской Республики к ЕАЭС вступил в силу.

ЭНЕРГЕТИКА ДОЛЖНА СТАТЬ ЛОКОМОТИВОМ ЭКОНОМИЧЕСКОГО РОСТА



*Интервью заместителя Министра
энергетики Кыргызской Республики
Т.А. Айталиева*

В последние годы Кыргызская Республика приложила значительные усилия для развития и модернизации электроэнергетики, благодаря чему отрасль обрела второе дыхание. Тем не менее энергосистема страны сталкивается с определенными трудностями в обеспечении потребителей электроэнергией. Сегодня гидроэнергетика, которая является стратегической отраслью для республики, работает в условиях маловодности в связи со снижением притока воды в Токтогульское водохранилище. Кроме того, на надежность энергоснабжения влияет износ генерирующего оборудования, подстанций и электрических сетей, а также ряд других факторов. О стратегических задачах энергетического сектора страны, приоритетах развития ТЭК и возможностях, которые открывает перед страной энергоинтеграция в рамках ЕАЭС, рассказывает заместитель Министра энергетики Кыргызской Республики Тилек Анаркулович Айталиев.

– В 2008 году была принята стратегия развития топливно-энергетического комплекса страны до 2025 года. Какие цели и задачи в области энергетики определены этим документом?

– Данный документ был разработан в целях повышения эффективности ТЭК, модернизации основных производственных фондов и дальнейшего устойчивого развития энергетической отрасли. В частности, стратегией предусмотрены финансовое оздоровление, техническое и технологическое перевооружение ТЭК, а также формирование цивилизованного энергетического рынка и экономических взаимоотношений его субъектов на базе усовершенствованной нормативной правовой базы.

Для достижения данных целей были поставлены задачи по обеспечению надежности и бесперебойности поставок энергии реальному сектору экономики и населению, реформированию системы

управления ТЭК, реализации сбалансированной тарифной и ценовой политики, позволяющей покрывать реальные затраты энергетических компаний. Кроме того, важными задачами являются сокращение потерь, разработка правил доступа к сетям и продажи энергии от альтернативных источников, улучшение финансового и корпоративного управления ТЭК и др.

– Как Вы оцениваете состояние энергетического сектора Кыргызской Республики и эффективность его функционирования?

– Сегодня в целях обеспечения надежности и безопасности электроснабжения привлекаются большие кредитные средства для замены изношенного оборудования и модернизации энергообъектов. Вместе с тем эти кредиты нужно возвращать, поэтому энергетическая отрасль страны должна быть самодостаточной в финансовом плане, чтобы энергосистема

могла полноценно функционировать и ежегодно проводить все необходимые работы по ремонту и техобслуживанию.

Энергетика должна стать локомотивом экономического роста и одним из крупных доходообразующих секторов экономики. Для эффективной реализации потенциала энергетического сектора, а также во избежание дальнейшего ухудшения работы и обветшания инфраструктуры отрасли следует вывести тарифы на уровень самоокупаемости. При этом необходимо проводить политику энергоэффективности и улучшать качество управления сектором.

– Известно, что энергетика республики находится в процессе реформирования. Каковы цели этих реформ?

– Во исполнение Решения Совета безопасности Кыргызской Республики «О мерах по обеспечению энергетиче-

ской безопасности Кыргызской Республики» от 26.11.2021 № 5 разработана Концепция реструктуризации системы управления энергетической отраслью Кыргызской Республики. Реализация ее положений позволит локализовать внутренние ресурсы дочерних обществ Национального энергохолдинга путем оптимизации расходов и бизнес-процессов, что будет способствовать обеспечению устойчивой деятельности отрасли, ее финансовому оздоровлению, вводу новых генерирующих мощностей и укреплению энергетической безопасности страны в целом.

– В настоящее время в Кыргызской Республике ведутся полномасштабные работы по реконструкции и модернизации энергообъектов. Расскажите о наиболее важных для страны проектах.

– Основным фактором обеспечения энергетической безопасности страны является стабильная работа энергосистемы. Поэтому активно ведется комплексная работа как по модернизации существующего оборудования, так и по строительству новых энергообъектов. В частности, реализован ряд крупных энергетических проектов.

В 2017 году завершена модернизация ТЭЦ г. Бишкек – в эксплуатацию были введены два новых энергоблока общей мощностью 300 МВт, в результате установленная мощность электростанции достигла 812 МВт.

Осуществлено строительство линии электропередачи 500 кВ Датка – Кемин и подстанции 500 кВ «Кемин». Появление этой дополнительной нити позволило создать собственное энергетическое кольцо, сформировать условия для выдачи мощности будущих крупных генерирующих объектов и повысить надежность электроснабжения севера Кыргызской Республики.

Полным ходом идет реконструкция флагмана нашей энергетики – Ток-

тогульской ГЭС. Ожидается, что завершение всех трех этапов ее реконструкции даст 20-процентный прирост мощности – порядка 240 МВт, а срок эксплуатации гидроэлектростанции будет продлен еще на 35–40 лет.

В следующем году планируется завершить на территории республики строительные работы в рамках масштабного проекта CASA-1000. Его ре-

более 90 % производства электроэнергии в стране.

В настоящее время на территории Кыргызской Республики работают 17 гидроэлектростанций суммарной мощностью 3070 МВт. При этом в верхнем течении реки Нарын можно дополнительно построить 7 каскадов из 27 ГЭС. Предполагается, что в перспективе их суммарная установленная

Основным фактором обеспечения энергобезопасности Кыргызской Республики является стабильная работа энергосистемы. Поэтому активно ведется комплексная работа по модернизации оборудования и строительству новых энергообъектов

ализация позволит Кыргызской Республике и Таджикистану поставлять электроэнергию в летнее время в Пакистан и Афганистан. Выгода для нашей страны от ежегодного экспорта может составить около \$ 80 млн. Эта сумма спрогнозирована с учетом выгодного для республики тарифа, который не повлияет на формирование стоимости электроэнергии для внутренних потребителей. Ожидается, что участие в проекте не только покроет все вложения, но и даст высокую прибыль.

– Особое место в ТЭК страны занимает гидроэнергетика. Как планируется развивать это направление?

– Кыргызская Республика обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом. Он оценивается в 142 млрд кВт·ч, однако на сегодняшний день республика использует не более 10 % этого потенциала. В то же время даже при нынешнем уровне развития гидроэнергетики она обеспечивает

мощность может составить 5600 МВт, а среднегодовую выработку – более 20 млрд кВт·ч в год.

Анализ возможностей развития гидроэнергетики показал, что наиболее перспективным и целесообразным для оптимального освоения гидроэнергетических ресурсов Кыргызской Республики является проект «Строительство Камбаратинской ГЭС-1». На сегодняшний день в рамках реализации проекта утвержден план мероприятий по сооружению объектов подготовительного периода с проведением проектно-изыскательских работ. Разработка финансовой стратегии для изучения вариантов финансирования проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1 ведется совместно со Всемирным банком. При этом учитывается возможность участия в его реализации соседних стран – Узбекистана и Казахстана. Кроме того, в свете принятия нового закона о ВИЭ частные инвесторы выражают заинтересованность в реализации проектов по строительству малых ГЭС и солнечных электростанций.

– Обновленный Закон «О возобновляемых источниках энергии» вступил в силу в июне. Что предусмотрено этим документом? Как он влияет на развитие возобновляемой энергетики в стране?

– Закон регулирует отношения, связанные с использованием ВИЭ,

Республика обладает значительным гидроэнергетическим потенциалом – третьим по величине среди стран СНГ после России и Таджикистана. На территории страны работают 17 ГЭС суммарной мощностью 3070 МВт

определяет основные принципы государственной политики, а также экономические и организационно-правовые механизмы, действующие в этой области.

В соответствии с новой редакцией Закона производители электрической и тепловой энергии, вырабатываемой с использованием ВИЭ, и потребители такой энергии имеют ряд преференций. Прежде всего это налоговые и таможенные льготы для производителей.

Вся электроэнергия, вырабатываемая с использованием ВИЭ, не потребляемая владельцем установки на собственные нужды и не реализованная другим потребителям на договорной основе, должна быть приобретена электроэнергетической компанией, определенной Министерством энергетики. Эта компания заключает соответствующий договор независимо от того, к чьим сетям подключена данная установка, работающая на ВИЭ.

При формировании диспетчерских графиков поставок энергии в электросети единой электроэнергетической системы страны поставки от объектов, использующих ВИЭ, включаются в эти графики в приоритетном порядке.

Странам Центральной Азии с учетом инициатив ЕАЭС и реализации проекта CASA-1000 необходимо выработать общую региональную политику справедливого и рационального освоения и использования водно-энергетических ресурсов

Вместе с тем хотелось бы отметить, что все затраты по строительству линий электропередачи до точки подключения к сети электроэнергетической компании несет владелец установки, использующей ВИЭ.

– Какие возможности открывает для Кыргызской Республики участие в энергетической интеграции в рамках ЕАЭС и в работе общих рынков энергоресурсов Союза?

– В рамках Евразийского экономического союза ведется работа по формированию общих рынков газа, нефти и нефтепродуктов, электроэнергии. Для Кыргызской Республики важное

значение имеет подключение к общему электроэнергетическому рынку ЕАЭС. Когда он будет создан, у кыргызских поставщиков и потребителей появится возможность беспрепятственно осуществлять торговлю электроэнергией на централизованной торговой площадке Союза. Рыночные механизмы позволят энергосистеме Кыргызской Республики более эффективно, на конкурентных началах закупать электроэнергию у России и Казахстана в период дефицита собственной генерации (маловодности), а с другой стороны – продавать энергию собственной выработки участникам ОЭР Союза в период профицита (многоводности).

ТЭК КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

Топливо-энергетический комплекс Кыргызской Республики состоит из двух основных отраслей: топливного производства (добыча угля, нефти, газа) и электроэнергетики. Как в структурном, так и в рыночном отношении ТЭК страны является единым механизмом с сильными взаимными связями между отдельными составляющими – добычей, переработкой, транспортировкой, распределением и использованием энергоресурсов.

На долю топливо-энергетического сектора приходится приблизительно пятая часть валовой продукции промышленности Кыргызской Республики. В то же время после распада СССР в стране резко сократились работы по поиску, разведке и разработке месторождений углеводородного сырья, а также вводу новых генерирующих мощностей. В связи с возросшими мировыми ценами на углеводороды усиливается тенденция перехода потребителей на использование электроэнергии. При этом электропотребление практически равно выработке и продолжает расти.

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

По мнению экспертов, Кыргызская Республика способна в значительной степени обеспечить свои потребности в энергоресурсах. Однако существующие возможности по разным причинам реализуются не в полной мере.

Доказанные запасы нефти и газового конденсата в стране незначительны. Здесь насчитывается 10 месторождений нефти и природного газа, их разведанные извлекаемые запасы составляют 14 млн т и 6 млрд м³ соответственно.

В то же время потребности экономики в твердом топливе (угле) Кыргызская Республика может удовлетворить полностью. К 2019 году на ее территории было известно около 70 месторождений и углепроявлений с запасами и прогнозными ресурсами в объеме 2,2 млрд т (в основном бурые и каменные угли).

Стратегическим ресурсом для Кыргызской Республики является гидравлическая энергия. По гидроресурсам она

занимает третье место в СНГ – после России и Таджикистана. В стране насчитывается 252 крупных и средних реки, потенциал которых превышает 140 млрд кВт·ч.

Возможности возобновляемых источников энергии (ВИЭ) оцениваются в 840,2 млн т у.т. в год. Перспективно освоение в первую очередь энергии малых рек и водотоков, солнца и ветра, геотермальных вод и биомассы. Однако в настоящее время практическое использование ВИЭ незначительно – в энергобалансе страны они составляют менее 1 %.

Республика ориентирована на импорт значительной части (около 95 %) энергоносителей из других государств. В страну поставляется до 50 % угля, практически все газообразное топливо и нефтепродукты. Причем доля этих энергоресурсов в структуре топливно-энергетического баланса страны составляет около половины.



Бешкекская ТЭЦ

НЕФТЬ И НЕФТЕПРОДУКТЫ

Все нефтегазовые месторождения Кыргызской Республики были открыты в советский период и в настоящее время почти на 60 % выработаны, 80 % оставшихся запасов относятся к трудноизвлекаемым. В 2012–2017 годах в стране добывалось порядка 0,1 млн т нефти в год, в 2020-м, по данным Статистического ежегодника ЕАЭС за 2021 год, добыча нефти и газового конденсата составила 0,24 млн т. Нефтегазовую отрасль республики представляет ОсОО «Газпром Кыргызстан».

Объем основных видов нефтепродуктов, выработанных в стране, не покрывает внутренние потребности. Проблема их дефицита решается за счет поставок из России (основной экспортер), Казахстана, Беларуси, Литвы и Эстонии.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

Уровень обеспеченности Кыргызской Республики нефтью за счет собственной добычи составляет менее 1 %, поэтому большая часть нефтеперерабатывающих предприятий остается недозагруженными.

По состоянию на 2020 год в стране функционировало несколько НПЗ. В 2014 году введен в эксплуатацию завод ОсОО «Чайна Петроль Компани «Джунда» проектной мощностью 800 тыс. т. На базе Кеминского нефтехранилища создано ОсОО «Кеминский НПЗ» (100 тыс. т). В конце 2014 года завершено строительство Токмоцкого НПЗ (410 тыс. т).

Еще два предприятия – ЗАО «Кыргыз Петролиум Компани» и ОсОО «SvRitLTD» – рассчитаны на производство 500 и 50 тыс. т нефтепродуктов в год соответственно.

По данным Ассоциации нефтетрейдеров Кыргызской Республики на апрель 2017 года, в республике работало около 650 АЗС. Из них более половины относится к крупным сетям – «Партнер нефть», Red Petroleum, Bishkek Petroleum, «Газпром нефть», «Роснефть», «Кыргыз Мунай», «Томас» и др., остальные принадлежат мелким сетям и индивидуальным предпринимателям.

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

В последние годы добыча природного газа в Кыргызской Республике по разным причинам сократилась более чем втрое по сравнению с 1990-ми. Основными газодобывающими компаниями в стране являются «Кыргызнефтегаз» (85 % его акций принадлежат государству), Gazprom International – оператор по реализации проектов ПАО «Газпром» – и «Баткеннефтегаз», принадлежащий «Нефтеразведочной компании Чжуннен» (Китай). При этом уровень добычи на собственных месторождениях составляет не более 0,3 %. В 2020 году в стране добыто 20 млн м³ голубого топлива. Потребность в природном газе удовлетворяется за счет поставок из Казахстана и Узбекистана.

На газовом рынке страны реализуется в основном импортируемый природный газ. Исключительное право на импорт принадлежит ОсОО «Газпром Кыргызстан». Компания является единственным покупателем на оптовом газовом рынке и единственным продавцом – на розничном рынке.

Основными потребителями газа в республике являются электроэнергетика (43,4 %), коммунально-бытовой сектор (42 %) и промышленность (10,7 %). Экспорт природного газа из Кыргызской Республики в другие страны не осуществляется, реэкспорт запрещен.

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

По данным Статистического ежегодника ЕАЭС за 2021 год, уровень газификации страны составляет 35 %.

В 2019 году в республике эксплуатировалось 753 км магистральных газопроводов, 657 км газопроводов среднего давления и 1679 км – низкого давления. Монополистом в сфере транспортировки природного газа является ОсОО «Газпром Кыргызстан».

Поставки в страну природного газа из Казахстана, России и Узбекистана осуществляются по магистральному газопроводу «Бухарский газодорожный район – Ташкент – Бишкек – Алматы» пропускной способностью 3,3 млрд м³ в год.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Электроэнергетика оказывает определяющее влияние на развитие национальной экономики: на отрасль приходится более 3 % ВВП, около 15 % объема промышленного производства, более 5 % доходов в республиканский бюджет.

Отрасль относится к наиболее успешно функционирующим секторам ТЭК республики. Энергосистема Кыргызской Республики полностью обеспечивает потребности экономики и населения в электроэнергии. В стране эксплуатируются 7 крупных и 9 малых ГЭС, 2 тепловые станции национального значения. Общая установленная мощность энергоисточников составляет 3892 МВт, выработка электроэнергии – 15,1 млрд кВт·ч. При этом, по данным Статистического ежегодника ЕАЭС за 2021

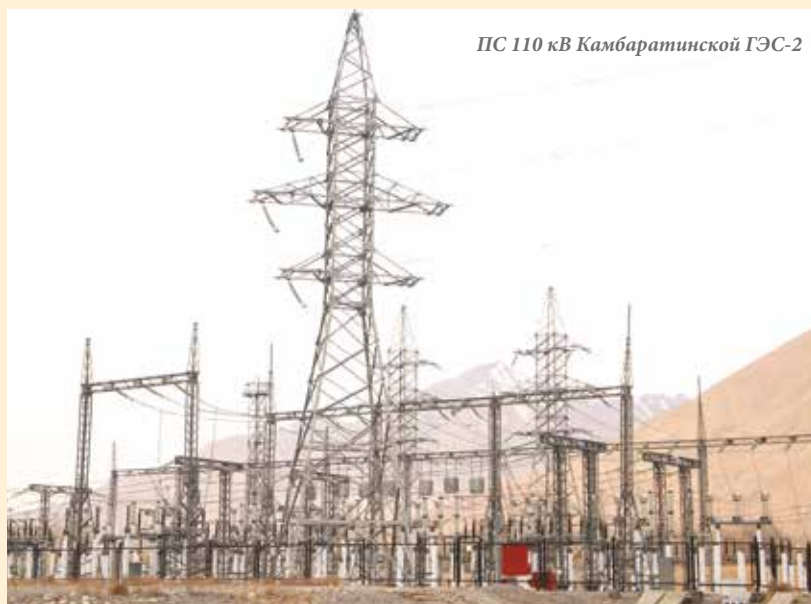
год и информации Министерства энергетики Кыргызской Республики, потребление достигает 16,1 млрд кВт·ч, то есть в прошлом году энергосистема была дефицитной. Недостаток энергии компенсировался за счет импорта из Туркменистана, Узбекистана и Казахстана. Такая ситуация сложилась из-за наступления маловодного периода, когда в водохранилища ГЭС поступает меньше воды и, соответственно, вырабатывается меньше электроэнергии.

В 2021 году Кыргызская Республика импортировала 1,682 млрд кВт·ч электроэнергии. При этом среди государств ЕАЭС страна имеет самые высокие удельные затраты топлива на производство электроэнергии – 417,2 кВт·ч/г у.т.

Особенностью энергосистемы Кыргызской Республики также является то, что 90 % генерирующей мощности приходится на гидроэлектростанции, находящиеся на юге, а 70 % потребителей энергии сосредоточено в северной части страны.

По сравнению с 1990 годом потребление электроэнергии населением выросло в три-четыре раза, в связи с чем энергосистема страны работает на пределе своих возможностей. При этом по электропотреблению на душу населения (1809 кВт·ч) республика отстает от общемирового уровня (2972 кВт·ч), а также от показателей соседних государств – Казахстана (5085 кВт·ч) и Таджикистана (2172 кВт·ч).

В структуре электропотребления доля населения составляет порядка 60,5 % всей выработки, доля бюджета – 10,5 %, промышленности, сельского хозяйства и коммерческих потребителей – 29 %.



ПС 110 кВ Камбаратинской ГЭС-2

ТЕПЛОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Крупнейшей тепловой электростанцией и основным потребителем угля в стране является Бишкекская ТЭЦ. На момент введения в эксплуатацию в 1961 году ее установленная мощность составляла 666 МВт, располагаемая – 520 МВт. На станции работало 9 турбоагрегатов мощностью от 60 до 150 МВт. В ходе модернизации ТЭЦ в эксплуатацию были введены два новых энергоблока суммарной мощностью 300 МВт, после чего мощность станции достигла 812 МВт. Сегодня Бишкекская ТЭЦ входит в состав крупнейшей гене-

рирующей компании Кыргызской Республики – ОАО «Электрические станции».

Ошская ТЭЦ установленной мощностью 50 МВт (располагаемая мощность – 35 МВт) начала работу в 1966 году. Первоначально в качестве топлива на ней использовался природный газ, а с 1973 года – мазут. Основное энергетическое оборудование станции включает 5 котлов и 2 турбогенератора по 25 МВт.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Гидроэлектростанции составляют основу энергетики страны. Среди самых мощных ГЭС – Токтогульская (1200 МВт), Курпсайская (800 МВт), Таш-Кумырская (450 МВт), Шамалды-Сайская (240 МВт), Уч-Курганская (180 МВт), Камбаратинская ГЭС-2 (120 МВт) и Ат-Башинская (40 МВт).

Дальнейшее освоение богатейшего гидроэнергетического потенциала Кыргызской Республики является основой стратегической программы развития национальной энергетики. По оценке специалистов, на крупнейшей реке Нарын и ее притоках можно построить 8 каскадов из 32 ГЭС с ежегодной выработкой электроэнергии более 25 млрд кВт·ч.

Самым крупным из перспективных проектов строительства ГЭС является Камбаратинская ГЭС-1 с установленной мощностью 1860 МВт и среднесуточной выработкой 5,640 млрд кВт·ч. Реализация проекта сделает возможным переход к сбалансированному режиму использования водно-энергетических ресурсов рек Нарын и Сырдарья.



Каскад Камбаратинских ГЭС

МАЛАЯ ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

Экономический потенциал ГЭС мощностью менее 40 МВт превышает потенциал всех остальных возобновляемых источников энергии в Кыргызской Республике, вместе взятых. Значительным является и экономический потенциал использования микро-ГЭС, который оценивается в 1,6 млн кВт·ч.

По данным Национального плана действий по устойчивой энергетике Кыргызской Республики, в стране эксплу-

атируются 12 малых ГЭС, построенных в 1940–1960-е годы. Их установленная мощность составляет 42 МВт. Развитие малой гидроэнергетики планируется продолжить. Наиболее перспективные из предлагаемых к строительству малых ГЭС – это 31 станция общей мощностью 78,5 МВт со среднегодовой выработкой порядка 400 млн кВт·ч.



СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Одним из направлений развития ВИЭ в Кыргызской Республике является внедрение гелиоустановок различного назначения (солнечные водонагреватели, опреснители, сушилки и др.). Наиболее широкое распространение получили солнечные установки для нагрева воды. В основном они используются на социально-бытовых объектах, в промышленном секторе – на станциях техобслуживания, автобазах, а также в сельской местности и в частном секторе.

В стране успешно были внедрены так называемые солнечные приставки, комбинированные с традиционными котельными установками. Они позволяют полностью заменить работу котельной на 7–8 месяцев и обеспечить частичное замещение тепловой нагрузки в переходный и зимний периоды.

В Кыргызской Республике установлено более 60 тыс. м² тепловых панелей. Анализ результатов практического использования солнечной энергии показал, что ее применение может обеспечить до 90 % потребности в горячей воде в течение 8–9 месяцев в году, до 50 % сократить затраты других энергоресурсов на отопление в сельской местности. Также за счет гелиоустановок могут быть обеспечены электроэнергией практически все малозатратные автономные потребители в децентрализованных предгорных и горных районах республики.



ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА

Энергия ветра в республике практически не используется, если не считать единичных пилотных образцов ВЭУ. Энергетический потенциал ветра на значительной части равнинной и предгорной зон, где сосредоточены основные потребители, невысок.

Специалисты считают перспективным развитие малой ветроэнергетики, то есть строительство ветроустановок мощностью 1–10 кВт для электроснабжения прежде всего малозатратных автономных потребителей в отдаленных предгорных и горных районах.

По имеющимся оценкам, развитие ветроэнергетики позволит покрыть до 5–7 % потребности в электроэнергии сельских регионов.

ГЕОТЕРМАЛЬНЫЕ РЕСУРСЫ

Тепловые ресурсы известных на сегодняшний день геотермальных источников относятся к низкотемпературным – не более 60 °С. Энергия порядка 20 источников может быть использована для отопления и горячего водоснабжения, главным образом в рекреационных зонах Иссык-Кульской области.

Технические возможности геотермальной энергии составляют 170 ГДж в год (27 % разведанных источников), при этом экономически целесообразно освоение лишь 22 ГДж этих ресурсов.

ЭЛЕКТРОСЕТЕВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

Подавляющее большинство населения Кыргызской Республики имеет доступ к электроэнергии. В стране эксплуатируется более 10 тыс. км высоковольтных ВЛ 35–500 кВ, более 70 тыс. км распределительных сетей 10–0,4 кВ, 518 подстанций 35 кВ и выше. Передачу электроэнергии осуществляет ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана», распределение по сетям напряжением 35/10–6/0,4 кВ – распределительные электрокомпании.

Энергосистема республики работает в едином режиме с энергосистемами стран Центральной Азии и связана с ними магистральными ВЛ 220–500 кВ, по которым экспортирует электроэнергию в Казахстан, Узбекистан и Китай. Через казахстанские магистральные сети страна также имеет выход на энергосистему Российской Федерации.

За последние десятилетия в республике реализованы проекты по строительству ПС 500/220/10 кВ и ПС 220/110/10 кВ, осуществлена реконструкция двух системообразующих подстанций, построено более 550 км ЛЭП 220 кВ. Это позволило увеличить пропускную способность электросетей и повысить уровень энергетической независимости.

Существенным вкладом в развитие электросетевой инфраструктуры страны станет завершение реализации проекта CASA-1000, который является первым шагом к созданию регионального рынка электроэнергии и направлен на развитие ее экспорта. Проект предусматривает строительство ВЛ 500 кВ, связывающей энергосистемы Кыргызской Республики и Таджикистана с Афганистаном и Пакистаном.



ПРИОРИТЕТЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКИ

Сегодня перед Кыргызской Республикой стоят серьезные вызовы, напрямую связанные с энергетической безопасностью. Уровень технического износа энергооборудования достиг критического порога. На пределе возможностей работают генерирующие мощности. Вместе со спросом на электроэнергию растет и ее дефицит. Ослабевает потенциал республики как страны – экспортера электроэнергии. В отрасли сохраняется перекрестное субсидирование. В этих условиях главным приоритетом энергетической политики страны стало усиление собственного энергопотенциала.

Подходы к решению этой задачи закреплены в Национальной программе развития Кыргызской Республики до 2026 года. Документом, в частности, предусмотрено снижение степени зависимости страны от углеводородных

источников энергии за счет масштабного развития гидроэнергетики, в том числе малой, и перехода на альтернативную энергетику; строительство новых, модернизация и реконструкция существующих генерирующих мощностей; формирование новой тарифной политики; обновление нормативно-технической базы энергетического сектора и ряд других мер.

Особое внимание в документе уделено развитию экспорта электроэнергии путем создания новых рынков сбыта и участия в общем рынке энергоресурсов ЕАЭС. Техническое развитие и модернизация отрасли позволят стране вернуть позиции успешного экспортера экологически чистой электроэнергии как в страны ЕАЭС, так и в Южную Азию, что отвечает национальным интересам Кыргызской Республики.



При подготовке материала использовались данные Статистического ежегодника Евразийского экономического союза за 2021 год, сайта Министерства энергетики Кыргызской Республики, государственных и отраслевых программ.

Редакция благодарит за информационную поддержку Департамент энергетики ЕЭК, а также Министерство энергетики Кыргызской Республики



Д.В. КОВАЛЕВ,
заместитель генерального директора по оперативной
работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго»

ВНЕДРЕНИЕ САРЧМ – ОЧЕРЕДНОЙ ШАГ В ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Постоянный баланс генерации и потребления – определяющий фактор надежности электроснабжения, а также устойчивости работы энергетической системы и входящих в нее элементов. Поэтому одной из основных задач диспетчерского управления энергосистемой является обеспечение сбалансированного режима работы электростанций и промышленных потребителей с учетом обмена электроэнергией с синхронно работающими энергосистемами сопредельных стран.

Регулирование баланса электроэнергии и мощности

До настоящего времени регулирование баланса электроэнергии и мощности (суммарного внешнего перетока мощности) Белорусской энергосистемы осуществлялось путем загрузки/разгрузки электростанций оперативным персоналом по командам дежурного диспетчера ГПО «Белэнерго». Показателями качества регулирования баланса электрической энергии и мощности являются его быстродействие и минимизация отклонений фактического значения сальдо перетоков энергосистемы от планового значения. На эти показатели оказывают влияние следующие основные факторы:

- резкопеременный режим работы крупных потребителей электроэнергии;

- зависимость электропотребления от климатических факторов;
- отсутствие достаточного количества генерирующих мощностей с необходимой скоростью маневрирования (быстрое изменение нагрузки не позволяет своевременно и пропорционально корректировать генерацию собственных энергисточников);

- длительность прохождения команд на изменение генерации электрической мощности с целью регулирования сальдо перетоков.

Суточный график потребления электроэнергии характеризуется минимальными и максимальными значениями, определяющими его конфигурацию. Принципиальным является соотношение уровней потребления в ночные и пиковые часы суток – коэффициент неравномерности.

Значимое влияние на неравномерность графика могут оказывать крупные потребители, объем потребления которых меняется скачкообразно в течение коротких временных интервалов. К примеру, на рисунке 1 показано, как отражается на конфигурации графика потребление Белорусского металлургического завода (БМЗ), даже с учетом трехсменного режима его работы.

К регулированию баланса привлекается большинство электростанций энергосистемы. В первую очередь для этих целей используется маневренное оборудование конденсационных электростанций (КЭС), затем – энергоблоки крупных ТЭЦ (с учетом необходимости соблюдения параметров отпускаемой тепловой энергии). В крайних случаях задействуются ТЭЦ местного значения и электростанции промышленных потребителей. Для Белорусской АЭС принят базовый режим работы.

Управляющие воздействия на сальдо перетоков осуществляются диспетчером ГПО «Белэнерго», который отдает голосовые команды на загрузку либо разгрузку генери-

СПРАВОЧНО

Коэффициент неравномерности суточного графика нагрузки, определяемый как соотношение минимальных и максимальных нагрузок, составляет порядка 0,65–0,7 в зависимости от сезона года.

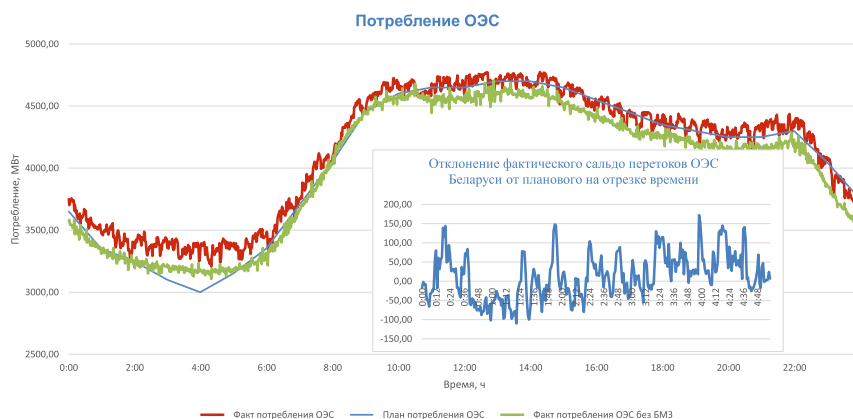


Рис. 1. Конфигурация изменения потребления электроэнергии в течение суток и результирующее отклонение сальдо перетоков



Рис. 2. Прохождение и реализация команды на изменение нагрузки генерирующего оборудования

рующего оборудования по иерархической системе управления (диспетчер объединения – начальник смены станции – начальник блочного щита управления – машинист блока). При естественном изменении электропотребления диспетчеру в течение суток приходится отдавать порядка 40–60 команд, а в условиях переменного графика импорта либо экспорта электроэнергии, отключений генерирующих единиц оборудования количество таких команд резко возрастает. При этом значимую роль играет то, сколько времени проходит от момента осознания диспетчером необходимости изменения нагрузки до отработки задания (рис. 2).

Анализ процесса отработки диспетчерских команд показывает его существенную инерционность. Время от момента принятия решения

до реакции генерирующего оборудования на полученное задание составляет 10–15 минут. При этом потенциальная недовыработка электроэнергии, в зависимости от количества задействованного в регулировании оборудования, может достигать 100–300 МВт·ч. В такой ситуации диспетчерский персонал будет стремиться компенсировать запаздывание, завышая задание по мощности. Это приводит к пе-

ререгулированию, которое, в свою очередь, провоцирует медленные колебания режима – эффект «раскачивания энергосистемы».

Ввод в работу энергоблоков Белорусской АЭС коренным образом меняет возможности энергосистемы в плане маневрирования – как в штатном, так и в резкопеременных режимах, обусловленных аварийными ситуациями на электростанциях или в системообразующей сети.

До начала промышленной эксплуатации генерирующего оборудования БелАЭС в энергосистеме работало порядка 12–15 энергоблоков, в том числе 8–10 конденсационных (в зависимости от периода года). Последние обладают в общем случае более высокими показателями маневренности по сравнению с теплофикационным оборудованием. С учетом ввода АЭС количество включенных энергоблоков сократится до 5–7 (конденсационных – до 0–3). Соответственно, снизится маневренность энергосистемы, что, в свою очередь, создаст риски увеличения амплитудных значений отклонений сальдо перетоков.

Необходимо еще раз подчеркнуть важную роль трансграничных связей с энергосистемами смежных государств. В настоящее время эти связи позволяют в определенной степени компенсировать недостатки регулирования баланса электроэнергии и мощности в Белорусской энергосистеме. Однако стратегические (и уже частично реализованные) планы Балтии и Украины по присоединению к европейской сети системных операторов передачи электроэнергии ENTSO-E диктуют необходимость скорейшего решения вопроса о перспективных режимах работы ОЭС Беларуси в условиях отсутствия электрических связей с энергосистемами этих стран.

СПРАВОЧНО

Потенциальная маневренность включенного оборудования энергосистемы – сумма доступного резерва на каждой единице оборудования с учетом его скоростных характеристик. После запуска БелАЭС этот показатель будет снижен в 4 раза в отопительный период и в 2 раза – в межотопительный. Ситуация кардинально улучшится с вводом в работу пиково-резервных источников.

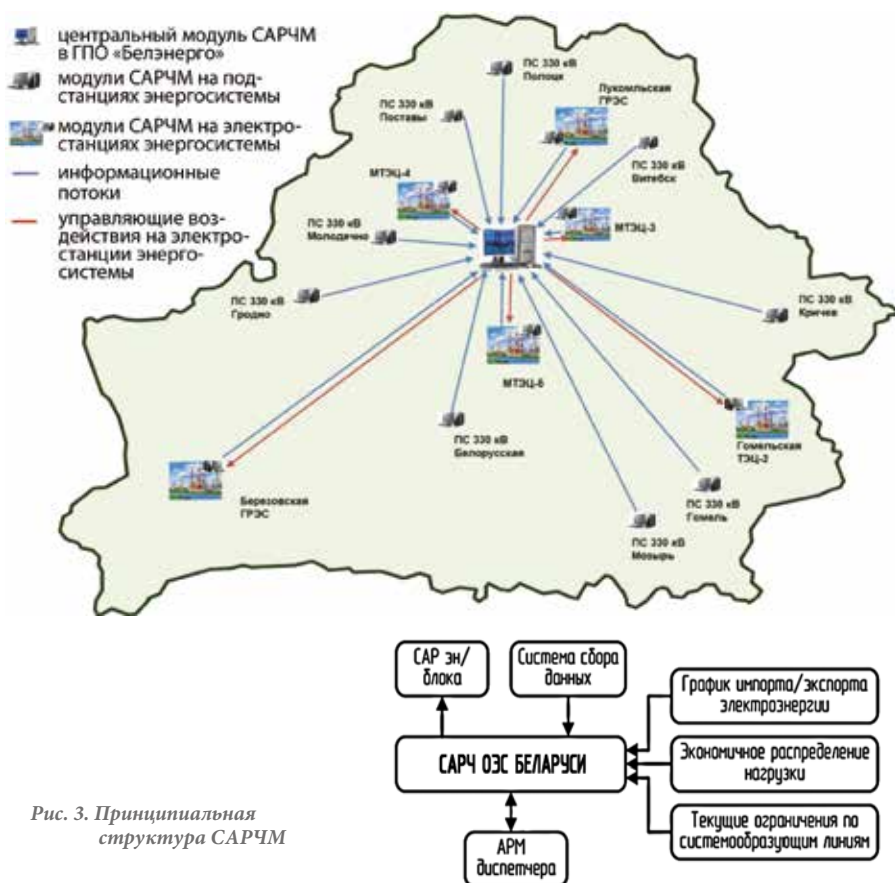


Рис. 3. Принципиальная структура САРЧМ

Автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности

С учетом складывающейся ситуации Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, Отраслевой программой развития электроэнергетики на 2016–2020 годы, а также приказом ГПО «Белэнерго» от 30.04.2013 № 110 «Об утверждении Плана внедрения системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в Белорусской энергосистеме» была предусмотрена реализация инвестиционного проекта «Строительство системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в Белорусской энергосистеме».

Структура системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (САРЧМ), приведена на рисунке 3. Система позволяет:

- регулировать частоту в энергосистеме при работе в изолированном режиме и сальдо межгосударственных перетоков мощности – при параллельной работе с сопредельными энергосистемами;
- ограничивать мощность контролируемых сечений (внешних и внутренних) при ее приближении к предельному значению, установленному при расчетах режимов энергосистемы.

Внедрение САРЧМ в Белорусской энергосистеме предусматривает реализацию следующих мероприятий:

- создание верхнего уровня САРЧМ в национальном диспетчерском центре. Данный уровень включает технические средства и алгоритмы работы программного обеспечения (ПО) центральной координирующей САРЧМ;
- модернизация существующей системы сбора данных с системообразующих подстанций, линий электропередачи и линий, по которым учитывается сальдо перетоков со смежными энергосистемами;
- создание системы выдачи управляющих воздействий на энер-

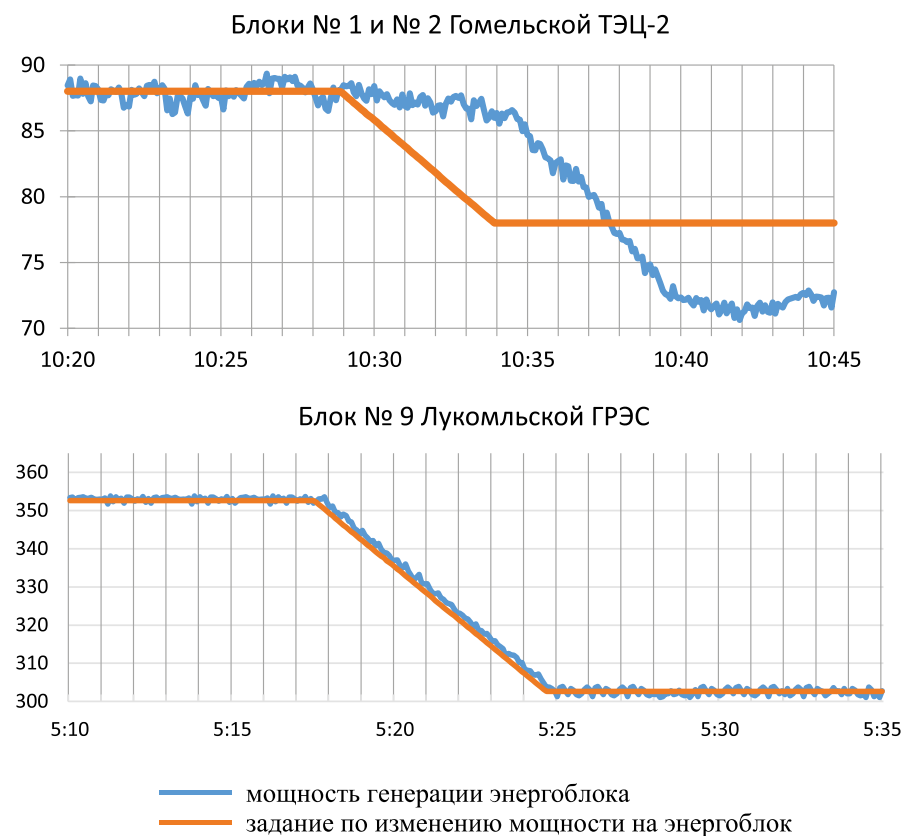


Рис. 4. Характер реагирования разных энергоблоков на доведенное задание по изменению мощности

гоблоки электростанций, участвующих во вторичном регулировании;

- подготовка систем регулирования основного теплотехнического оборудования к приему и обработке управляющих воздействий от САРЧМ верхнего уровня.

Для решения этих задач в ГПО «Белэнерго» сформирована необходимая нормативная база. В частности, разработаны следующие отраслевые стандарты:

- СТП 09110.01.215-15 «Система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности в Белорусской энергосистеме. Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты»;

- СТП 09110.01.213-16 «Система автоматического регулирования частоты и мощности перетоков в Белорусской энергосистеме и требования к системе управления и оборудованию электростанций, участвующих в регулировании частоты и перетоков мощности»;

- СТП 09110.01.214-15 «Методика проведения испытаний и определения соответствия энергоблоков ТЭС нормам участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, а также требования по мониторингу качества автоматического регулирования частоты и перетоков мощности».

Разработчиком архитектурного проекта САРЧМ выступило РУП «БелТЭИ», за строительный проект верхнего уровня САРЧМ отвечало ОАО «АГАТ – системы управления».

Согласно проектным решениям центральная САРЧМ должна быть установлена в РУП «ОДУ» (в настоящее время – аппарат управления ГПО «Белэнерго»). Создание верхнего уровня системы включало установку нового серверного оборудования, разработку специализированного ПО, организацию защищенных каналов связи с электростанциями для выдачи заданий, информационное взаимодействие с существующей автоматизированной системой диспетчерского управления (АСДУ) – оперативно-информационным комплексом СК-2007.

Разработка специализированного ПО для верхнего уровня САРЧМ предусматривала модификацию базового ПО, которое уже использовалось в действующих системах управления, с реализацией алгоритмов, специфических для работы Белорусской энергосистемы. В качестве базового было выбрано ПО централизованной САРЧМ Единой энергосистемы России (обладатель исключительных прав – АО «СО ЕЭС»). По лицензионному договору право модифицировать его исходя из требований конечного пользователя предоставлено АО «НТЦ ЕЭС» (официальный представитель в Республике Беларусь – ООО «ИнноТех Солюшнс»).

Для проверки реализованных алгоритмов и предварительных настроек ПО САРЧМ использовался режимный тренажер диспетчера «Финист», являющийся частью АСДУ ГПО «Белэнерго». Выбор данного ПО, в основу которого положена динамическая модель Белорусской энергосистемы, обеспечил:

- автономность проверки (без воздействия энергоблоков);
- высокую степень достоверности результатов;
- воспроизведение последовательности установившихся режимов между коммутациями или иными возмущениями, а также переходных процессов.

В рамках создания САРЧМ был утвержден перечень генерирующего оборудования, которое будет участвовать в работе системы, а также разработаны технические требования для подключения энергоблоков к САРЧМ Белорусской энергосистемы. В соответствии с вышеуказанным перечнем подготовка оборудования электростанций была разделена на четыре этапа.

В рамках первого этапа планируется привести в соответствие с предъявляемыми требованиями ПГУ класса 400 МВт на Лукомльской, Березовской ГРЭС и ТЭЦ-5, блок № 5 Березовской ГРЭС, блоки № 3 и № 4 ЛГРЭС и пиково-резервные источники (по мере их готовности). На втором этапе предполагается завершить подготовку Минской ТЭЦ-4, Гомельской ТЭЦ-2 (по три блока на каждой) и ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3. Третий этап предусматривает

выполнение работ на блоках № 1 и № 2 ЛГРЭС. Сроки реализации четвертого этапа (блоки №№ 5–8 ЛГРЭС и блок № 1 ТЭЦ-5) зависят от дополнительных факторов.

На сегодняшний день завершены основные работы, имеющие системное значение, в том числе:

- реализована функция сбора данных о перетоках по всем межгосударственным ЛЭП в режиме реального времени с периодичностью 1–2 с;

- проведены комплексные испытания на соответствие требованиям по участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности блоков №№ 3, 4, 9 ЛГРЭС (все три блока подключены к регулированию), а также испытания на блоках № 1 и № 2 Гомельской ТЭЦ-2;

- организованы выделенные защищенные каналы связи на базе программно-аппаратного комплекса BelVPN;

- завершено создание верхнего уровня САРЧМ.

Стоит обратить внимание на принципиальную разницу результатов, полученных в ходе испытаний на возможность участия в САРЧМ энергоблоков Лукомльской ГРЭС и Гомельской ТЭЦ-2. Если на современном блоке ПГУ ЛГРЭС реакция системы регулирования четко соответствует заданному изменению мощности, то на блоках Гомельской ТЭЦ-2 наблюдается существенное запаздывание – порядка 5–7 мин. Кроме того, система регулирования продолжает изменять мощность энергоблоков и после достижения заданного параметра (величина перерегулирования составляет порядка 50 %).

Дополнительным ограничением является необходимость регулирования оперативным персоналом режима теплофикации и изменения состава работающих питательных электронасосов. Так, при одном работающем ПЭН участие энергоблока в САРЧМ возможно в диапазоне нагрузок 75–95 МВт, после включения второго – в диапазоне 135–165 МВт. В переходном режиме (95–135 МВт) участие энергоблока в САРЧМ нежелательно. Сравнительные траектории изменения мощности приведены на рисунке 4.

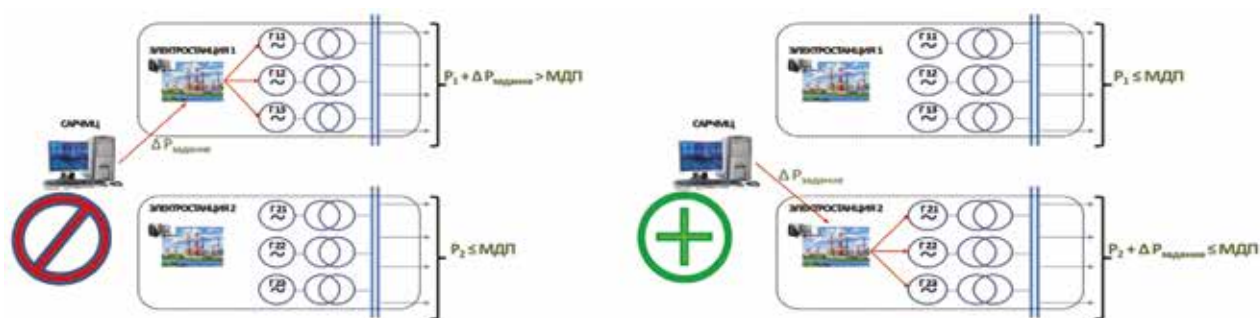


Рис. 5. Контроль перегрузки внутренних или внешних контролируемых сечений (САРЧМЦ – центральная координирующая САРЧМ, МДП – максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении)

Алгоритм работы САРЧМ

Как было отмечено выше, одним из ключевых элементов всей системы является ПО, реализующее алгоритм воздействия на генерирующее оборудование. Он имеет две самостоятельные алгоритмические ветви, предназначенные для использования в принципиально различающихся условиях – в режиме синхронной работы и в изолированном режиме.

При синхронной работе задача по управлению балансом ОЭС Беларуси заключается в постоянном поддержании согласованной плановой величины сальдо перетоков с коррекцией по частоте. То есть при частоте тока, превышающей 50 Гц, все синхронно работающие энергосистемы должны снижать уровень генерации, а при отклонении частоты ниже 50 Гц – увеличивать загрузку. В том случае, когда частота равна 50 Гц, коррекция планового значения сальдо перетока

не требуется. Общее вторичное регулирование частоты обеспечивается электростанциями ЕЭС России. При изолированной работе задача преобразуется в самостоятельное вторичное регулирование частоты ОЭС Беларуси.

Что касается регулирования перетоков мощности, в синхронном режиме актуальными задачами являются контроль и принятие решения об оказании соответствующего управляющего воздействия на перетоки по внешним (межгосударственным) и внутренним контролируемым сечениям (межсистемные связи областных энергосистем, линии выдачи мощности крупных электростанций и другие случаи, определяемые системным оператором). В режиме изолированной работы актуально недопущение перегрузки только на внутренних контролируемых сечениях (рис. 5).

На сегодняшний день основной режим работы САРЧМ – автомати-

ческое регулирование отклонений сальдо перетоков на основе расчета ожидаемого (прогнозного) отклонения на конец часа от планового значения. При расчете учитывается как накопленное с начала часа отклонение (интегральная составляющая), так и мгновенное значение мощности (пропорциональная составляющая). Если рассчитанное значение находится в пределах допустимого отклонения (зоны нечувствительности), то ничего не происходит. Если же показатель выходит за пределы этой зоны, то система формирует задание по снижению нагрузки, которое должно быть отработано на электростанциях в течение определенного времени.

Задаются также нижняя и верхняя границы так называемой зоны возврата. Это означает, что ПО будет стремиться «вернуть» прогнозное значение не в границы зоны нечувствительности, а в более строгие пределы, чтобы избежать лишних

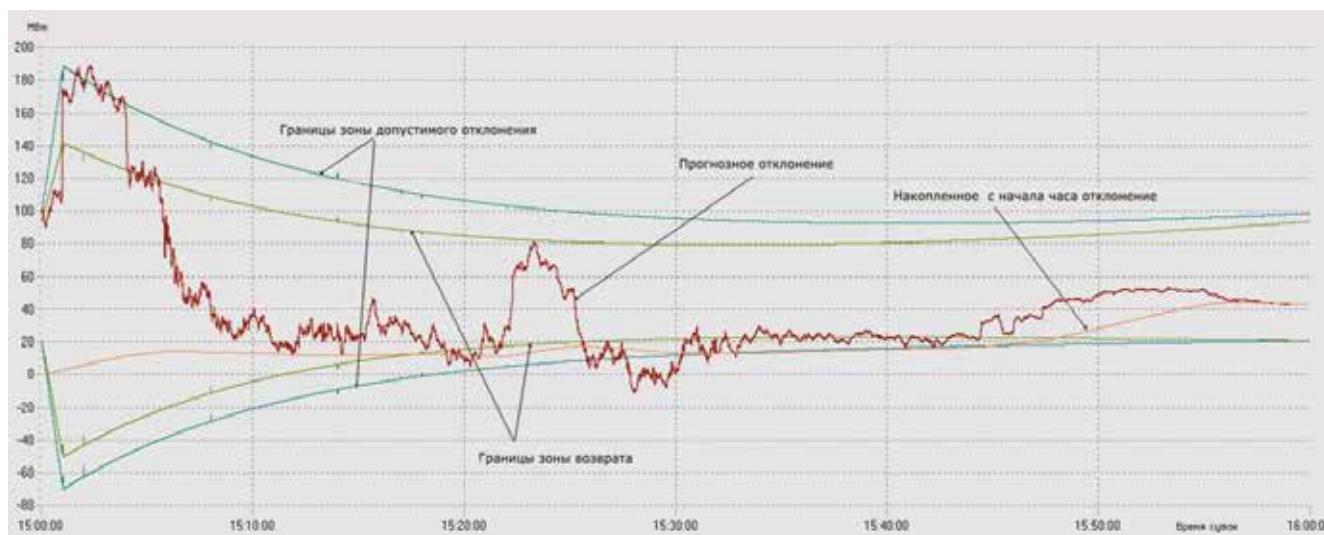


Рис. 6. Алгоритм работы САРЧМ

Энергоблок	Группа	КДУ в гр.	КДУ пл.
ГРЭС-20 №3	2р	1	1р
ГРЭС-20 №4	2р	1	1р
ГРЭС-20 №9	1р	1	1р
ТЭЦ-26 №1	3р	1	1р
ТЭЦ-26 №2	3р	1	1р

Рис. 7. Объединение оборудования в группы и определение его долевого участия в регулировании

воздействий на объекты генерации. Когда сальдо перетоков достигает прогнозного значения зоны возврата, задание на изменение генерации становится равным нулю.

Стоит отметить, что документами, регулирующими вопросы параллельной работы энергосистем, предусмотрено допустимое отклонение сальдо перетоков в коридоре ± 100 МВт·ч. В ходе экспериментов с использованием САРЧМ было принято решение изменить конфигурацию зоны нечувствительности с линейной на более сложную. Это решение допускает более значительные мгновенные отклонения в начале конкретного часа в условиях вероятностного характера отклонений сальдо перетоков в остающееся до конца часа время с последующим сужением зоны нечувствительности. Таким образом удалось снизить количество воздействий на генерирующее оборудование в 2–2,5 раза без ухудшения конечного результата регулирования (рис. 6).

Задание для энергоблоков, участвующих в САРЧМ, вырабатывается с учетом имеющихся ограничений по диапазонам регулирования и маневренности. Это задание распределяется между энергоблоками

меньше значение, тем раньше блоки будут загружаться и тем позже разгружаться), в столбце «КДУ в гр.» – коэффициент долевого участия блоков внутри соответствующей группы. Энергоблок № 9 ЛГРЭС (ГРЭС-20) отнесен к первой группе, энергоблоки № 3 и № 4 ЛГРЭС – ко второй, два энергоблока Гомельской ТЭЦ-2 (ТЭЦ-26) – к третьей. «КДУ пл.» – плановая настройка долевого участия, которая может изменяться пользователем САРЧМ.

Распределенное задание малыми долями передается на терминалы САРЧМ энергоблоков и далее в систему управления. При необходимости увеличить генерацию энергосистемы задание на загрузку в первую очередь будет отправлено на оборудование первой группы, имеющей наивысший приоритет («1»), в обратном случае – на энергоблоки, входящие в группу с наименьшим приоритетом («3»). Таким образом, возможность группирования отдельных агрегатов позволяет учесть экономичность оборудования в процессе регулирования.

Коэффициент долевого участия влияет на распределение задания среди блоков, входящих в одну группу. Предположим, что в группе

в соответствии с настройками их приоритета и коэффициентом долевого участия (КДУ). Рассмотрим в качестве примера данные, приведенные на рисунке 7. В столбце «Группа» задан приоритет (чем

три блока с КДУ, равными 2, 3 и 5. Соответственно, задание между ними распределится в соотношении 2:3:5 (20 %, 30 % и 50 %). Если для блока установить КДУ, равный 0, то на данный агрегат задание от регулятора не поступит. В рассматриваемом примере задан одинаковый КДУ энергоблоков в каждой группе, равный единице. Коэффициент позволяет дифференцировать частоту использования отдельных блоков в процессе регулирования и может быть изменен в зависимости от технического состояния оборудования.

Для повышения суммарной маневренности энергосистемы, особенно учитывая востребованность в разные периоды года различных групп оборудования, требуется продолжение работ по подключению к САРЧМ блочного оборудования как КЭС, так и ТЭЦ. Особое значение будет иметь автоматизация управления газотурбинными установками, создаваемыми в рамках проектов по строительству пиково-резервных источников. Что касается корректного участия самого оборудования электростанций в поддержании баланса энергосистемы, то основную роль здесь будут играть системы турбинного и котельного оборудования.

Сегодня можно констатировать, что самые важные шаги на пути цифровой трансформации в системах диспетчерского управления уже сделаны. Успешная реализация всех мероприятий по регулированию баланса электроэнергии и мощности позволит диспетчерскому управлению, как важнейшему бизнес-процессу в энергетической отрасли, и впредь оставаться локомотивом цифровизации.

Актуальное издание



ТКП 427-2022 (33240)

«Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации»

Утвержден постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь 9 марта 2022 года № 10

Настоящий технический кодекс установившейся практики определяет требования безопасности работающих при эксплуатации электроустановок. Требования ТКП применяют также при организации и выполнении в электроустановках строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытаний, измерений и диагностики.

Дата введения в действие – 1 июля 2022 года.

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

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



АВТОМАТИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ НА ОСНОВЕ МОДЕРНИЗАЦИИ: НОВЫЕ ПОДХОДЫ

Степень физического износа оборудования распределительных электрических сетей в Белорусской энергосистеме составляет порядка 65–85 %. Это приводит к увеличению количества и длительности как плановых, так и аварийных отключений, снижению надежности электроснабжения потребителей, особенно в сельской местности. Вместе с тем в условиях роста потребления электроэнергии для отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления надежное функционирование распределительных сетей является важнейшим условием социальной стабильности.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей и эффективности функционирования распределительных сетей (РС) традиционно используются два подхода:

- модернизация (реконструкция) путем последовательных замен элементов электрической сети, отработавших свой ресурс или потенциально ненадежных;
- автоматизация с применением дистанционно управляемых коммутационных аппаратов, указателей поврежденного направления (устройств для определения и выделения поврежденных участков ЛЭП), автоматического резервирования.

Для выполнения данных мероприятий отраслевыми программами развития электроэнергетики Республики Беларусь предусматривается соответствующее финансирование по отдельным разделам. При этом источники генерации, а также системообразующие электрические сети финансируются в приоритетном порядке. В этих условиях важнейшей задачей становится рациональное использование средств, выделенных на модернизацию и автоматизацию РС.

Одно время в научных кругах и среди энергетиков возникали дискуссии о том, на что следует делать

основной упор – на модернизацию РС или их автоматизацию [1]. При этом на примере простейших, весьма условных схем распределительной сети приводились доказательства, что для повышения надежности электроснабжения потребителей более экономичным техническим решением является автоматизация.

Иллюстрацией применения такого подхода является автоматизация Бобруйского сельского РЭС [2]. С целью выявления поврежденных участков РС номинальным напряжением 10 кВ общей протяженностью 833,4 км применяли реклоузеры наружной установки производства ЗАО «Таврида Электрик» (Россия) в количестве 229 шт. По итогам реализации данного проекта были получены как положительные, так и отрицательные результаты.

К положительным прежде всего следует отнести практически доказанную возможность довольно быстро локализовать поврежденный участок ЛЭП и запитать потребителей на неповрежденной части сети от резервных источников, тем самым уменьшив недоотпуск электроэнергии. Кроме того, автоматизация учета количества и длительности аварийных отключений позволяет эксплуатирующим организациям получать их ре-

альную статистику в распределительных сетях и на этом строить дальнейшие планы по модернизации.

Вместе с тем опыт эксплуатации реклоузеров в Бобруйском сельском РЭС показал, что переход от ручной записи информации об отключениях к компьютерной регистрации (автоматизации) приводит к резкому снижению показателей надежности. Это не противоречит мировому опыту [3].

К негативным последствиям также можно отнести тот факт, что автоматизация РС стала ассоциироваться с применением реклоузеров. По аналогии был реализован ряд проектов (Пинский и Верхнедвинский РЭС).

Следует отметить, что реклоузер является самым дорогим коммутационным аппаратом, а установка этих устройств в большом количестве снижает надежность функционирования самой распределительной сети. Учитывая данный факт, а также слабую загруженность распределительных электрических сетей, обосновать технико-экономическую эффективность систем автоматизации в соответствии с требованиями Инструкции по определению эффективности использования средств, направляемых на выполнение энергосберегающих мероприятий, пока проблематично, а на практике – и невозможно.

Таблица 1. Основные параметры КСО с дистанционно управляемым выключателем нагрузки напряжением 10 кВ

Тип камеры или ВН	КСО-1-БЭМН с ВН	КСО-МЭТЗ-310	КСО с NAL/F	КСО с ВНВР
Номинальный ток, А	400/630	630	400/630/ 1250	630
Ток термической стойкости, кА	25	23	31,5	25
Ориентировочная стоимость, тыс. руб.	10,0	8,0	7,0	6,0

Таблица 2. Параметры дистанционно управляемых коммутационных аппаратов для ретрофита ячеек КСО в ТП

Устройство	Тип	Номинальные токи, А	Привод	Ориентировочная цена, тыс. руб.
Выключатель нагрузки	NALF	400/630/1250	Электрический с пружинами	4,5
Элегазовый выключатель	LBSKit	630/1250	Пружинно-моторный	3,8
Вакуумный выключатель нагрузки	BHBP	630	Пружинно-моторный	3,0
	FZN25BEL-12D		Моторно-пружинный	3,5
Вакуумный выключатель	SNZ8BEL-12M	200/400/630	Электромагнитный	4,0
	BB/TEL-10	1000		5,0

Таблица 3. Параметры указателей поврежденного направления для установки в ТП

Тип, марка	Страна-производитель	Срабатывание по току		Ориентировочная цена, руб.
		$I_{кз}, А$	$I_{р}, А$	
УПН-КЛ	Беларусь	150–1000	0,3–30	700,0
ИКЗ-1-03	Беларусь	60–2000	1–30	450,0
ИТКЗ-01	Беларусь	100–2000	0,25–5	550,0
EKL 1.2	Германия	350–700	40–250	550,0
Flair23D	Франция	200–800	5–30	450,0
CableTroll 2440	Норвегия	250–1000	20–80	800,0

Для рационального расходования средств, выделяемых на распределительные сети, вполне возможно сочетание автоматизации и модернизации. На такую возможность указано в п. 11.3.6 ТКП 609-2017: «Пункты секционирования и/или резервирования рекомендуется совмещать с РП 10(6) кВ, ТП 10(6) кВ. При технико-экономическом обосновании допускается применять реклоузеры» [4].

Иными словами, автоматическое секционирование в распределительных сетях прежде всего необходимо выполнять в ТП и РП, а реклоузеры применять только при соответствующем обосновании.

Модернизация ТП и РП с целью автоматизации заключается в замене выключателей нагрузки (ВН) с ручным управлением на современные коммутационные аппараты, управляемые дистанционно. В настоящее время наметились три возможных варианта такой модернизации:

1) замена камеры КСО с выключателем нагрузки с ручным управлением на камеру КСО с выключателем нагрузки с дистанционным управлением (таблица 1);

2) замена выключателя нагрузки с ручным управлением на автоматическое путем использования универсального комплекта адаптации (ретрофит; таблица 2);

3) демонтаж старого выключателя нагрузки и установка в камере КСО вакуумного выключателя и разъединителя.

При модернизации ТП с целью определения поврежденных участков ЛЭП обязательна установка указателей поврежденного направления (таблица 3).

К стоимостным показателям, приведенным в таблицах, следует относиться критически, так как они получены по запросам от фирм-производителей (их представителей) два-три года назад при выполнении проекта автоматизации Солигорского сельского

РЭС. В данном случае цифры свидетельствуют лишь о том, что вариант модернизации ТП путем замены ячейки КСО является самым затратным, а ретрофит с выключателем нагрузки – наиболее дешевым.

В проектах автоматизации электрической сети (ЛЭП) может предусматриваться модернизация как всех ТП, так и части из них. Во втором случае будет иметь место рациональный путь автоматизации [5], который предпочтителен в сельских электрических сетях, так как позволяет уменьшить стоимость проекта. Модернизация всех ТП линии, по всей видимости, будет проводиться в городских электрических сетях.

Выводы

Для уменьшения затрат на автоматизацию распределительных электрических сетей целесообразно выполнять модернизацию ТП 10 кВ путем замены или ретрофита ячеек КСО с дистанционно управляемыми коммутационными аппаратами. В качестве последних можно использовать выключатели нагрузки или вакуумные выключатели, дополненные разъединителями. При этом возможна замена линейных выключателей как на всех ТП линии, так и на части из них (с возможностью дистанционно выделить поврежденный участок длиной 3–5 км) для уменьшения затрат.

Список литературы

1. Распределительные сети 6(10) кВ – модернизация или автоматизация? / В.В. Вороничий [и др.] // Автоматизация ИТ в энергетике. – 2012. – № 1. – С. 4–9.
2. Страх, И.А. Автоматизация РЭС: практический шаг на пути к «интеллектуальным сетям» / И.А. Страх // Энергия и менеджмент. – 2016. – № 6 (93). – С. 19–22.
3. Вороничий, В. Будущее сетей в американском контексте / В. Вороничий // Новости электротехники. – 2012. – № 3 (75). – С. 17–21.
4. Автоматизация распределительных электрических сетей напряжением 0,4–10 кВ: ТКП 609-2017 (33240) / М-во энергетики Респ. Беларусь. – Введ. 01.09.2017. – Минск, 2017. – 182 с.
5. Калентионюк, Е.В. Автоматизация распределительных электрических сетей: выбор рационального пути реализации / Е.В. Калентионюк, С.И. Богуславский, С.М. Романович. – Минск: Выш. школа, 2020. – 72 с.

К.В. ДОБРЕГО,
д.ф.-м.н., профессор, заведующий лабораторией
инновационной энергетики
Научно-исследовательского политехнического
института БНТУ



ОБ ОБОСНОВАНИИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

В настоящее время активно обсуждается вопрос промышленного применения электрохимических систем накопления энергии. Это связано с развитием электротранспорта, ростом зеленой энергетики, а также необходимостью регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы в условиях эксплуатации БелАЭС. Сегодня среди специалистов отрасли нет единой и обоснованной позиции по вопросу о технической и экономической целесообразности использования таких систем для компенсации ночного провала нагрузки. Одна из причин – отсутствие методик соответствующих технико-экономических расчетов и необходимых аналитических материалов. Рассмотрению этого вопроса посвящена данная статья.

Вопрос о применении электрохимических систем накопления энергии (ЭХНЭ) приобрел особую актуальность в последние десятилетия. Рост рынка аккумуляторных батарей в этот период составлял 20–30 % [1]. Согласно прогнозу BloombergNEF (BNEF), мощность и емкость систем накопления электроэнергии, не считая ГАЭС, к концу 2030 года вырастут в мире до 358 ГВт и 1028 ГВт·ч соответственно.

Общая картина освоения этих технологий в мире выглядит следующим образом. В США построены и введены в эксплуатацию более 10 ГВт ЭХНЭ (в расчет берутся накопители мощностью, превышающей 1 МВт). Китай движется по этому пути с некоторым опозданием – в стране построены накопители общей мощностью в несколько гигаватт. Россия, как технологический лидер постсо-

ветского пространства, обратилась к этому вопросу существенно позже стран Запада. В августе 2017 года Министерство энергетики России представило Концепцию развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации, где сформулированы основные цели и задачи в этой области. К настоящему времени в стране реализованы десятки небольших пилотных проектов с мощностью накопителя, не превышающей 1 МВт.

В Беларуси пилотные проекты по использованию ЭХНЭ в энергосистеме находятся на стадии обсуждения и обоснования. Отставание нашей страны связано не с недоступностью самих технологий или элементов ЭХНЭ, а скорее со сложностью технико-экономического обоснования их применения в условиях государственной монополии на производство, передачу и распределение электри-

ческой энергии. С другой стороны, опыт стран – лидеров в этой сфере может стать фактором быстрого и эффективного освоения ЭХНЭ в нашей стране.

Основные варианты применения ЭХНЭ

Первый, наиболее простой вариант – использование накопительных блоков конечным потребителем электроэнергии (ЭЭ), физическим лицом или организацией при условии доступа к сетевой ЭЭ. Целесообразность такого подхода полностью определяется экономическим эффектом от буферизации ЭЭ, который связан с тарифной политикой ее поставщика, стоимостью оборудования, режимом электропотребления и другими факторами.

Второй вариант – использование накопителей локальным/изолированным производителем ЭЭ для более выгодной ее продажи или выполнения обязательств по графику поставки.

Третий вариант – балансировка энергосистемы в связи с новыми условиями ее работы. Под балансировкой понимается прежде всего выравнивание графика нагрузки для достижения наиболее экономичного режима работы энергосистемы в целом. В Беларуси эта задача наиболее актуальна в связи с запуском Белорусской АЭС. В данном случае должны сравниваться альтернативные варианты балансировки системы по объему необходимых капитальных затрат (инвестиций) и, что более важно, по общим (all-round) затратам, отнесенным к сроку работы оборудования. Поскольку энергосистема связана со всеми сферами жизнедеятельности общества, должны учитываться также системные эффекты на общегосударственном уровне – экологический, социальный, влияние на развитие промышленности, транспорта и т.п. Сложность сравнения связана также с тем, что различные альтернативные варианты балансировки не эквивалентны по конечному влиянию на работу энергосистемы.

Четвертый вариант – текущая оптимизация энергосистемы и обоснование использования для этой цели ЭХНЭ. Оптимизация может быть связана с мероприятиями по режиму работы, ремонту, замене, модернизации компонентов энергосистемы. При этом сравнивается работа существующей конфигурации системы и модифицированной с использованием ЭХНЭ. Как и в предыдущем случае, должны учитываться и капитальные затраты, и среднегодовые затраты в течение жизненного цикла оборудования. Еще более важным становится учет системных эффектов.

Использование ЭХНЭ конечным потребителем

Данная ситуация наиболее проста для оценки и обоснования применения ЭХНЭ. Эффективность

инвестиций оценивается сроком окупаемости. Механизм окупаемости – ценовое (тарифное) маневрирование: накопление ЭЭ во время действия низкого тарифа и ее использование во время действия высокого. В некоторых случаях в денежном выражении может быть оценено гарантированное качество и бесперебойность электроснабжения. Экономический эффект ценового маневрирования легко вычисляется, если известна стоимость буферизации ЭЭ, то есть дополнительная стоимость, которую приобретает ЭЭ после накопления ее в ЭХНЭ и последующей выдачи потребителю. Для оценки стоимости буферизации может быть использована простейшая формула

$$C_{\text{буф}} = C_{\text{инвст}} / Q_{\text{ife}},$$

где $C_{\text{инвст}}$ – полная сумма инвестиций, капитальных и иных затрат за время работы ЭХНЭ, руб.; Q_{ife} – полная энергия, отданная ЭХНЭ за время эксплуатации, кВт·ч.

Для более доскональной оценки (имеющей тот же смысл) следует брать нормированную стоимость хранения ЭЭ (LCOS) или нормированную стоимость ЭЭ (LCOE) [2].

Если стоимость буферизации меньше, чем разность дорогого пикового и дешевого ночного тарифов, то применение накопителя экономически целесообразно.

Оценка стоимости гарантированного бесперебойного электроснабжения может быть сделана исходя из вероятности перебоев с электроснабжением у конкретного потребителя и оценки возможных, связанных с этим потерь (затрат).

Использование накопителей локальным (изолированным) производителем электроэнергетики

Основным инструментом для оценки экономической эффективности системы накопления (хранения) энергии (СНЭ) является стоимость буферизации произведенной ЭЭ. При этом учитывается, что через накопительную систему должна пропускаться лишь часть произведенной ЭЭ, зави-

сящая от графиков выдачи мощности и фактической генерации, времени года, других факторов. Так, если себестоимость генерации – $CC_{\text{ген}}$, а средняя буферизируемая доля ЭЭ ветроэлектростанции $D_{\text{буф}}$ – треть от выработки (для солнечной электростанции эта доля может быть меньше), то себестоимость отпущаемой ЭЭ составит

$$CC_{\text{отп}} = CC_{\text{ген}} + D_{\text{буф}} \cdot C_{\text{буф}}.$$

Себестоимость ЭЭ, учитывающая буферизацию, является базовой величиной для расчета всех остальных экономических показателей работы электростанции.

Балансировка энергосистемы в связи с новыми условиями работы

Вопрос выравнивания графика нагрузки является актуальным для любой крупной энергосистемы и давно обсуждается специалистами [3, 4, 6–8]. Базовыми мероприятиями по балансировке Белорусской энергосистемы в рамках Комплексного плана развития электроэнергетической сферы на период до 2025 года с учетом ввода Белорусской АЭС считаются установка электродвигателей (ЭК) для нагрузки системы во время ночных провалов потребления и создание дополнительных пиково-резервных источников на базе газопоршневых агрегатов (ГПА). Однако в связи со снижением стоимости ЭХНЭ реальной альтернативой этой стратегии стала их установка на генерирующих станциях и узлах распределителей.

Дискуссия по данному вопросу происходила в статьях Ф.И. Молочко, А.Ф. Молочко [3] и Е.О. Воронова, Д.В. Ковалева, А.В. Сивака и др. [4]. В первой статье на основе общих оценок показана целесообразность применения ЭХНЭ по сравнению с базовым подходом, во второй высказана противоположная точка зрения. Авторы в общем плане оценивают инвестиционную стоимость двух вариантов модернизации энергосистемы, не конкретизируя места установки ЭХНЭ и многие другие детали. Кратко представим фактуру статей (см. таблицы 1, 2).

Таблица 1. Сводка оценок из статьи [3]

Показатель	ГПА + ЭК		ЭХНЭ	
Исходные данные	Пики: ГПА – 60 МВт Провалы: ЭК – 180 МВт·ч Мощность котла – 25,7 МВт Расход топлива на выработку ЭЭ на базе $G_{ГПА} = 246 \text{ г у.т./кВт·ч}$		Пики: ЭХНЭ (Siemens, модуль 30 МВт) – 60 МВт Провалы: 180 МВт·ч ЭХНЭ на генерирующей ТЭЦ Расход топлива на выработку ЭЭ в провал – $b_{пр} = 290 \text{ г у.т./кВт·ч}$	
Капвложения	Резервно-пиковые ГПА – 600 €/кВт ЭК – 300 €/кВт Суммарные инвестиции – € 43,710 млн		ЭХНЭ – 618,75 €/кВт Суммарные инвестиции – € 37,126 млн	
Дополнительный расход топлива	Пик – 44,3 т у.т.	Провал – 52,2 т у.т. (в теплоту)	Пик – 5,2 т у.т. (КПД 0,9)	Провал – $290 \cdot 180 = 52,2 \text{ т у.т.}$ + тепло 24,3 т у.т.
Итог (согласно [3])	Вариант с ЭХНЭ обеспечивает экономию финансов – € 6,584 млн, экономию топлива – 20 т у.т./сут (44,3 т у.т./сут, если теплота не используется)			

Таблица 2. Сводка оценок из статьи [4]

ГПА + ЭК		ЭХНЭ	
Аварийное резервирование*	Балансировка графика нагрузки	Аварийное резервирование	Балансировка графика нагрузки
ГПА – 800 МВт Стоимость – 600 \$/кВт [3] Инвестиции: $600 \cdot 800 \cdot 10^3 = \$ 480 \text{ млн}$	ЭК – 985 МВт Стоимость – 203** \$/кВт [4] Инвестиции: $203 \cdot 985 \cdot 10^3 = \$ 200 \text{ млн}$	ЭХНЭ – 800 МВт Емкость – 9,6 ГВт·ч Стоимость – 1000 \$/кВт·ч [4] $200 \cdot 1000 \cdot 10^3 = \$ 200 \text{ млрд}$ Инвестиции: $1000 \cdot 9,6 \cdot 10^6 = \$ 9,6 \text{ млрд}$ $200 \cdot 9,6 \cdot 10^6 = \$ 1,92 \text{ млрд}$	ЭХНЭ – 985 МВт Емкость – 5,9 ГВт·ч Стоимость – 1000 \$/кВт·ч [4] $200 \cdot 1000 \cdot 10^3 = \$ 200 \text{ млрд}$ Инвестиции: $1000 \cdot 5,9 \cdot 10^6 = \$ 5,9 \text{ млрд}$ $200 \cdot 5,9 \cdot 10^6 = \$ 1,18 \text{ млрд}$
Суммарные инвестиции – \$ 680 млн		Суммарные инвестиции – от \$ 3,1 до \$ 15,5 млрд	

* В [4] не оценивается.

** В соответствии с расчетными инвестициями и мощностью.

В работе [4] поставлен вопрос о целесообразности использования ЭХНЭ для резервирования БелАЭС и суточного регулирования нагрузки. Авторы исходят из необходимости резервирования нормированной мощности и гарантированного предоставления этой мощности в течение 12–16 часов – времени запуска холодного резерва мощностей электростанций. Исходя из мощности блока БелАЭС и других исходных данных авторы приходят к тому, что мощность ЭХНЭ должна составлять не менее 800 МВт, емкость – 9,6 ГВт·ч, и делают вывод о невозможности использования этого резерва для оперативного суточного регулирования нагрузки.

Для компенсации ночных провалов потребления ЭЭ использование ЭХНЭ и водогрейных ЭК, согласно [4], одинаково эффективно, однако капитальные затраты для установки последних в 10 раз меньше. При этом авторы не касаются различий указанных технологий. Электроэнергия, накопленная ЭХНЭ, – существенно более удобный и эффективный ре-

зерв, чем энергия теплоносителя. В межотопительный сезон (а это около 5 месяцев) имеется избыток тепловой энергии. Более того, генерация ЭЭ для превращения ее в теплоту ухудшает общую эффективность работы ТЭС. Места расположения ЭК связаны со структурой теплоснабжения и потребления теплоты, в то время как расположение ЭХНЭ более гибко (подстанции, трансформаторные пункты, узлы распределительной сети, генерирующие станции), что создает лучшие возможности для оптимизации потоков ЭЭ в системе. Использование ЭХНЭ вместо ЭК имеет преимущества, которые должны быть оценены с экономической точки зрения. Согласно [4] для обеспечения разрядки ЭХНЭ в полном объеме потребуются снизить теплофикационную выработку ТЭЦ в отопительный период и выработку ЭЭ энергоблоками ПГУ класса 400 МВт – в межотопительный.

Таким образом, согласно [4], главными проблемами использования ЭХНЭ являются:

- чрезмерная инвестиционная стоимость аварийного резервирования АЭС в связи с необходимостью 12–16-часовой выдачи энергии и невозможностью использования этого резерва для оперативного резервирования;

- вытеснение ЭХНЭ электроэнергии, выработанной по эффективному теплофикационному циклу.

Иные экономические показатели, кроме инвестиционных затрат, в [4] не рассматривались.

По аргументам [4] может быть высказан ряд возражений.

В межотопительный период тепловая энергия ЭК не востребована. В отопительный период ночное накопление тепловой энергии ЭК также вытесняет производство электроэнергии по более дешевому теплофикационному циклу, как и разгрузка электроэнергии ЭХНЭ.

Сами по себе ЭК (в отличие от ЭХНЭ) не осуществляют полноценную балансировку системы, повышают средний уровень нагрузки системы, не снижая максимальный. Для балансировки необходимы до-

Таблица 3. Оценка экономического эффекта двух вариантов модернизации Белорусской энергосистемы с учетом ввода в эксплуатацию БелАЭС

1	Основные технические задачи: – обеспечение аварийного резервирования блока БелАЭС – 800 МВт; – сглаживание графика нагрузки энергосистемы переносом 2,5 % суточной выработки с пиковых часов на ночные – 2,4 ГВт·ч/сут Дополнительные задачи: – выравнивание перетоков ЭЭ в распредсетях; – снижение потребления топлива (уменьшение теплового и углеродного следа); – повышение надежности работы энергосистемы; – снижение издержек работы энергосистемы (снижение себестоимости ЭЭ)		
	Варианты модернизации энергосистемы для решения технической задачи		
2	ГПА+ЭЭ Аварийное резервирование + балансировка (пик – ночной провал)		ЭХНЭ Аварийно-нагрузочное резервирование + балансировка (пик – ночной провал)
	ГПА – 800 МВт Стоимость: 600 \$/кВт [3] Инвестиции: 600 · 800 · 10 ³ = = \$ 480 млн	ЭК – 600 МВт Стоимость: 203 \$/кВт [4] Инвестиции: 203 · 600 · 10 ³ = = \$ 121,8 млн	ЭХНЭ – 800 МВт · 2 ч ЭХНЭ – 600 МВт · 4 ч Стоимость ЭХНЭ – 390 \$/кВт·ч [2] Инвестиции: 390 · (1,6 + 2,4) · 10 ⁶ = = \$ 1560 млн Стоимость ЭХНЭ – 200 \$/кВт·ч [4] Инвестиции: 200 · (1,6 + 2,4) · 10 ⁶ = = \$ 800 млн
	Суммарные инвестиции \$ 601,8 млн		
3	Среднегодовая стоимость системы за жизненный цикл: $CT^* = \frac{CT_{инвст} + CT_{рециклинг}}{T_{life}} + CT_{экспл} + CT_{непр},$ где $CT_{инвст}$ – инвестиции, капитальные затраты; T_{life} – срок службы блока; $CT_{экспл}$ – стоимость эксплуатации; $CT_{непр}$ – налог на землю, надзор, лицензирование. Рециклинг в ряде случаев можно рассматривать как капремонт		
	$T_{life} = 10$ лет, $CT_{экспл} = 2 \% CT_{инвст}$ $CT_{непр} = \$ 10\,000$ Рециклинг = 5 % $CT_{инвст}$	$T_{life} = 30$ лет, $CT_{экспл} = 1 \% CT_{инвст}$ $CT_{непр} = \$ 10\,000$ Рециклинг = 5 % $CT_{инвст}$	$T_{life} = 10$ лет, $CT_{экспл} = 0,1 \% CT_{инвст}$ $CT_{непр} = \$ 10\,000$ Рециклинг = 1 % $CT_{инвст}$
	$CT^{*1} = \$ 60$ млн	$CT^{*2} = \$ 5,5$ млн	$CT^* = \$ 159,1$ млн или
	$CT^* = CT^{*1} + CT^{*2} = \$ 65,5$ млн		$CT^* = \$ 81,6$ млн
4	Основной экономический эффект в связи с выравниванием графика нагрузки энергосистемы в области оптимальной нагрузки Оценки 4.1–4.4 взяты из [6] (оценочно: себестоимость электроэнергии – 0,04 \$/кВт·ч, производство электроэнергии – 38 · 10 ⁹ кВт·ч)		
4.1	Экономия устанавливаемой электрической мощности Нет эффекта		
4.2	Оценка [6] с учетом стоимости газа: экономия – 10 млн \$/год		Оценка [6] с учетом стоимости газа: экономия – 10 млн \$/год
4.3	Снижение частоты останова-пуска блоков КЭС Оценка [6]: экономия – 2 млн \$/год (без учета повреждаемости и аварийности)		Оценка [6]: экономия – 2 млн \$/год (без учета повреждаемости и аварийности)
4.4	Снижение вытеснения ТЭЦ из базовой части графика нагрузки Оценки не сделаны [6]		
4.5	Уменьшение электростанциями затрат электроэнергии на собственные нужды, распределение и др. Оценки не сделаны [6]		
	Оценки не сделаны [6]		
5	Дополнительные задачи и экономический эффект		
5.1	Увеличение расхода топлива		
	Использование ЭК в ночной провал повышает производство ЭЭ в энергосистеме на 2,4 ГВт·ч/сут: 246 г у.т./кВт·ч · 2,4 · 10 ⁶ = 590 т у.т./сут Стоимость 1 т у.т. – \$ 210 [5] Издержки – 210 · 590 = 123,9 тыс. \$/сут = 45,26 млн \$/год (если ЭК не используются полгода – 22,6 млн \$/год)	Использование ЭХНЭ с учетом КПД ЭХНЭ 90 % повышает производство ЭЭ на 240 МВт·ч/сут Издержки – 246 · 0,24 · 10 ⁶ = 59 т у.т./сут 210 · 59 = 12,4 тыс. \$/сут = = 4,53 млн \$/год	

полнительные пиково-маневренные мощности, капитальные затраты на которые не рассмотрены в статье.

Требование выдачи мощности аварийного резерва в течение 12–16 часов не учитывает, что:

- значительная часть мощности невключенных (холодных) резервов вводится за более короткое время;
- при использовании ЭХНЭ для покрытия пиков потребления в системе высвобождаются эквивалентные мощности, которые могут быть использованы в качестве аварийного резерва;
- во время ночного провала нагрузки мощности, направленные на зарядку ЭХНЭ, могут быть использованы как аварийный резерв, в это же время могут вводиться мощности невключенного резерва.

Экономический эффект двух вариантов модернизации энергосистемы

Представим более подробный экономический анализ задачи. Исходные параметры приняты условно, без ссылки на какое-либо техническое задание. Учитываем, что основная часть запланированных мощностей ЭК в Белорусской энергосистеме уже введена в эксплуатацию. При анализе использованы оценки влияния выравнивания нагрузки на работу энергосистемы из [6], а также качественные экспертные оценки, учитывающие различия технологий. Для выражения экономического эффекта используется доллар США как валюта импорта.

В [6] перечисляются основные слагаемые экономического эффекта от выравнивания графика нагрузки энергосистемы:

- экономия устанавливаемой электрической мощности генераторов $\Delta_{эм}$;
- ликвидация перерасхода топлива КЭС, связанного с их работой при частичной нагрузке и на техническом минимуме $\Delta_{чн}$;
- снижение частоты останова-пуска блоков КЭС (обслуживание и недельные минимумы), требующего перерасхода топлива и снижающего ресурс энергоблоков (рост аварийности, ремонт), $\Delta_{опр}$;

Окончание таблицы 3

5.2	Уменьшение оперативного резерва в энергосистеме (действующими стандартами это не предусмотрено, однако ЭХНЭ может быть определен как пиковый нагрузочный резерв в составе оперативного резерва энергосистемы с соответствующим уменьшением мощности топливной генерации оперативного резерва)	
	Нет эффекта	Эксплуатационные (включая оплату труда) и топливные издержки: оценка – 0,5 % стоимости ЭЭ; экономия – 7,6 млн \$/год Экологический эффект (эмиссия парниковых газов, здоровье граждан и т.п.) не оценен
5.3	Уменьшение перетоков. Экономия за счет ремонта и реконструкции распределительных сетей	
	Оценка – 1 % стоимости ЭЭ Экономия – 15,2 млн \$/год	Оценка – 2 % стоимости ЭЭ Экономия – 30,4 млн \$/год
5.4	Повышение надежности, бесперебойности (за счет распределенных источников бесперебойного питания (ИБП))	
	Нет эффекта	Оценка – 1 % стоимости ЭЭ Экономия – 15,2 млн \$/год
5.5	Рост издержек по содержанию энергосистемы (дополнительный эксплуатирующий, аварийный персонал)	
	Оценка – 1 % стоимости ЭЭ Издержки – 15,2 млн \$/год	Оценка – 0,5 % стоимости ЭЭ Издержки – 7,6 млн \$/год
6	ИТОГ: Среднегодовая стоимость мероприятия с учетом основного и дополнительного экономического эффектов:	
	75,6 млн \$/год	От –16,5 до +61 млн \$/год

- вытеснение ТЭЦ из базовой части графика нагрузки за счет сохранения работы КЭС при прохождении минимумов $\dot{E}_{\text{вТЭЦ}}$ (при этом ТЭЦ, снижая электрогенерацию в отопительный период, уходят в неэкономичный режим работы);

- уменьшение затрат ЭЭ электростанций на собственные нужды, транспорт и распределение.

Эти и другие эффекты включены в таблицу 3.

Очевидно, что экономически эффективным является техническое решение, реализация которого позволяет получить положительное сальдо за нормативный срок службы оборудования. В данном случае более экономичным является вариант с использованием ЭХНЭ (таблица 3).

Приведенный анализ носит качественный оценочный характер и требует серьезного методического обоснования. Однако он показывает, что использование ЭХНЭ предоставляет большие возможности для оптимизации работы энергосистемы и может рассматриваться как серьезная альтернатива тра-

диционным подходам. При этом важно, что осваивать технологии ЭХНЭ можно постепенно, начиная с задач буферизации ЭЭ ветровых и солнечных электростанций и повышения качества и надежности электроснабжения на уровне РЭС.

Выводы

1. При текущих ценах на ЭХНЭ их применение для оптимизации работы крупных энергосистем может иметь преимущества по сравнению с одновременным использованием электродвигателей и новых пиково-резервных мощностей на базе ГПА и ГТУ. При сопоставимых капитальных затратах среднегодовая стоимость ЭХНЭ за жизненный цикл с учетом дополнительных системных эффектов может быть ниже. Косвенно об этом свидетельствует рост использования ЭХНЭ в странах, лидирующих по развитию технологий.

2. Использование ЭХНЭ индивидуальными потребителями электро-

энергии может вырасти лишь при условии внедрения гибкой тарифной политики с «размахом» тарифов, превышающим стоимость буферизации электроэнергии.

3. Для точного расчета экономического эффекта от внедрения ЭХНЭ необходима разработка методик, учитывающих прямые и косвенные, в том числе системные, эффекты. При этом также необходима модернизация стандартов и инструкций по диспетчерскому управлению и резервированию мощности в энергосистеме.

Список литературы

1. Эксперты: мировой рынок накопителей энергии до 2030 года будет расти на 23 % в год [Электронный ресурс] / Нац. ассоц. нефтегазового сервиса. – Режим доступа: <https://nangs.org/news/renewables/eksperty-mirovoy-rynok-nakopiteley-energii-do-2030-goda-budet-rasti-na-23-v-god>. – Дата доступа: 20.05.2022.
2. Energy Storage Grand Challenge Cost and Performance Assessment [Electronic resource]: Technical Report 2020, DOE/PA-0204 / Pacific Northwest Nat. Lab. – December 2020. – Mode of access: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>. – Date of access: 10.08.2022.
3. Молочко, А.Ф. Оценка возможности использования новых типов электроаккумуляторов для регулирования нагрузки энергосистемы / А.Ф. Молочко, Ф.И. Молочко // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 3. – С. 20–21.
4. К вопросу использования электрохимических накопителей энергии в условиях Белорусской энергосистемы / Е.О. Воронов [и др.] // Энергетическая стратегия. – 2017. – № 4. – С. 14–17.
5. О расчетной стоимости 1 тонны условного топлива [Электронный ресурс] / Департамент по энергоэффективности Гос. комитета по стандартизации Респ. Беларусь. – Режим доступа: https://energoeffect.gov.by/programs/forming/spravka/20200317_cost1. – Дата доступа: 10.09.2022.
6. Гуртовцев, А.А. Выравнивание графиков электрической нагрузки энергосистемы [Электронный ресурс] / А.А. Гуртовцев, Е.П. Забелло // Новости электротехники. – 2008. – № 5 (53). – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2008/53/19.php>. – Дата доступа: 10.09.2022.
7. Молочко, Ф.И. Способы регулирования нагрузки Белорусской энергосистемы после ввода АЭС / Ф.И. Молочко, А.Ф. Молочко // Энергетика и ТЭК. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
8. Эффективное обеспечение графика нагрузки энергосистемы / В.Н. Романюк [и др.] // Энергия и менеджмент. – 2012. – № 1 (64). – С. 11–18.

Б.И. ПОПОВ,
к.т.н., доцент кафедры ядерной и радиационной
безопасности УО «Международный
государственный экологический институт
им. А.Д. Сахарова» БГУ



БЕЛОРУССКАЯ АЭС. НЕКОТОРЫЕ ИТОГИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДО ПЕРВОЙ ПЕРЕГРУЗКИ ТОПЛИВА

Первый энергоблок Белорусской АЭС был подключен к объединенной энергосистеме республики 3 ноября 2020 года. С этого момента он прошел этапы опытно-промышленной эксплуатации (до конца мая 2021 года) и ввода в промышленную эксплуатацию. 26 апреля 2022 года, после выработки 9344,46 млн кВт·ч электроэнергии, энергоблок № 1 был остановлен для частичной перегрузки топлива и планово-предупредительных ремонтов (ППР). В статье анализируется поведение некоторых показателей ядерного топливного цикла АЭС за указанный период.

Первая белорусская АЭС сооружается, как известно, по российскому проекту АЭС-2006 с реактором ВВЭР-1200 третьего поколения, улучшенного по показателям безопасности и экономичности (3+). Основные характеристики реакторной установки приведены в таблице 1 [1].

Как видно из таблицы, ядерное топливо используется в реакторе по схеме частичной перегрузки. Топливный цикл состоит из четырех интервалов, каждый из которых включает время работы на мощности (в таблице представлено как длительность топливной загрузки – 342,5 эфф. сут) и время на перегрузку и ППР – 22,5 сут/год. В стационарном состоянии из активной зоны выгружаются 42 тепловыделяющие сборки с выгоревшим топливом (около четверти) – и загружается столько же сборок со свежим топливом. Для выхода на стационарный режим реактору необходимо проработать несколько интервалов, в течение которых обогащение загружаемого топлива увеличивается до указанных в таблице 4,79 %, а средняя глубина выгорания выгружаемого топлива достигает проектного значения 55,5 (МВт·сут)/кг. Приблизительно

можно считать, что процесс выхода реактора на стационарный режим занимает один четырехлетний топливный цикл (кампанию), или 4 интервала работы, каждый длительностью 1 эффективный год.

Поскольку реактор не всегда может работать на номинальной мощности, такие характеристики, как длительность топливной загрузки, продолжительность топливного цикла и периодичность перегрузок, принято измерять в эффективных сутках.

Данные величины характеризуют реактор, работающий на полной, номинальной мощности. Поэтому их значения в календарных единицах могут значительно превышать измеренные в эффективных сутках [2].

Связь календарного времени работы реактора t с эффективным $t_{\text{эф}}$ определяется следующим образом.

Мощность реактора (тепловая W и электрическая N), вообще говоря, является величиной, зависящей от времени: $W = W(t)$, $N = N(t)$.

Таблица 1. Основные характеристики реакторной установки ВВЭР-1200

Характеристика	Значение
Установленная номинальная мощность энергоблока, МВт	1200
Номинальная тепловая мощность реактора, МВт	3200
Коэффициент полезного действия нетто, %	37,5
Длительность топливной загрузки, эфф. сут	342,5
Продолжительность топливного цикла, эфф. лет	4
Периодичность перегрузок, эфф. мес.	12
Продолжительность плановых остановок (на перегрузку и ППР), сут/год	22,5*
Средний за срок службы коэффициент использования установленной мощности, %	90
Количество тепловыделяющих сборок в активной зоне, шт.	163
Количество тепловыделяющих сборок, загружаемых при перегрузке, шт.	42
Масса двуоксида урана в тепловыделяющей сборке, кг	533
Среднее обогащение топлива подпитки, %	4,79
Средняя глубина выгорания выгружаемого топлива (урана), МВт·сут/кг	55,5

*Определена автором как разность периодичности перегрузок и 1/4 длительности топливной загрузки.

Таблица 2. Интегральная выработка электрической энергии Белорусской АЭС [3]

Календарные сутки	Дата	Выработка электроэнергии	
		млн кВт·ч	МВт·сут
1	01.11.2020	0	0
63	02.01.2021	338	14 083
212	31.05.2021	2074*	86 399*
485	28.02.2022	7775	323 960
488	03.03.2022	7860	327 483
494	09.03.2022	8019	334 121
495	10.03.2022	8041	335 031
496	11.03.2022	8067	336 129
497	12.03.2022	8094	337 248
499	14.03.2022	8149	339 538
500	15.03.2022	8177	340 701
501	16.03.2022	8206	341 898
502	17.03.2022	8233	343 058
503	18.03.2022	8262	344 233
506	21.03.2022	8347	347 779
507	22.03.2022	8374	348 931
508	23.03.2022	8404	350 155
509	24.03.2022	8431	351 302
510	25.03.2022	8459	352 458
513	28.03.2022	8544	355 995
514	29.03.2022	8572	357 178
515	30.03.2022	8600	358 333
520	04.04.2022	8742	364 245
521	05.04.2022	8770	365 409
523	07.04.2022	8827	367 782
524	08.04.2022	8857	369 022
527	11.04.2022	8941	372 523
528	12.04.2022	8967	373 635
529	13.04.2022	8996	374 842
530	14.04.2022	9023	375 978
531	15.04.2022	9052	377 153
534	18.04.2022	9136	380 672
535	19.04.2022	9164	381 854
537	21.04.2022	9220	384 183
538	22.04.2022	9249	385 362
541	25.04.2022	9333	388 881

*Рассчитано по модели.

Значения выработки реактором тепловой энергии за элементарный отрезок календарного времени и соответствующий отрезок эффективного времени должны быть равны – исходя из условия достижения необходимой глубины выгорания топлива независимо от способа измерения:

$$dQ = W(t) \cdot dt = W_{\text{ном}} \cdot dt_{\text{эф}}, \quad (1)$$

где $W_{\text{ном}}$ – номинальная тепловая мощность.

Отсюда связь между элементарными отрезками времени:

$$dt = \frac{W_{\text{ном}}}{W(t)} dt_{\text{эф}}. \quad (2)$$

В выражении (2) отношение $W_{\text{ном}}/W(t)$ можно назвать величиной, обратной коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ) в момент времени t , то есть

$$\text{КИУМ}(t) = \frac{W(t)}{W_{\text{ном}}}. \quad (3)$$

Выработка тепловой энергии за отрезок календарного времени $(0-t)$ представляется интегралом:

$$Q(t) = \int_0^t W(t) dt. \quad (4)$$

Если использовать выражение (2), формула (4) получит такой вид:

$$Q(t) = \int_0^{t_{\text{эф}}} W(t) \frac{W_{\text{ном}}}{W(t)} dt_{\text{эф}} = W_{\text{ном}} t_{\text{эф}}.$$

Иначе интеграл $\int_0^t W(t) dt$ можно представить, введя понятие средней мощности $\bar{W}$:

$$\int_0^t W(t) dt = \bar{W} t, \quad (5)$$

где средняя мощность за отрезок времени $(t-0)$ определяется выражением

$$\bar{W} = \frac{\int_0^t W(t) dt}{t}. \quad (6)$$

Из сравнения (4) и (5) понятно, что

$$\bar{W} t = W_{\text{ном}} t_{\text{эф}}. \quad (7)$$

Таким образом, эффективное время связано с календарным соотношением

$$t_{\text{эф}} = \frac{\bar{W}}{W_{\text{ном}}} t. \quad (8)$$

Отношение $\bar{W}/W_{\text{ном}}$ есть не что иное, как средний за период времени $(0-t)$ КИУМ, определенный выражением (3):

$$\frac{\bar{W}}{W_{\text{ном}}} = \frac{\int_0^t W(t) dt}{t W_{\text{ном}}} = \frac{\int_0^t W(t) dt}{t W_{\text{ном}}} = \text{КИУМ}(t). \quad (9)$$

Таким образом, эффективное время с календарным связано средним КИУМ за период времени $(0-t)$:

$$t_{\text{эф}} = t \cdot \overline{\text{КИУМ}}(t). \quad (10)$$

Информация об интегральной выработке электроэнергии Белорусской АЭС $(\int_0^t N(t) dt)$ за период работы станции с момента подключения к энергосистеме 3 ноября 2020 года до момента остановки на первую перегрузку топлива 26 апреля 2022 года бралась с официального интернет-сайта БелАЭС [3].

Принимая КПД нетто не зависящим от уровня мощности, легко получить интегральную выработку тепловой энергии $(\int_0^t W(t) dt)$ за тот же период. В таблице 2 приводятся реперные точки по электроэнергии, использованные для построения моделей интегральной выработки обоих видов энергии. Для удобства дальнейшей оценки глубины выгорания топлива в таблице приведена также выработка в мегаватт-сутках.

Построенные в среде Excel модели представлены на рисунке 1. Их условно можно назвать долгосрочными, поскольку они охватывают весь период работы станции до остановки на перегрузку топлива и дают общее представление о поведении КИУМ, который связан соотношением (9) с интегральной выработкой энергии.

На рисунке 1 угол наклона касательных к кривым относительно оси абсцисс постепенно увеличивается по мере продвижения к концу периода. Это означает, что увеличиваются также тангенсы угла наклона dQ/dt и dE/dt и, соответственно, КИУМ в сутки t :

$$\text{КИУМ}(t) = \frac{dQ/dt}{W_{\text{ном}}} = \frac{dE/dt}{N_{\text{ном}}}. \quad (11)$$

В период опытно-промышленной эксплуатации, завершившийся в конце мая 2021 года [4], угол наклона касательных к кривым значительно меньше, чем во время стабильной промышленной эксплуатации (10 марта – 25 апреля 2022 года).

В таблице 3 фактические средние за период $(0-t)$ значения $\text{КИУМ}(t)$, рассчитанные по данным таблицы 2

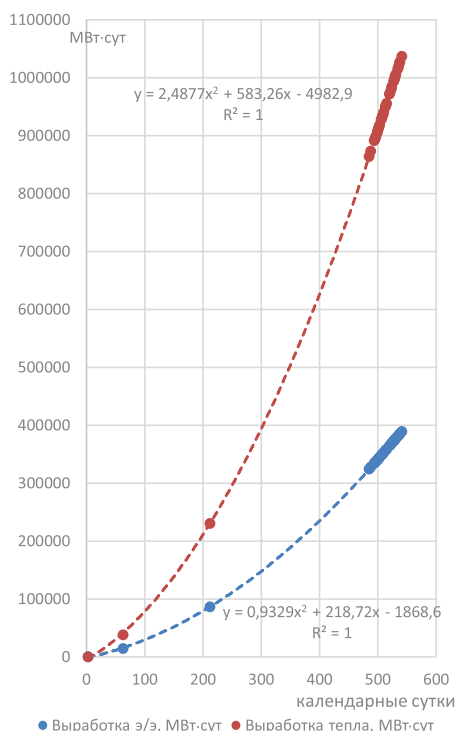


Рис. 1. Модели интегральной выработки тепловой и электрической энергии

(колонка 2), сравниваются со значениями, полученными с помощью долгосрочной модели (рис. 1) с применением соотношения (9) (колонка 3).

Из таблицы видно, что в период промышленной эксплуатации, наиболее интересный с точки зрения перспектив работы станции, точность представления КИУМ и, следовательно, интегральной выработки энергии, находится в пределах сотых долей процента. Это объясняется тем, что суточные колебания мощности незначительны по сравнению с величиной интегральной выработки.

Однако простая модель, построенная с применением (11), не может с большой точностью представить посуточные изменения КИУМ — эти изменения будут в этом случае соотноситься с гораздо меньшими по сравнению с интегральной суточной выработкой. Простая модель также дает к концу периода значения КИУМ, превышающие 1. Хотя это и возможно при достаточно редком допустимом превышении номинальной мощности (как видно из фактических данных), длительная работа в таком режиме неприемлема по соображениям безопасности.

Модель может быть улучшена методом исключения из выборки значений моделируемой характеристики

величин, выходящих за рамки определенной дисперсии. В таблице 3 данные, полученные с применением такой улучшенной модели для периода промышленной эксплуатации, приведены в колонке 8. В этом случае погрешность представления суточного КИУМ (колонка 9) по сравнению с фактом в среднем меньше, чем при использовании простой долгосрочной модели, а значения КИУМ не превышают единицы.

Фактические, а также полученные по долгосрочной и улучшенной моделям значения суточного КИУМ представлены на рисунке 2. Важно отметить, что обе модели дают суточный КИУМ, имеющий тенденцию к увеличению.

Средний КИУМ за период промышленной эксплуатации, определенный с помощью (9) при пределах интеграла от 495 (10.03.2022) до 541 (25.04.2022) суток, равен 0,9709. Это означает, что станция в этот период работала на средней мощности более 97 % от номинальной — 1165 МВт эл. Такой высокий показатель использования установленной мощности говорит об успешном прохождении этапа промышленной эксплуатации. Время работы станции для достижения необходимой глубины выгорания топлива при таком КИУМ составит $t_p = 342,5/0,9709 = 352,8$ сут.

Среднюю за весь период работы глубину выгорания топлива V можно оценить, отнеся полную выработку станцией тепловой энергии, МВт·сут, к загрузке урана, кг, в активной зоне. Используя данные таблиц 1 и 2, получим

$$V = (388\,881/0,375) / (470 \times 163) = 13,536 \text{ МВт·сут/кг урана.}$$

За четыре интервала работы, составляющие топливную кампанию, будет достигнута средняя по активной зоне глубина выгорания $13,536 \times 4 = 54,145$ МВт·сут/кг урана, что достаточно близко к проектной величине — 55,5 МВт·сут/кг (таблица 1). Учитывая, что схемы перегрузки оптимизируются таким образом, чтобы глубина выгорания выгружаемого топлива была больше средней по активной зоне, можно говорить о том, что за время работы станции ресурс топлива первой загрузки полностью выработан и за кампанию реактора будет достигнута глубина выгорания в соответствии с проектом.

На эффективность работы станции влияет не только режим работы станции на мощности, но и время, затрачиваемое на ППР и перегрузку топлива. На 20 июля 2022 года БелАЭС находилась в этом режиме 85 сут. Легко подсчитать, что средний КИУМ за интервал, включающий время работы на средней мощности, достигнутой в период промышленной эксплуатации, и время на ППР и перегрузку топлива, составит

$$\overline{\text{КИУМ}} = \frac{0,9709 \times 352,8 + 0,85}{352,8 + 85} = 0,782.$$

Такое значение КИУМ далеко от проектного — 0,9 (КИУМ_{пр}, таблица 1), и если оно будет сохраняться весь срок службы станции, то эффективность ее работы значительно

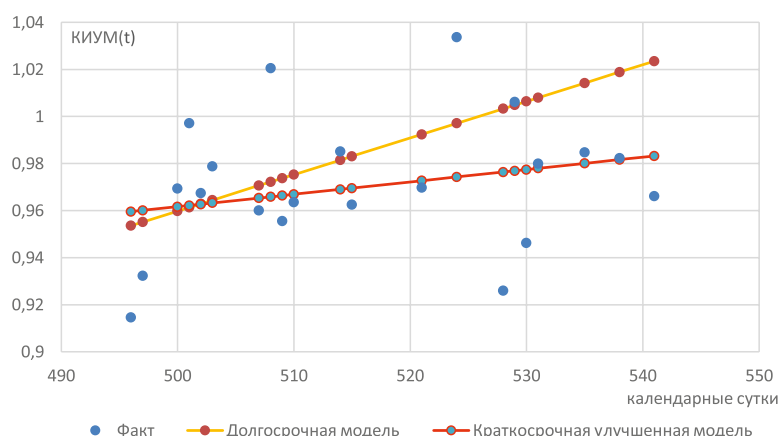


Рис. 2. Суточный КИУМ в период промышленной эксплуатации первого энергоблока БелАЭС

Таблица 3. Коэффициент использования установленной мощности

Календарные сутки t	Средний за период (0– t) КИУМ(t)			КИУМ(t)				
	факт	долго- срочная модель	погреш- ность, %	факт	долго- срочная модель	погреш- ность, %	краткосрочная улучшенная модель $0,000526 t + 0,69866$	погреш- ность, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
63	0,1863	0,2065	10,85	–	0,2802	–		
212	–	0,3396	–	–	0,5119	–		
496	0,5647	0,5645	–0,04	0,9146	0,9536	4,2	0,9596	4,9
497	0,5655	0,5653	–0,03	0,9323	0,9551	2,4	0,9601	3,0
500	0,5678	0,5677	–0,03	0,9694	0,9598	–1,0	0,9617	–0,8
501	0,5687	0,5684	–0,04	0,9972	0,9613	0,0	0,9622	–3,5
502	0,5695	0,5692	–0,05	0,9674	0,9629	–0,4	0,9627	–0,5
503	0,5703	0,5700	–0,05	0,9788	0,9644	–1,5	0,9632	–1,6
507	0,5735	0,5731	–0,07	0,9601	0,9707	1,1	0,9653	0,5
508	0,5744	0,5739	–0,08	1,0205	0,9722	1,9	0,9659	–5,4
509	0,5752	0,5747	–0,08	0,9556	0,9738	1,2	0,9664	1,1
510	0,5759	0,5755	–0,07	0,9635	0,9753	–0,4	0,9669	0,4
514	0,5791	0,5785	–0,08	0,9851	0,9815	2,1	0,9690	–1,6
515	0,5798	0,5794	–0,07	0,9625	0,9831	2,3	0,9696	0,7
521	0,5845	0,5841	–0,06	0,96	0,9924	8,3	0,9727	0,3
524	0,5869	0,5864	–0,07	1,0337	0,9971	6,4	0,9743	–5,7
528	0,5897	0,5896	–0,02	0,9260	1,0033	2,9	0,9764	5,4
529	0,5905	0,5904	–0,02	1,0062	1,0049	3,0	0,9769	–2,9
530	0,5912	0,5911	0,00	0,9462	1,0064	3,7	0,9774	3,3
531	0,5919	0,5919	0,01	0,9799	1,0080	5,9	0,9780	–0,2
535	0,5948	0,5951	0,04	0,9847	1,0142	4,2	0,9801	–0,5
538	0,5969	0,5974	0,08	0,9823	1,0189	2,4	0,9816	–0,1
541	0,5990	0,5997	0,12	0,9661	1,0235	–1,0	0,9832	1,8

снизится. В этом случае за срок службы АЭС, равный 60 годам, полная выработка электроэнергии составит около 493,3 млрд кВт·ч (при проектном значении КИУМ она составила бы 567,6 млрд кВт·ч). То есть недовыработка будет равна 74,3 млрд кВт·ч, а ее стоимость при цене электроэнергии 10 центов США за 1 кВт·ч – более 7,4 млрд долл. США.

Необходимость накопления опыта организации ППР и особенно такой технически сложной и ответственной с точки зрения ядерной и радиационной безопасности процедуры, как перегрузка топлива, объясняет большие затраты времени на проведение этих работ впервые. Отработка всех операций позволит в дальнейшем сократить сроки данного этапа до предусмотренных проектом станции.

Когда уже достигнут уровень мощности промышленной эксплуатации, максимальное время, необходимое для достижения проектной глубины выгорания топлива, можно оценить

исходя из КИУМ_{пр}. Путем несложных преобразований устанавливается длительность интервала работы станции $t_{\text{инт}}$, включающая время работы на мощности и время, затрачиваемое на ППР и перегрузку топлива:

$$t_{\text{инт}} = t_{\text{рэф}} / \text{КИУМ}_{\text{пр}} = 342,5 / 0,9 = 380,6 \text{ сут,}$$

где $t_{\text{рэф}}$ – время работы на номинальной мощности, необходимое для достижения проектной глубины выгорания.

Выше было установлено, что при достигнутом на этапе промышленной эксплуатации КИУМ = 0,9709 время работы станции на мощности для достижения необходимой глубины выгорания топлива равно $t_{\text{р}} = 342,5/0,9709 = 352,8$ сут. Таким образом, максимальное время на ППР и перегрузку, которое обеспечит проектное значение КИУМ, будет равно

$$t_{\text{ППР+пер}} = t_{\text{инт}} - t_{\text{рэф}} = 380,6 - 352,8 = 27,8 \text{ сут.}$$

Выводы

1. Рассмотрена энерговыработка Белорусской АЭС с момента подключения к энергосистеме до остановки на проведение первого ППР и перегрузки топлива. Построены модели интегральной выработки тепловой и электрической энергии за весь период работы станции.

2. Для рассматриваемого периода показано следующее:

- средний КИУМ достигает значения 0,9709, что говорит об успешном прохождении этапа промышленной эксплуатации станции. При этом построенные модели энерговыработки демонстрируют тенденцию к увеличению ежесуточного КИУМ в период стабильной промышленной эксплуатации;
- глубина выгорания топлива, достигнутая в период эксплуатации после первой загрузки реактора, позволит обеспечить проектное значение данного показателя (55,5 МВт·сут/кг урана) за кампанию реактора;
- при достигнутом в период стабильной промышленной эксплуатации станции среднем КИУМ (0,9709) для обеспечения его проектного значения (0,9) за срок службы станции средняя длительность остановок АЭС для проведения ППР и перегрузки топлива не должна превышать 27,8 суток.

Список литературы

1. АЭС с реактором ВВЭР-100. От физических основ эксплуатации до эволюции проекта / С.А. Андрущенко [и др.]. – М.: Логос, 2010. – 604 с.
2. Синев, Н.М. Экономика ядерной энергетики: основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: учеб. пособие для вузов / Н.М. Синев. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 480 с.
3. Производственные показатели [Электронный ресурс] / Официальный сайт БелАЭС. – Режим доступа: <https://belaes.by/ru/proizvodstvennyye-pokazateli.html>. – Дата доступа: 17.07.2022.
4. БелАЭС получила лицензию на эксплуатацию первого энергоблока [Электронный ресурс] / ПРАЙМ ПРЕСС. Новости бизнеса. – Режим доступа: https://primepress.by/news/kompanii/belaes_poluchila litsenzii_na_ekspluatatsiyu_pervogo_energobloka-33766. – Дата доступа: 18.07.2022.

В.В. МОИСЕЕВ,
к.т.н., доцент, заведующий отделом развития ТЭК
Научно-исследовательского экономического
института Министерства экономики
Республики Беларусь



ТЕНДЕНЦИИ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В статье рассмотрены главные тенденции развития основных секторов мировой альтернативной энергетики, в том числе возобновляемой, ядерной и термоядерной, приведены прогнозные оценки международных компаний и агентств в этой области, а также представлена информация об экономическом потенциале альтернативной энергетики Республики Беларусь.

Общие тенденции развития альтернативной энергетики

Актуальность развития нетрадиционной энергетики обусловлена не только экологическими, но и экономическими факторами: цены на альтернативную, в том числе возобновляемую, энергию снижаются, а на традиционную – постоянно растут.

Эксперты компании BloombergNEF отмечают, что в первом полугодии 2022 года объем новых инвестиций в ВИЭ и смежные сектора составил \$ 226 млрд, что на 11 % выше, чем в прошлом году, и является рекордным показателем для этого периода [1].

Согласно Таксономии ЕС, принятой 2 февраля, к зеленым источникам энергии причислены гелио-, гидро-, ветро- и биоэнергетика, геотермальные источники и водород. Из всех существующих видов альтернативной энергетики самыми востребованными и распространенными являются солнечная, ветро- и гидрогенерация. Так, в текущем году мировые инвестиции в новые крупные и малые солнечные проекты достигли рекордных \$ 120 млрд, что на 33 % больше, чем в первом полугодии 2021-го, а финансирование ВЭС выросло на 16 % и составило \$ 84 млрд.

В мире возобновился интерес к атомной энергетике. В классификации ЕС атомная и газовая энергетика отнесены к переходным зеленым источникам энергии. Инвестировать в газовую инфраструктуру разрешается до 2030 года, в атомную энергетiku – до 2045 года.

Отдельного внимания заслуживают перспективы развития термоядерной энергетике. Выход на управляемый термоядерный синтез позволил бы изменить общую картину мировой энергетике и перейти на более высокий уровень технологического развития.

Возобновляемая энергетика

В 2022 году, согласно прогнозу Международного энергетического агентства, прирост общей мощности ВИЭ в мире достигнет максимума – 8 % (в 2021 году он составил 6 %). Эксперты МЭА полагают, что на фоне высоких цен на ископаемое топливо зеленая энергетика сохранит конкурентоспособность даже после заметного удорожания необходимых для этого сектора материалов [2].

Важным социальным аспектом развития возобновляемой энергетике является рост количества рабочих мест. Согласно анализу Международ-

ного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA) при сценарии, предполагающем, что повышение среднемировой температуры будет ограничено 1,5 °C (соответствует глобальным климатическим целям), число рабочих мест в секторе ВИЭ к 2030 году может вырасти от 12 до 38 млн, а в областях, связанных с переходом к чистой энергетике (энергоэффективность, электросети, гибкость энергосистем), – с 16 до 74 млн. Прирост в мировом масштабе может составить от 18 до 100 млн рабочих мест, при этом в традиционной энергетике прогнозируется сокращение их числа с 39 до 27 млн [4].

Атомная энергетика

Атом – экологически чистый, стабильный, бесперебойный источник энергии. Атомные электростанции обладают неоспоримыми преимуществами по сравнению как с генерирующими источниками на органическом топливе, так и с ВИЭ. Эксплуатация АЭС обеспечивает надежность производства электроэнергии независимо от природных и климатических факторов, позволяет укрепить энергетическую безопасность и сократить объемы вредных выбросов в окружающую среду.

По данным Международного валютного фонда (МВФ), инвестиции в ядерную и возобновляемую энергетику оказывают положительное воздействие на рост валового внутреннего продукта (ВВП), которое в 2–7 раз превосходит эффект от вложений в ископаемые источники, такие как газ, уголь и нефть.

Одна из актуальных проблем в атомной энергетике – утилизация и захоронение отработанного ядерного топлива (ОЯТ). До недавнего времени переработка ОЯТ воспринималась однозначно – как метод получения из отработанного топлива чистого плутония. Усовершенствованная технология реакторов на быстрых нейтронах позволяет перейти к альтернативной стратегии рециркуляции – повторному использованию ОЯТ от водо-водяных корпусных реакторов. Такими технологиями обладает Российская Федерация, которая успешно реализует их на ряде своих АЭС [3].

Водородная и атомно-водородная энергетика

Рост энергопотребления в мире и тренд на декарбонизацию стимулируют становление нового технологического уклада на основе масштабного использования водорода. Водородная энергетика предполагает производство и потребление водорода в качестве энергоносителя для транспортных и стационарных энергоустановок, накопителя энергии и компонента промышленных технологий. Мировая потребность в водороде к середине XXI века оценивается в 0,5 млрд т в год. Во многих странах идет поиск технологий, которые позволят экологически чистым способом производить большие объемы этого химического элемента. Для решения проблемы предполагается задействовать энергию атомных реакторов в технологиях получения водорода из воды и углеводородов.

Технология производства водорода с использованием атомной энергии имеет ряд преимуществ. Во-первых, для этого можно использовать не только электрическую, но и тепловую энергию, производимую АЭС. К тому же для ядерной генерации характерна стабильность,

что способствует повышению экономической эффективности процесса производства водорода. При этом атомные станции имеют практически нулевой углеродный след и не оказывают загрязняющего воздействия на окружающую среду. В свою очередь, водород является накопителем энергии, позволяя более эффективно использовать мощность АЭС.

Объединение атомной генерации с производством водорода позволит осуществить технологический скачок в промышленности, транспорте, сельском хозяйстве и ЖКХ. Таким образом, с помощью АЭС создается новый рынок – водородный, на котором этот энергоресурс можно продавать как электроэнергию в периоды пиковых нагрузок, когда цена выше, либо как топливо для транспортировки или химическое сырье для промышленности – в зависимости от изменений конъюнктуры рынка.

Термоядерная энергетика

Термоядерная энергетика – новый этап в развитии человечества, который может кардинально изменить структуру мировой энергетики, сделать ее более экологичной и менее затратной. Основным термоядерным горючим является дейтерий (тяжелый водород), извлекаемый из обычной воды. Один его грамм энергетически эквивалентен 10 тыс. л бензина, при этом уже сейчас, при далеко не массовом производстве, упомянутый грамм стоит не более \$ 20 [4].

При ядерном синтезе дейтерий, содержащийся в двух стаканах воды, способен освободить столько же энергии, сколько дает сжигание 200 л бензина. Однако для того, чтобы в установке началась непрерывная реакция термоядерного синтеза с получением энергии, плазму температурой в 150 млн К нужно удерживать около 300–400 с. Эксперты считают, что на достижение этого порога может уйти от 10 до 25 лет [5].

В настоящее время лидером в развитии термоядерной энергетики является Китай. Исследования в этой области ведутся также в США и странах Евросоюза, России, Южной Кореи, Японии.

Сегодня, чтобы произвести 1 ГВт электроэнергии, угольная электро-

станция, например, должна сжечь порядка 3 млн т угля. Станции, использующей термоядерный синтез, для получения такого же количества энергии было бы необходимо всего 250 кг топлива (в стоимостном выражении – около \$ 5 млн). Для формирования загрузки активной зоны реактора АЭС и заполнения топливного цикла на 1 ГВт электрической мощности (при мировой потребности в 4000 ГВт) необходимо примерно 8,5 т плутония (около \$ 20 млрд).

Если учесть, что проблема переработки отходов ядерного топлива (ОЯТ) для станций, работающих на термоядерном синтезе, практически отсутствует, то возможный экономический эффект не менее чем в несколько тысяч раз (!) превосходит эффект от эксплуатации АЭС. Этот результат обусловлен доступностью топлива (низкая себестоимость, возможность собственного производства) и незначительным воздействием на окружающую среду (компактность станции, отсутствие вредных выбросов, опасных и трудно перерабатываемых отходов).

По сравнению с АЭС термоядерные электростанции являются более безопасными, так как ни в их топливе, ни в отработавшем срок оборудования (исключая отслужившие оболочки реакторов) не присутствуют опасные радиоактивные изотопы. На такой станции в принципе не может случиться катастрофы, подобной чернобыльской, так как при малейшем отклонении параметров от нормы реакция затухает сама собой.

Вместе с тем об использовании термоядерного синтеза для получения энергии в промышленных масштабах в мире до 2050 года речи пока не идет. Согласно расчетам ученых, полученный от термоядерных процессов объем энергии к 2100 году не превысит планку в 100 ГВт. Этого явно недостаточно для решения проблем человечества, связанных с электрогенерацией. В качестве примера можно привести тот факт, что современные мировые электростанции в целом производят 4000 ГВт электроэнергии. Даже успешное развитие термоядерной энергетики (по прогнозам – вплоть до начала XXII века) не позволит внести в данную энергетическую концепцию существенных изменений.

Экономический потенциал ВИЭ и местных видов топлива в Беларуси

По данным Департамента по энергоэффективности Государственного комитета по стандартизации Республики Беларусь, в 2021 году на долю ВИЭ приходилось порядка 520 МВт мощностей (примерно 4,8 % от установленной мощности ОЭС страны). К 2025–2027 годам планируется увеличить суммарную мощность возобновляемых источников до 630 МВт (≈ 8 %).

Технический потенциал развития ВИЭ (в том числе МВТ) Беларуси составляет не менее 80 млн т у.т. [6], или 126,2 млрд кВт·ч в год (см. рисунок). Это более чем в три раза превышает общий объем электроэнергии, потребленной в стране в 2021 году (40,3 млрд кВт·ч).

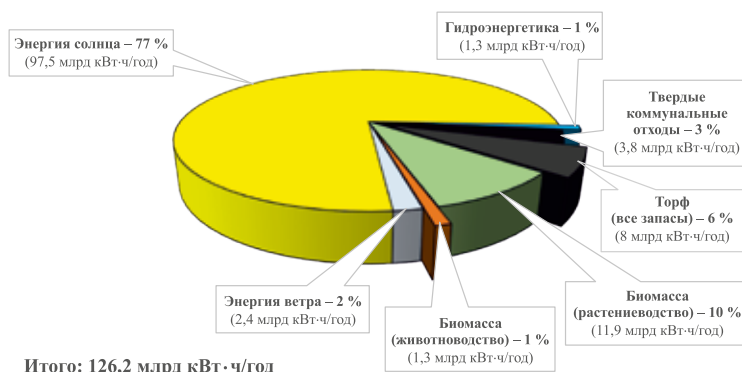
Соотношение электропотребления в Республике Беларусь за прошлый год и годового технического потенциала основных видов альтернативных энергоисточников представлено в таблице.

Гидроэнергетика. Потенциал данной отрасли Беларуси оценивается в 1,3 млрд кВт·ч/год, или 160 тыс. т у.т./год [7]. При стоимости тонны условного топлива по состоянию на 2021 год \$ 210 (здесь и далее экономический эффект определялся исходя из этой стоимости) это эквивалентно \$ 340 млн в год.

Ветроэнергетика. На территории республики выявлено около 1840 площадок, пригодных для размещения ВЭС и ветропарков. Ресурсы энергии ветра оцениваются не менее чем в 2,4 млрд кВт·ч/год [8]. Использование всего ветроэнергетического

потенциала с учетом КПД современных ветроустановок (25–35 %) позволило бы заместить не менее 1,9–2,0 млн т у.т./год. Экономический эффект при этом может составить порядка \$ 400 млн.

Солнечная энергетика. Суммарный объем солнечной энергии, поступающей за год на территорию Беларуси, эквивалентен порядка 40 млрд т у.т. Только за счет благоприятных условий инсоляции потенциальная эффективность использования солнечных батарей на территории Беларуси (количество световой энергии, падающей на единицу поверхности) на 10 % выше, чем в Польше и Нидерландах, и на 17 % выше, чем в Германии, Бельгии, Дании, Ирландии, Великобритании. При КПД солнечных батарей 30 % потенциал солнечной генерации в стране в экономическом выражении составляет не менее \$ 2,5 трлн, а возможная выработка электроэнергии – 97,5 млрд кВт·ч. Отметим, что в данном случае речь идет не о практической реализации, а о теоретической оценке потенциальных возможностей развития солнечной энергетики в Беларуси.



Годовой технический потенциал ВИЭ и МВТ в Республике Беларусь

Биоэнергетика. Потенциал отходов растениеводства в республике составляет порядка 1,46 млн т у.т./год, что соответствует 11,9 млрд кВт [9]. Наиболее значимым биоресурсом является древесина и ее отходы. По данным Всемирного банка на 2020 год, лесистость Беларуси составила 43,2 %, что сравнимо с показателями России (45 %), Литвы (35,1 %) и Латвии (54,9 %). Ежегодный средний прирост запасов древесины в республике – около 25 млн м³ [10]. С учетом КПД современных энергоустановок (80–90 %) экономический эффект от использования отходов растениеводства может составить не менее \$ 240 млн.

За счет переработки отходов животноводческих комплексов можно получать порядка 160 тыс. т у.т./год товарного биогаза, что соответствует выработке 1,3 млрд кВт·ч и дает экономический эффект не менее чем в \$ 24 млн.

Биогаз извлекается не только из органических, но и из твердых коммунальных отходов (ТКО). Потенциальная энергия ТКО, хранящихся на полигонах Беларуси, равноценна 470 тыс. т у.т. Эффективность их биопереработки в целях получения свалочного газа составляет 20–25 %, что эквивалентно 100–120 тыс. т у.т., а экономический потенциал – от \$ 21 млн до \$ 25 млн в год [11].

Стратегическим возобновляемым природным биоресурсом для Беларуси является *торф*. Он рассматривается как альтернатива природному газу и занимает около 15 % в структуре использования МВТ. Килограмм топливного торфа эквивалентен 0,35 кг природного газа (2900 ккал/кг) [12].

Соотношение технического потенциала основных направлений альтернативной энергетики и общего электропотребления в Республике Беларусь в 2021 году

Источник альтернативной энергии	Технический потенциал развития, млрд кВт·ч/год	Доля от электропотребления в 2021 году (40,3 млрд кВт·ч)
ВИЭ и МВТ (всего)	126,2	≈ 313 %
Гидроэнергетика	1,3	≈ 3 %
Ветроэнергетика	2,4	≈ 6 %
Солнечная энергетика	97,5	≈ 242 %
Биоэнергетика, в том числе:		
– отходы растениеводства	11,9	≈ 30 %
– отходы животноводства	1,3	≈ 3 %
– ТКО	3,8	≈ 9 %
Торф	8,0	≈ 20 %

Ежегодно в стране добывается порядка 2,5 млн т фрезерного торфа (эквивалентно 8,5 млн м³ природного газа, или \$ 5,7 млн), более 1 млн т идет на изготовление топливной продукции: брикетов, торфяной сушки и кускового торфа. Геологические запасы торфа составляют 4 млрд т, без учета переработки их экономический потенциал превышает \$ 30 млрд. По данным Минэнерго, при существующих темпах добычи этих запасов хватит на ближайшие 100 лет [13].

В Беларуси развитие альтернативной энергетики будет способствовать снижению удельного расхода топлива на производство электроэнергии, уменьшению зависимости от импорта энергоресурсов и, соответственно, повышению уровня энергобезопасности. Тем не менее в 2021 году Республиканской межведомственной комиссией по установлению, распределению, высвобождению и изъятию квот на создание установок по использованию ВИЭ было принято решение об отказе от выдачи соответствующих квот на три года. Ожидается, что это замедлит темпы роста сектора возобновляемой энергетики, но в то же время даст возможность определить уровень потребности в зеленой энергии с использованием рыночных механизмов, поскольку альтернативная энергетика Беларуси выйдет на рынок энергоресурсов на общих условиях конкурентной борьбы.

Заключение

Европейские страны поставили перед собой стратегическую цель по переходу на альтернативные источники энергии в ближайшие десятилетия. В частности, к середине века предполагалось сделать ЕС климатически нейтральным. Промежуточной целью стало достижение доли ВИЭ в 40 % к 2030 году. В мае 2022-го было заявлено об увеличении этой доли до 45 % в рамках плана Еврокомиссии REPowerEU по отказу от потребления российского ископаемого топлива до 2030 года.

Между тем эксперты считают эту цель труднодостижимой. Препятствием может стать энергетический кризис, а также финансовые

сложности, которые испытывают сегодня все крупнейшие экономики ЕС. Кроме того, в случае, когда доля альтернативных источников энергии превышает 20 % от общего уровня генерации, возникает комплекс технических проблем, обусловленных непредсказуемостью выработки и отсутствием эффективных накопителей электроэнергии промышленного масштаба.

Несмотря на это, альтернативная энергетика однозначно будет востребована, какая бы энергетическая платформа ни была взята за основу – существующая (газовая), ожидаемая (атомно-водородная) или перспективная (термоядерная). По мере совершенствования технологий себестоимость электроэнергии от ВИЭ будет снижаться, а оборудование – становиться более доступным, что позволит улучшить качество жизни населения. Кроме того, развитие ВИЭ приведет к значительному снижению нагрузки на окружающую среду.

Список литературы

1. Инвестиции в ВИЭ в мире достигли рекордного уровня в первом полугодии 2022 года [Электронный ресурс] // Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ. – Режим доступа: http://energo-cis.ru/news/investicii_v_vie_v_mire. – Дата доступа: 22.08.2022.
2. Милькин, В. МЭА агентство ожидает в 2022 году рекорда по вводу возобновляемой генерации [Электронный ресурс] // В. Милькин // Ведомости: информ. портал. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2022/05/11/921689-mea-rekorda-generatsii>. – Дата доступа: 17.05.2022.
3. Реакторы на быстрых нейтронах. Реактор БН-1200 [Электронный ресурс] // Росатом: информ. портал. – Режим доступа: <https://www.ippe.ru/nuclear-power/fast-neutron-reactors/122-bn1200-reactor>. – Дата доступа: 15.04.2022.
4. Жияков, Л. Энергия из ускорителя [Электронный ресурс] // Л. Жияков // Наука и жизнь. – 2000. – № 1. – Режим доступа: <https://www.nkj.ru/archive/articles/5579>. – Дата доступа: 05.06.2022.
5. Китай установил мировой рекорд по удержанию плазменного разряда в Токамаке [Электронный ресурс] // Большая Азия: информ. портал. – Режим доступа: https://bigasia.ru/content/news/science_and_education/kitay-ustanovil-mirovoy-rekord-po-uderzhaniiu-plazmennogo-razryada-v-tokamake. – Дата доступа: 20.06.2022.

6. Дайнеко, А.Е. Эффективность экономики Беларуси / А.Е. Дайнеко, Л.П. Падалко, В.М. Циблина; под науч. ред. А.Е. Дайнеко; Ин-т экономики НАН Беларуси. – Минск, 2016. – С. 121.
7. Ануфриев, В.Н. Использование гидроэнергетического потенциала в Республике Беларусь. Законодательное регулирование в области производства электроэнергии на гидроэлектростанциях [Электронный ресурс] // В.Н. Ануфриев // Экология на предприятии. – 2014. – № 10. – Режим доступа: https://ecologia.by/number/2014/10/UR1_10_2014_9. – Дата доступа: 17.09.2022.
8. Курочкина, А.И. Возможности и препятствия развития ветроэнергетики в Беларуси [Электронный ресурс] // А.И. Курочкина // Современные направления развития физической географии: науч. и образовательные аспекты в целях устойчивого развития: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 85-летию фак. географии и геоинформатики Белорус. гос. ун-та и 65-летию Белорус. геогр. о-ва, Минск, 13–15 нояб. 2019 г. / Белорус. гос. ун-т; редкол.: Е. Г. Кольмакова (гл. ред.) [и др.]. – Минск, 2019. – С. 149–154. – Режим доступа: <https://elib.bsu.by/bitstream/123456789/234888/1/149-154.pdf>. – Дата доступа: 28.08.2022.
9. Буга, А.В. Повышение эффективности использования вторичных и нетрадиционных энергетических ресурсов в Республике Беларусь [Электронный ресурс] // А.В. Буга, И.А. Оганезов // Современное научное знание: теория и практика: VII Лужские науч. чтения: материалы Междунар. науч. конф., С.-Петербург, 22 мая 2018 г. / Ленингр. гос. ун-т им. А.С. Пушкина. – СПб., 2018. – С. 274–377. – Режим доступа: https://libeldoc.bsu.by/bitstream/123456789/37903/1/Buga_Povysheniye2.pdf. – Дата доступа: 13.07.2022.
10. Список стран по площади лесов [Электронный ресурс] // Nonews: информ. портал. – Режим доступа: <https://nonews.co/directory/lists/countries/forest-area>. – Дата доступа: 15.09.2022.
11. Яновская, О.Н. Производство биогаза: недорого и экологично [Электронный ресурс] // О.Н. Яновская // Звезда. – 2021. – 13 дек. – Режим доступа: <https://zviazda.by/ru/news/20211213/1639379230-proizvodstvo-biogaza-nedorogo-i-ekologichno>. – Дата доступа: 2.07.2022.
12. Торф как топливо [Электронный ресурс] // Грунтовозов: информ. ресурс. – Режим доступа: <https://gruntovozov.ru/chasto-zadavayemye-voprosy/primenenie-torfa/torf-kak-toplivo>. – Дата доступа: 11.07.2022.
13. Краковецкий, А. В. Экономико-географическая оценка торфяных месторождений, пригодных для комплексного освоения и производства различной продукции / А. В. Краковецкий // Природопользование. – 2016. – № 30. – С. 96–105.

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

А.Я. САВАСТИЕНОК,
к.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Газоснабжение и МВТ»
ГИПК «ГАЗ-ИНСТИТУТ»

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

С.Ф. ГОРИЧЕНКО,
заместитель начальника производственно-технического
управления УП «МИНГАЗ»

ПРИОРИТИЗАЦИЯ ПОДЗЕМНЫХ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ РИСКОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Для оценки технического состояния газопроводов требуется выполнение мероприятий по их техническому обследованию. В свою очередь, для газопроводов, срок эксплуатации которых превышает 40 лет, для принятия решения о дальнейшем продлении назначенного ресурса газопровода или о его реконструкции (замене) необходимо техническое диагностирование. В статье представлена научно обоснованная методика приоритизации подземных стальных газопроводов на основе оценки риска эксплуатации. Приведена апробация методики для трех газопроводов г. Минска со сроком эксплуатации, превышающим 40 лет.

За последние шестьдесят лет Республика Беларусь стала одной из самых газифицированных стран мира. К настоящему времени уровень потребления природного газа в стране стабилизировался на уровне 19–21 млрд м³ в год (рис. 1, 2) [1]. Значительная часть газопроводов газораспределительной системы превысила нормативный срок эксплуатации, равный 40 лет [2, 3].

В соответствии с Программой комплексной модернизации производств газовой сферы Республики Беларусь на 2021–2025 годы [4], в рамках реализации задачи по поддержанию технически исправного состояния объектов газораспределительной системы для повышения безотказности ее работы запланировано техническое

диагностирование 7334 км стальных газопроводов, срок эксплуатации которых превышает 40 лет, а также реконструкция 88,7 км газопроводов, в том числе с использованием метода санации.

Так как воспроизводство основных средств является важнейшей задачей любого субъекта хозяйствования и требует значительных капитальных вложений, для планирования указанных мероприятий и оптимизации затрат необходимо формирование ранжированного перечня газопроводов, подлежащих реконструкции либо выводу из эксплуатации.

Для решения указанной задачи была разработана и научно обоснована методика приоритизации под-



Рис. 1. Динамика потребления природного газа различными категориями потребителей в Республике Беларусь в период 2015–2020 годов, млрд м³

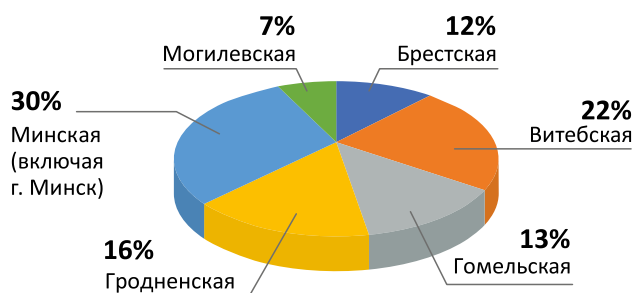


Рис. 2. Потребление природного газа по областям Республики Беларусь в 2020 году

земных стальных газопроводов на основе оценки рисков эксплуатации. В данном случае под риском понимается связанное с техническим состоянием газопровода сочетание вероятностей возникновения отказов и их последствий применительно к альтернативным вариантам развития событий [5]. При этом учитываются как затраты на проведение технического обслуживания и текущих ремонтов, так и возможный ущерб при аварии.

Риски отказов газопровода определяли для двух вариантов:

- при продолжении эксплуатации на срок до очередной оценки технического состояния газопровода и проведением при этом технического обслуживания и текущих ремонтов – R_1 ;
- при возобновлении эксплуатации после проведения реконструкции газопровода (или его участка) – R_2 .

Для каждого газопровода рассчитывается соотношение R_1 / R_2 . Первоочередному выводу из эксплуатации подлежит газопровод, у которого это соотношение больше.

Величину риска отказов на газопроводе в период эксплуатации газопровода между двумя очередными оценками его технического состояния R_1 , руб., определяют по формуле

$$R_1 = L_{\text{гп}} \Delta T_{\text{отс}} \sum_{i=1}^I 3_{\text{пир}}^{\text{TP}} \omega_i^{\text{TC}} + Y_{\text{AB}}^{\Sigma} P_{\text{AB}}^{\text{TC}}, \quad (1)$$

где $L_{\text{гп}}$ – протяженность газопровода, км; $\Delta T_{\text{отс}}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год; $3_{\text{пир}}^{\text{TP}}$ – суммарные затраты на производство работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода при возникновении i -го отказа, руб./отказ; i – вид отказа, обусловленного техническим состоянием газопровода (таблица 1); ω_i^{TC} – прогнозируемое значение параметра потока i -х отказов, рассчитываемое по формуле (3) на период от текущей до очередной плановой оценки технического состояния газопровода, отказ/(км·год); Y_{AB}^{Σ} – интегральный ущерб от аварии, произошедшей в результате утечки газа из газопровода, руб.; $P_{\text{AB}}^{\text{TC}}$ – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода в интервалах между очередными оценками его технического состояния, доли единицы.

Величину риска отказов на газопроводе после проведения капитального ремонта (реконструкции) R_2 , руб., оценивают следующим образом:

$$R_2 = L_{\text{гп}} \left[3_{\text{тд}} + \frac{L_{\text{уч}}}{L_{\text{гп}}} (3_{\text{пир}} k_{\text{пир}} + 3_{\text{смп}}^{\text{KP}}) + \Delta T_{\text{отс}} \sum_{i=1}^I 3_{\text{пир}}^{\text{TP}} \omega_i^{\text{PP}} \right] + Y_{\text{AB}}^{\Sigma} P_{\text{AB}}^{\text{PP}}, \quad (2)$$

где $L_{\text{гп}}$ – протяженность газопровода, км; $3_{\text{тд}}$ – удельная стоимость услуг по техническому диагностированию газопровода, руб./км; $L_{\text{уч}}$ – протяженность участка (участков) газопровода, на котором (которых) производится реконструкция, км; $3_{\text{пир}}$ – удельная стоимость проектно-изыскательских работ, руб./км; $k_{\text{пир}}$ – договорной коэффициент; $3_{\text{смп}}^{\text{KP}}$ – суммарные удельные затраты на строительно-монтажные работы по реконструкции газопровода, руб./км; $\Delta T_{\text{отс}}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год; $3_{\text{пир}}^{\text{TP}}$ – суммарные затраты на производство работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту газопровода при возникновении i -го отказа, руб./отказ; ω_i^{PP} – прогнозируемое значение параметра потока i -х отказов после проведения реконструкции газопровода, отказ/(км·год); Y_{AB}^{Σ} – интегральный ущерб от аварии, произошедшей в результате утечки газа из газопровода, руб.; $P_{\text{AB}}^{\text{PP}}$ – вероятность возникновения аварии в результате утечки газа из газопровода после проведения его реконструкции, доли единицы.

Таблица 1. Отказы, обусловленные техническим состоянием стальных газопроводов

Признаки нарушения работоспособного состояния газопровода	Обозначение параметра потока отказов
Сквозные повреждения металла трубы	$\omega_{\text{скп}}^{\text{TC}}$
Повреждения защитного покрытия	$\omega_{\text{пзп}}^{\text{TC}}$

Параметры потоков отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода (таблица 1), определяют по формуле

$$\omega_i^{\text{TC}} = \omega_i^{\text{CP}} \frac{B_{\text{гп}}^{\text{CB}}}{B^{\text{CP}}}, \quad (3)$$

где ω_i^{TC} – прогнозируемое значение параметра потока i -х отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода, на период от текущей до очередной плановой оценки его технического состояния, отказ/(км·год); ω_i^{CP} – среднестатистическое значение параметра потока аналогичных отказов, обнаруженных на сетях газораспределения, отказ/(км·год); $B_{\text{гп}}^{\text{CB}}$ – балльная оценка технического состояния газопровода с учетом различных комбинаций влияющих факторов (таблица 2); B^{CP} – средняя балльная оценка технического состояния газопроводов сетей газораспределения (таблица 3).

Среднестатистическое значение параметра потока отказов, обнаруженных на газопроводах и возникших из-за их технического состояния, рассчитывают следующим образом:

$$\omega_i^{CP} = \frac{N_i^{YT}}{L_{\Sigma} \delta t}, \quad (4)$$

где N_i^{YT} – суммарное количество i -х отказов, возникших из-за технического состояния газопроводов и обнаруженных за время δt ; L_{Σ} – суммарная протяженность газопроводов, км.

Таблица 2. Группы факторов, учитываемых в интегральной балльной оценке технического состояния газопроводов

Группа факторов	Фактор
Конструктивно-технологические показатели	Протяженность газопровода (участка), км Наружный диаметр газопровода, мм Толщина стенки газопровода, мм Расчетное давление газа, МПа
Внешние условия	Опасное влияние блуждающих токов Коррозионная активность грунта Место прокладки газопровода Количество мест пересечения и параллельной прокладки с дорогами, смежными коммуникациями и т.д.
Определяющие параметры технического состояния газопроводов	Соответствие проектной и нормативной документации фактического состояния: адгезии изоляционного покрытия; переходного сопротивления изоляции; периода действия на газопровод установок ЭХЗ; ударной вязкости (твердости) металла трубы Нарушение ограничений в охранных зонах
Выявленные дефекты и повреждения	Сквозные повреждения (СП): общее число мест СП с начала эксплуатации; рост СП за последние 5 лет Повреждения защитного покрытия (ПЗП): общее число мест ПЗП с начала эксплуатации; рост ПЗП за последние 5 лет

Интегральную балльную оценку технического состояния газопровода $V_{\Gamma\Pi}$ определяют по формуле

$$V_{\Gamma\Pi} = \sum_{i=1}^I \alpha_i \sum_{j=1}^J \beta_{ij} b_{ijk}, \quad (5)$$

где α_i – весовая доля i -й группы факторов в интегральной балльной оценке, доли единицы; β_{ij} – весовая доля j -го фактора в i -й группе, доли единицы; b_{ijk} – числовое значение балльной оценки j -го фактора в i -й группе, в зависимости от степени влияния оцениваемого фактора на техническое состояние газопровода принимается в диапазоне от 0 до 10.

Вероятность возникновения аварий и инцидентов в результате утечек газа P_{AB} , доли единицы, оценивают в соответствии с теоремой умножения вероятностей для независимых и зависимых событий по следующим формулам:

- для подземных газопроводов в городах и населенных пунктах:

$$P_{AB} = P_{\Sigma}^{YT} (1 - P_{\Sigma}^M) p_{заг} p_{взг}; \quad (6)$$

- для подземных межпоселковых газопроводов и надземных газопроводов в городах и поселениях:

$$P_{AB} = P_{\Sigma}^{YT} (1 - P_{\Sigma}^M) p_{вга} p_{взг}. \quad (7)$$

Здесь P_{Σ}^{YT} – интегральная вероятность возникновения утечек природного газа из газопровода, доли единицы; P_{Σ}^M – интегральная вероятность обнаружения утечек в процессе регламентных работ по мониторингу технического состояния газопровода, доли единицы; $p_{заг}$, $p_{вга}$, $p_{взг}$ – вероятности возникновения загазованности помещений, выхода газа в атмосферу, возгорания (взрыва) газа соответственно при утечке газа из подземного газопровода, доли единицы.

При выполнении практических расчетов допустимо принимать значения указанных трех вероятностей (при условии, что произошла утечка газа из газопровода) в следующих интервалах:

- для подземных газопроводов в городах и поселениях:

$$p_{заг} = 0,01 - 0,05, \quad p_{взг} = 0,01 - 0,05;$$

- для межпоселковых подземных газопроводов:

$$p_{вга} = 0,20 - 0,80, \quad p_{взг} = 0,01 - 0,05;$$

- для стальных надземных газопроводов в городах и поселениях:

$$p_{вга} = 1,00, \quad p_{взг} = 0,01 - 0,05.$$

Интегральная вероятность обнаружения утечек P_{Σ}^M при выполнении регламентных работ по мониторингу технического состояния газопровода зависит от ряда критериев:

- характеристик, используемых при мониторинге приборов и оборудования;
- конструктивно-технологических параметров газопровода;
- внешних факторов (наличия помех, типа грунта, его влажности, качества дорожного покрытия и т.д.);
- субъективных факторов (квалификация исполнителей).

Интегральную вероятность возникновения утечек природного газа из газопровода P_{Σ}^{YT} оценивают следующим образом:

$$P_{\Sigma}^{YT} = 1 - (1 - p_{скп}^{YT})(1 - p_{мп}^{YT})(1 - p_{рс}^{YT})(1 - p_{пр}^{YT}), \quad (8)$$

где $p_{скп}^{YT}$, $p_{мп}^{YT}$, $p_{рс}^{YT}$, $p_{пр}^{YT}$ – вероятности возникновения утечки газа из газопровода в результате сквозного коррозионного повреждения, механического повреждения (при проведении земляных работ в охранной зоне газопровода, наезде транспорта, природных явлениях), разрыва стыка, по прочим причинам соответственно, доли единицы.

Вероятность появления каждой из утечек, обусловленных перечисленными независимыми событиями, за период времени $\Delta T_{отс}$ оценивают в соответствии с показательным законом надежности по формуле

Таблица 3. Исходные данные для приоритизации стальных газопроводов, эксплуатируемых УП «МИНГАЗ», по фактическим данным

Показатель	Значение (состояние) фактора для оцениваемого газопровода		
	I	II	III
Конструктивно-технологические показатели газопровода			
Протяженность, км	0,423	0,031	0,173
Наружный диаметр, мм	125	108	108
Толщина стенки трубы, мм	4,0		
Расчетное давление газа, МПа	0,005		
Внешние условия			
Опасное влияние блуждающих токов	Нет		
Коррозионная агрессивность грунта	Низкая		
Место прокладки	В поселениях		
Количество пересечений и случаев параллельной прокладки с дорогами и инженерными коммуникациями	>5		
Определяющие параметры технического состояния газопровода			
Соответствие проекту и нормативной документации фактического состояния:			
адгезии защитного покрытия	+	+	+
переходного сопротивления защитного покрытия	+	+	+
защищенности газопровода по времени средствами ЭХЗ	+	—	—
ударной вязкости металла трубы	+	+	+
Нарушение ограничений, установленных в охранной зоне газопровода	+	+	+
Выявленные дефекты и повреждения			
Сквозные коррозионные повреждения:			
общее количество мест СКП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	0	0	0
рост количества СКП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	—	—	—
Повреждения защитного покрытия:			
общее количество мест ПЗП, выявленных с начала эксплуатации газопровода	8	3	1
рост количества ПЗП за последние 5 лет по сравнению с предыдущим пятилетием	+	+	+

$$p_i^{\text{пр}} = 1 - \exp(-\omega_i^{\text{пр}} L_{\text{гп}} \Delta T_{\text{отс}}), \quad (9)$$

где $\omega_i^{\text{пр}}$ – параметр потока отказов, вызванных одним из перечисленных событий, $1/(\text{км} \cdot \text{год})$; $L_{\text{гп}}$ – протяженность газопровода, км; $\Delta T_{\text{отс}}$ – продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода, год.

Апробацию разработанной методики проводили для трех подземных стальных газопроводов в г. Минске: газопровод I расположен по ул. Стахановской; газопровод II – по Партизанскому проспекту; газопровод III – по ул. Щербакова.

Минская область (включая г. Минск) занимает лидирующее место в республике не только по объему потребления газа, но и по протяженности газопроводов,

которая составляет более 20 тыс. км, из них в Минске и Минском районе – около 6 тыс. км. При этом срок эксплуатации 1297,5 км стальных газопроводов в Минске и Минском районе (14,4 % от их общей протяженности) превышает их нормативный срок эксплуатации (40 лет) [4].

Для апробации методики осуществлены анализ и агрегация статистических данных по всему жизненному циклу газопроводов, эксплуатируемых УП «МИНГАЗ». Данные включают количество дефектов, выявленных при эксплуатации стальных газопроводов; стоимость ряда работ (по замене участка газопровода при ликвидации последствий повреждения, по замене изоляционного покрытия газопровода, по техническому диагностированию, проектированию и строительству газопроводов); затраты, обусловленные аварией с утечкой газа. Исходные данные для приоритизации представлены в таблице 3.

Продолжительность интервала времени между очередными оценками технического состояния газопровода $\Delta T_{\text{отс}}$ принималась равной 5 годам. Результаты расчета вероятности и риска возникновения аварии на стальных подземных газопроводах приведены в таблице 4.

Анализ соотношения рисков отказов показал, что первоочередной реконструкции подлежат газопровод III, для которого $R_1/R_2 = 0,08295$, и газопровод II, для которого $R_1/R_2 = 0,08281$. Минимально соотношение рисков отказов для газопровода I ($R_1/R_2 = 0,06832$), следовательно, его дальнейшая эксплуатация без реконструкции наиболее предпочтительна.

Выводы

1. Для формирования ранжированного перечня газопроводов, попадающих под реконструкцию и вывод из эксплуатации, научно обоснована и разработана методика приоритизации подземных стальных газопроводов на основе оценки рисков эксплуатации. При этом под риском понимается связанное с техническим состоянием газопровода сочетание вероятностей возникновения отказов и их последствий применительно к альтернативным вариантам развития событий.

При расчете риска учитываются как затраты на проведение технического обслуживания и текущих ремонтов, так и возможный ущерб при аварии. Риски отказов газопровода рассчитываются для двух вариантов: при продолжении эксплуатации на срок до очередной оценки технического состояния газопровода с проведением технического обслуживания и текущего ремонта – R_1 ; при возобновлении эксплуатации после проведения реконструкции газопровода (или его участка) – R_2 . Первоочередному выводу из эксплуатации подлежат газопроводы с наибольшим соотношением R_1/R_2 .

2. Апробация методики выполнена на трех подземных стальных газопроводах г. Минска со сроком эксплуатации свыше 40 лет. Для этого осуществлены анализ и агрегация статистических данных по всему жизненному циклу газопроводов, эксплуатируемых УП «МИНГАЗ», включая количество дефектов, выявленных при эксплуатации стальных газопроводов; стоимость ряда работ (по замене участка газопровода при ликвидации последствий повреждения, по замене изоляционного покрытия

Таблица 4. Вероятность и риск возникновения аварии на стальных подземных газопроводах, эксплуатируемых УП «МИНГАЗ»

Показатель	Значение (состояние) фактора для оцениваемого газопровода		
	I	II	III
Вероятность возникновения утечек природного газа при продолжении эксплуатации, доли единицы			
В результате сквозного коррозионного повреждения, $p_{\text{скп}}^{\text{УТ}}$	0,02015	0,00193	0,01076
В результате механического повреждения, $p_{\text{мп}}^{\text{УТ}}$	0,00317	0,00023	0,00130
В результате разрыва стыка, $p_{\text{рс}}^{\text{УТ}}$	0,00021	0,00002	0,00009
По прочим причинам, $p_{\text{пр}}^{\text{УТ}}$	0,00063	0,00005	0,00026
Интегральная вероятность, $p_{\Sigma}^{\text{УТ}}$	0,02408	0,00223	0,01239
Вероятность возникновения утечек природного газа после капитального ремонта, доли единицы			
В результате сквозного коррозионного повреждения, $p_{\text{скп}}^{\text{УТ}}$	0,00206	0,00014	0,00079
В результате механического повреждения, $p_{\text{мп}}^{\text{УТ}}$	0,00317	0,00023	0,00130
В результате разрыва стыка, $p_{\text{рс}}^{\text{УТ}}$	0,00021	0,00002	0,00009
По прочим причинам, $p_{\text{пр}}^{\text{УТ}}$	0,00063	0,00005	0,00026
Интегральная вероятность, $p_{\Sigma}^{\text{УТ}}$	0,00606	0,00044	0,00243
Вероятность аварии, доли единицы			
При продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния, $P_{\text{АВ}}^{\text{ТС}}$	$2,2 \cdot 10^{-6}$	$1,0 \cdot 10^{-7}$	$3,7 \cdot 10^{-6}$
При возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта, $P_{\text{АВ}}^{\text{ПР}}$	$5,5 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-8}$	$7,3 \cdot 10^{-7}$
Риск отказов, обусловленных техническим состоянием газопровода, руб.			
При продолжении эксплуатации до проведения очередной оценки технического состояния, R_1	14 437	1121	6267
При возобновлении эксплуатации после проведения капитального ремонта, R_2	211 330	13 537	75 551
R_1/R_2	0,06832	0,08281	0,08295

газопровода, по техническому диагностированию, проектированию и строительству газопроводов); затраты, обусловленные аварией с утечкой газа.

В результате апробации исследованные газопроводы были ранжированы по приоритету выполнения работ по их замене и реконструкции.

постановление М-ва энергетики Респ. Беларусь, 31 дек. 2020 г., № 48 // ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2020.

5. Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов: утв. ООО «Газпром межрегионгаз», 09.03.2016, № 81-Р/8. – СПб.: ОАО «Гипрониогаз», 2016. – 122 с.

3. Применение разработанной методики позволит формализовать процедуру планирования графика воспроизводства основных средств при капитальных ремонтах и заменах газопроводов с оптимизацией планируемых затрат на модернизацию производств газовой сферы Республики Беларусь.

Список литературы

1. Энергетический баланс Республики Беларусь. Статистический сборник / Национальный статистический комитет Республики Беларусь; редкол.: И.В. Медведева [и др.]. – Минск: ИВЦ Нац. стат. комитета Респ. Беларусь, 2021. – 176 с.

2. Седнин, В.А. Оценка срока эксплуатации газопровода по энергии активации термоокислительной деструкции изоляционного покрытия / В.А. Седнин, А.А. Абразовский, С.Ф. Гориченко // Энергетическая стратегия. – 2021. – № 6. – С. 45–48.

3. Об утверждении Правил по обеспечению промышленной безопасности в области газоснабжения [Электронный ресурс]: постановление М-ва по чрезвычай. ситуациям Респ. Беларусь, 02 февр. 2009 г., № 6 // ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2009.

4. Об утверждении Программы комплексной модернизации производств газовой сферы на 2021–2025 годы [Электронный ресурс]:

постановление М-ва энергетики Респ. Беларусь, 31 дек. 2020 г., № 48 // ЭТАЛОН. Законодательство Республики Беларусь / Нац. центр правовой информ. Респ. Беларусь. – Минск, 2020.

5. Методика оценки технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов: утв. ООО «Газпром межрегионгаз», 09.03.2016, № 81-Р/8. – СПб.: ОАО «Гипрониогаз», 2016. – 122 с.

НОВОЕ ИЗДАНИЕ



ОБ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь 21 декабря 2021 года № 82

Дата введения в действие – 2 июля 2022 года

ОЗНАКОМИТЬСЯ

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

ЗАКАЗАТЬ

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

М.А. ПРИЩЕПОВ,
д.т.н., доцент, заведующий кафедрой «Электрооборудование
сельскохозяйственных предприятий» БГАТУ,
e-mail: pma.eshp@gmail.com
<https://orcid.org/0000-0002-5359-3861>



ПРИМЕНЕНИЕ МНОГОДВИГАТЕЛЬНОГО ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА С РЕКУПЕРАЦИЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Аннотация

В статье рассмотрена возможность рекуперации электрической энергии в многодвигательных частотно-регулируемых асинхронных электроприводах (ЧРАЭП) при использовании в них наиболее простых преобразователей частоты (ПЧ), обеспечивающих работу асинхронных двигателей (АД) только в двигательном режиме. Показано, что при наличии перемычек между одноименными шинами постоянного напряжения ПЧ обеспечивается рекуперация электрической энергии от АД, работающих в генераторном режиме, к АД, работающим в двигательном режиме, причем при минимальных потерях в электроприводе.

Ключевые слова: электрическая энергия, частотно-регулируемый асинхронный электропривод, преобразователи частоты, асинхронный двигатель, генераторный режим, двигательный режим

Annotation

The article considers the possibility of recovery of electrical energy in multi-motor frequency-controlled asynchronous electric drives, when using the simplest frequency inverters providing asynchronous engines only in motor mode. It has been shown that, in the presence of jumpers between the same-name constant-voltage buses, ensures the recovery of electrical energy from generator-mode to operating in engine mode, with minimal losses in the electric drive.

Keywords: electric energy, frequency-controlled asynchronous electric drive, frequency converters, asynchronous motor, generator mode, motor mode

Статья поступила в редакцию 6 июня 2022 года

Особенности использования преобразователей частоты со звеном постоянного напряжения

Сегодня в приводных системах технологического оборудования все более широко используется ЧРАЭП, как наиболее надежный и энергоэффективный из всех современных электроприводов [1–3].

При этом наибольшее распространение получили ЧРАЭП, имеющие в своем составе ПЧ со звеном постоянного напряжения. В них напряжение питающей сети (как правило, трехфазное) преобразуется выпрямителем в постоянное напряжение, которое сглаживается емкостным фильтром и преобразуется автономным инвертором в переменное напряжение требуемой амплитуды

и частоты, после чего подается на обмотки статора АД.

ПЧ могут быть выполнены для работы как в двух квадрантах (первом и третьем) (рис. 1) системы координат механической характеристики АД $\omega = f(M)$, так и во всех четырех квадрантах (рис. 2). При этом в первом и третьем квадрантах АД работает в двигательном режиме с положительным направлением вращения ротора, а во втором и четвертом –

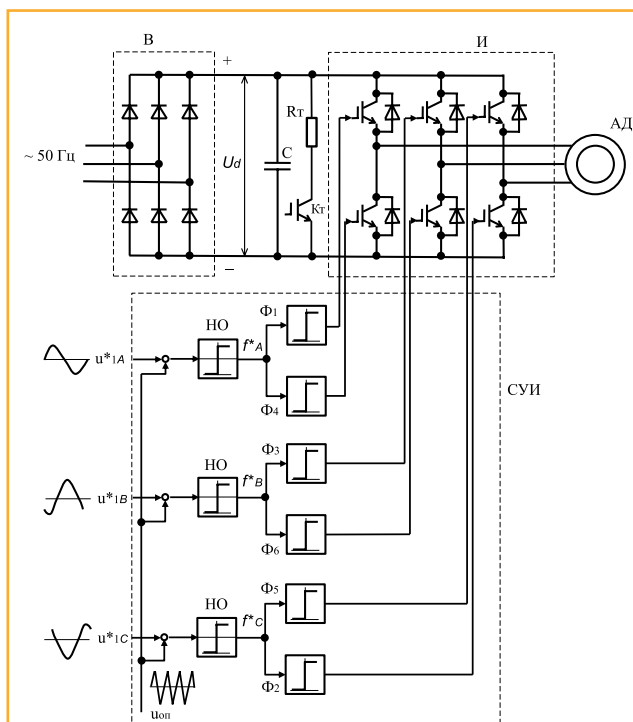


Рис. 1. ПЧ со звеном постоянного напряжения, обеспечивающий работу АД в первом и третьем квадрантах системы координат механической характеристики:

U_d – напряжение на шинах постоянного напряжения;
 $u^*_{1A}, u^*_{1B}, u^*_{1C}$ – сигналы управления, задающие мгновенные значения напряжений питания АД с частотой f^*_A, f^*_B, f^*_C ;
 $u_{оп}$ – опорное треугольное напряжение высокой частоты ШИМ

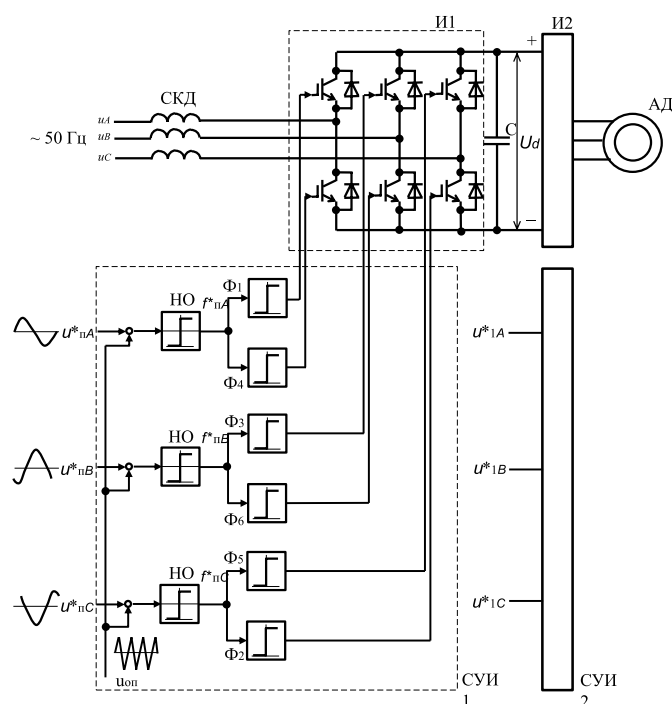


Рис. 2. ПЧ со звеном постоянного напряжения, обеспечивающий работу АД в четырех квадрантах системы координат механической характеристики:

U_d – напряжение на шинах постоянного напряжения;
 $u^*_{1A}, u^*_{1B}, u^*_{1C}$ – сигналы управления, задающие мгновенные значения напряжений питания АД с частотой сети $f^*_{1A}, f^*_{1B}, f^*_{1C}$;
 $u_{оп}$ – опорное треугольное напряжение высокой частоты ШИМ

в генераторном режиме с соответствующим направлением вращения. Возможность работы АД в генераторном режиме позволяет обеспечивать тормозной режим технологической установки, осуществляя при этом преобразование механической энергии в электрическую с последующей ее рекуперацией в питающую сеть или на другие асинхронные электроприводы, работающие в двигательном режиме.

Использование обоих вариантов рекуперации позволяет значительно повысить энергоэффективность ЧРАЭП. Однако на практике считается, что для обеспечения рекуперации электроэнергии от АД необходимо использовать ПЧ, позволяющие двигателю работать в четырех квадрантах системы координат механической характеристики. Такой преобразователь имеет не один, а два автономных инвертора и две системы управления их силовыми транзисторами. Он гораздо сложнее и почти вдвое дороже ПЧ той же мощности, обеспечивающего работу АД только в двух квадрантах.

Цель работы – изучение возможности рекуперации электрической энергии в многодвигательных ЧРАЭП при использовании в них наиболее простых преобразователей частоты, обеспечивающих работу асинхронных двигателей только в двигательном режиме.

Принцип работы ЧРАЭП

Преобразователи частоты, обеспечивающие работу АД только в двух квадрантах, как правило, имеют (рис. 1):

- трехфазный неуправляемый двухполупериодный выпрямитель В, преобразующий сетевое переменное напряжение в постоянное U_d ;
- сглаживающий емкостной фильтр С;
- трехфазный автономный инвертор И, преобразующий постоянное напряжение в переменное трехфазное, подаваемое на обмотки статора АД.

Схема ЧРАЭП, обеспечивающего работу АД в четырех квадрантах по-

казана на рисунке 2. Электропривод имеет два автономных инвертора (И1, И2) и две системы управления их силовыми транзисторами (СУИ1, СУИ2). При этом инвертор И1 соединяется с питающей сетью через сетевой коммутационный дроссель СКД, снижающий гармоники тока в сети, создаваемые инвертором, при рекуперации электроэнергии.

Системы СУИ1 и СУИ2 содержат в своем составе нуль-органы НО и формирователи управляющих сигналов для силовых транзисторов $\Phi 1$ – $\Phi 6$. На входе НО сравниваются задающие сигналы напряжения тока U^* (здесь и далее звездочкой отмечены задающие сигналы) и опорного треугольного напряжения высокой частоты широтно-импульсной модуляции (ШИМ) $U_{оп}$.

Если на входе НО разность сигналов $U^* - U_{оп}$ положительная, то и на выходе сигнал будет положительным. Через формирователи $\Phi 1, \Phi 3$ и $\Phi 5$ он откроет соответствующие силовые транзисторы, подающие положительные полуволны формируемых напряжений U_A, U_B и U_C .

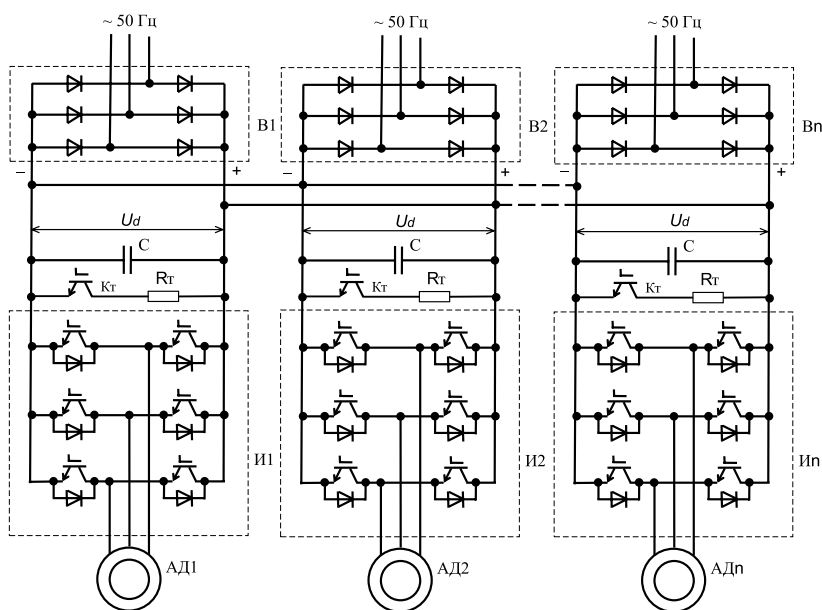


Рис. 3. Схема соединения ПЧ с одним инвертором, обеспечивающая рекуперацию электрической энергии от АД, работающих в генераторном режиме, к АД, работающим в двигательном режиме

Соответственно, при отрицательной разности сигналов на входе НО получим отрицательный сигнал на выходе, который через формирователи Ф2, Ф4 и Ф6 откроет соответствующие силовые транзисторы, подающие отрицательные полуволны формируемых напряжений.

Все автономные инверторы обоих типов ПЧ (И, И1 и И2) выполняются по двухполупериодной мостовой схеме, положительное и отрицательное плечо которой состоит из встречно-параллельно включенных транзисторных ключей на базе силовых транзисторов типа IGBT или MOSFET и силовых диодов. При этом силовые диоды обеспечивают непрерывность протекания тока в обмотках статора АД при их

отключении от источника (шин) постоянного напряжения и возврат запасенной в обмотках электромагнитной энергии в конденсатор фильтра С.

В электроприводах с ПЧ, работающими только в двигательном режиме и имеющими в цикле работы участки рекуперации, приходится предусматривать специальный узел сброса энергии, состоящий из ключа и тормозного резистора. Ключ Кт открывается при превышении допустимого значения U_d на емкости С (шинах постоянного напряжения), в результате чего происходит сброс рекупируемой энергии на резистор R_t , рассеивающий ее. Это увеличивает затраты электроэнергии и снижает энергоэффективность привода.

Однако, несмотря на это, простые ПЧ могут обеспечивать работу АД не только в первом и третьем, но и во втором и четвертом квадрантах в составе многодвигательных ЧРАЭП. В такой схеме часть АД (один или несколько) работает в двигательном режиме, а другая часть – в генераторном. При этом одноименные шины постоянного напряжения всех ПЧ должны быть соединены между собой переключателями, как показано на рисунке 3 [4, 5].

Тогда от АД, работающих в генераторном режиме, электроэнергия через силовые диоды, включенные встречно-параллельно силовым транзисторам инверторов их ПЧ, будет передаваться по переключателям шин постоянного напряжения к инверторам преобразователей АД, работающих в двигательном режиме.

При этом, если приводами, работающими в двигательном режиме, будет использоваться не вся электроэнергия, генерируемая в АД, то величина U_d на шинах постоянного напряжения будет повышаться. Это приведет к открытию ключей Кт преобразователей и сбросу неиспользованной энергии на их тормозные резисторы R_t .

Схема работы многодвигательного ЧРАЭП

Работу предложенной схемы многодвигательного ЧРАЭП можно пояснить с помощью рисунка 4, на котором представлены механические характеристики АД $\omega = f(M)$: в первом квадранте системы координат приведена характеристика для двигательного режима, во втором – для генераторного.

Очевидно, что синхронная угловая скорость магнитного поля статора АД, работающего в двигательном режиме, должна быть выше таковой для АД, работающего в генераторном режиме: $\omega_{од} > \omega_{ог}$. При определенной угловой скорости ω АД в двигательном режиме создает движущий момент M_d , а в генераторном – тормозной момент M_r .

К приводам, работающим по этой схеме, можно отнести двухдвигательный ЧРАЭП приводного и тормозного АД стенов обкатки и испытания механических и гидромеханических передач [6], а также двухдвигательный ЧРАЭП вальцов плющилки-измельчителя для измельчения фуражного зерна [7], в процессе работы которого один из вальцов вращается с большей угловой скоростью, чем другой, тем самым увеличивая скорость последнего и «втягивая» его АД в генераторный режим.

Предложенная схема многодвигательного ЧРАЭП может использоваться и для группы одновременно работающих лифтов, когда

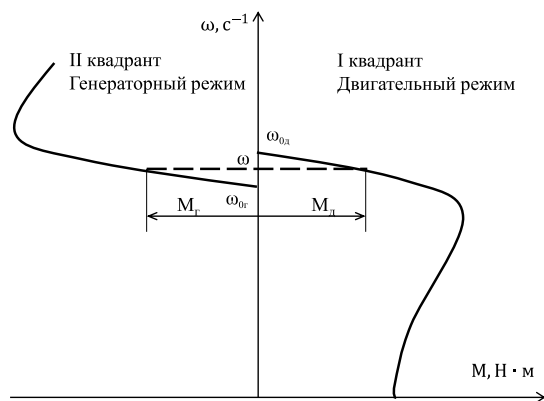


Рис. 4. Механические характеристики АД $\omega = f(M)$ в двигательном и генераторном режимах (для многодвигательных ЧРАЭП)

один или несколько их АД работают на подъем кабин в двигательном режиме, а другие – на опускание кабин в генераторном режиме (массы кабин уравновешены противовесами). В результате происходит обмен электрической энергией по перемычкам шин постоянного напряжения ПЧ.

Выводы

Предложенная схема многодвигательного ЧРАЭП с ПЧ, обеспечивающими работу АД только в двигательном режиме, при наличии перемычек между одноименными шинами постоянного напряжения ПЧ обеспечивает рекуперацию электрической энергии от АД, работающих в генераторном режиме, к АД, работающим в двигательном режиме. При этом многодвигательный ЧРАЭП имеет значительно меньшую стоимость, чем электропривод с ПЧ, обеспечивающим работу АД в четырех квадрантах системы координат механической характеристики. Такая схема также исключает потери

энергии в инверторах, выпрямителях и СКД, соединенных с питающей сетью, так как рекуперированная электроэнергия по перемычкам шин постоянного напряжения поступает от инверторов, соединенных непосредственно с обмотками статоров АД, работающих в генераторном режиме, к инверторам, соединенным с обмотками статоров АД, работающих в двигательном режиме. Техническая новизна предложенной схемы многодвигательного ЧРАЭП подтверждена патентами Республики Беларусь на изобретения [4, 5], так как она обеспечивает повышение энергоэффективности электропривода за счет снижения потерь и рекуперации электрической энергии.

Список литературы

1. Фираго, Б.И. Регулируемые электроприводы переменного тока / Б.И. Фираго, Л.Б. Павлячик. – Минск: Техноперспектива, 2006. – 363 с.
2. Дементьев, Ю.Н. Автоматизированный электропривод: учеб. пособие / Ю.Н. Дементьев, А.Ю. Чернышев, И.А. Чернышев; Томск. политех. ин-т. – Томск: ТПУ, 2009. – 224 с.

3. Прищепов, М.А. Расчет статических характеристик асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором в двигательном и генераторном режимах при частотном управлении скоростью и стабилизации потока возбуждения / М.А. Прищепов, Е.М. Прищепова, Д.М. Иванов // Агропанорама. – 2017. – № 2 (120). – С. 26–36.
4. Способ управления взаимосвязанными электроприводами с рекуперацией электрической энергии: пат. 19919 Респ. Беларусь / М.А. Прищепов, В.В. Гурин, Е.М. Прищепова, Д.М. Иванов. – Оpubл. 28.02.2016.
5. Устройство управления взаимосвязанными частотно-регулируемыми асинхронными электроприводами с рекуперацией электрической энергии (варианты): пат. 21618 Респ. Беларусь / М.А. Прищепов, В.В. Гурин, Е.М. Прищепова, Д.М. Иванов. – Оpubл. 28.02.2018.
6. Обкаточно-испытательный стенд для механической коробки передач с рекуперацией электрической энергии торможения: пат. 23580 Респ. Беларусь / М.А. Прищепов, Д.М. Иванов, Е.М. Прищепова, В.В. Смоленчук. – Оpubл. 30.12.2021.
7. Вальцовая плющилка зерна: пат. 14696 Респ. Беларусь / В.А. Дайнеко, Е.М. Прищепова, Н.А. Воробьев, М.К. Карпович. – Оpubл. 30.08.2011.

К сведению

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

Доля солнечной и ветровой энергетики в выработке электроэнергии в мире
По данным аналитического центра Eptec (Великобритания)



Установленная мощность солнечной и ветровой энергетики в 2019 году
По данным международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA)

По данным IRENA



Прогноз на установленную мощность солнечных и ветровых электростанций в 2030 году
По данным информационно-аналитического центра «Новая энергетика»



Производство энергии в России с помощью солнечных и ветровых электростанций
По данным «СДУ ТЭК»



По данным Wood Mackenzie



По данным Минэнерго России



EnergyExpo 2022.

КУРС НА УКРЕПЛЕНИЕ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ

По итогам XXVI Белорусского энергетического и экологического форума

11–14 октября в Минске состоялся XXVI Белорусский энергетический и экологический форум, который является одним из самых крупных мероприятий по данной тематике в странах СНГ и Балтии. В этом году на форуме 115 организаций продемонстрировали новейшие достижения науки, техники и технологий в сфере энергетики, промышленности, экологии, энергосбережения, автоматизации, электроники, нефтепереработки, защиты окружающей среды, использования ВИЭ. Организаторами мероприятия выступили Министерство энергетики Республики Беларусь и ЗАО «Техника и коммуникации».

На открытии форума Министр энергетики Республики Беларусь, председатель организационного комитета форума Виктор Каранкевич сказал, что накопленный в отрасли опыт и производственный потенциал, проведенная благодаря поддержке Главы государства модернизация объектов энергосистемы позволяют оперативно реагировать на внешние вызовы, консолидировать усилия и имеющиеся ресурсы на решение важнейшей задачи по укреплению энергетической самостоятельности и энергетической безопасности Беларуси. Несмотря на непростые условия, энергосистема страны работает стабильно, обеспечивает бесперебойное и надежное снабжение энергоресурсами потребителей реального сектора экономики и населения.

«Совместное обсуждение путей достижения этой задачи с участием представителей органов госуправления, научного и экспертного сообщества будет содействовать выработке конкретных предложений и практических рекоменда-

ций, нацеленных на повышение эффективности работы энергетической отрасли в новых условиях», – добавил руководитель отрасли.

Реализация ключевых проектов в энергетике

Отвечая на вопросы журналистов Министр сообщил, что скорректированы сроки включения в сеть первого энергоблока станции. Принято решение о проведении дополнительных работ и диагностики электрогенерирующего оборудования энергоблока с учетом опыта эксплуатации аналогичного оборудования на других АЭС.

«Выход из планового-предупредительного ремонта, на котором находился блок, – очень важный и ответственный этап. Мы должны убедиться в том, что все оборудование и технологические системы будут надежно работать до следующего планового ремонта. Это очень важная задача», – подчеркнул Виктор Каранкевич.

Продолжается строительство пиково-резервных энергоисточников с установкой высокоманевренного генерирующего оборудования суммарной мощностью 800 МВт. Работы проводятся на четырех крупных электростанциях – Березовской и Лукомльской ГРЭС, Новополоцкой ТЭЦ и ТЭЦ-5.

Еще одна приоритетная задача для отрасли в текущей пятилетке – реконструкция электросетевой инфраструктуры для удовлетворения возрастающих потребностей в электроэнергии как промышленных потребителей, включая свободные экономические зоны, так и населения – для нужд отопления и горячего водоснабжения. В настоящее время по всей стране осуществляются работы по модернизации подстанций различных классов напряжения, высоковольтных и распределительных линий электропередачи.

Виктор Каранкевич проинформировал об основных инвестиционных проектах, находящихся в стадии реализации. Это реконструкция высоковольтной подстанции 750 кВ «Белорусская», подстанции 220 кВ «Столбцы» с переводом ее на напряжение 330 кВ. В ближайшее время планируется ввод в эксплуатацию двух современных подстанций 110 кВ – «Аульс» в Гродненской области и «Брест-Западная» в Брест-



ENERGY EXPO



стской области, что позволит повысить надежность энергосистемы, создать дополнительные условия для развития указанных регионов.

Цифровая трансформация энергосистемы

Внедрение современных цифровых технологий содействует повышению надежности энергосистемы, расширению предоставляемых потребителям электронных услуг. В стране реализуются проекты по освоению автоматизированных систем в области электро-, тепло- и газоснабжения, управления распределительными электрическими сетями, контроля и учета энергоресурсов.

«Для энергоснабжающих организаций приоритетным является внедрение новых подходов к строительству и реконструкции электросетей с установкой современного оборудования, позволяющего осуществлять дистанционный съем и автоматизированный контроль всех данных, касающихся поставок и распределения электроэнергии», – отметил Министр. – Главная цель при этом – дойти до каждого потребителя».

Важное направление этой работы – внедрение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии. В настоящее время во всех регионах страны потребителей оснащают электронными приборами учета, которые в дальнейшем будут объединены в автоматизированную систему «АСКУЭ-быт» с последующей ее интеграцией в ЕРИП.

Сотрудничество в рамках Союзного государства

Министр рассказал, как продвигается реализация союзных программ в сфере энергетики. Всего их три – по сотрудничеству в области атомной энергетики, формированию объединенных рынков газа и электроэнергии.

«По атомной энергетике практически все пункты программы выполнены. До конца года планируется подписать межправительственное соглашение по обращению с радиоактивными отходами», – констатировал Министр.

В части реализации союзной программы по созданию объединенного рынка природного газа в настоящее время ведется активное обсуждение с российской стороной цены

на газ для Беларуси на 2023 год, а также принципов формирования рынка. Продвигается реализация программы по созданию объединенного рынка электроэнергии. «Договор о формировании рынка практически прошел внутригосударственные процедуры и в ближайшее время будет представлен на рассмотрение в правительства двух стран», – добавил Виктор Каранкевич.

Инновационные разработки для ТЭК

В рамках форума работали международная выставка «Энергетика. Экология. Энергосбережение. Электро» (EnergyExpo), салон инновационного транспорта «E-Trans», а также специализированные разделы «Инновационные промышленные технологии», «Атомэкспо-Беларусь», «Технологии для нефтехимической отрасли», «ЭкспоСвет», «Водные и воздушные технологии», «ЭкспоГород» и XXVI Белорусский энергетический и экологический конгресс.



Всего экспозиция выставки включала более 30 тематических разделов: электронные компоненты и системы цифровизации, измерительные приборы и системы хранения данных, электротехническое и газовое оборудование, атомная энергетика и ядерная безопасность, проектирование и инжиниринг объектов электроэнергетики, контроль металла и сварки, нефтепереработка и нефтехимия, программное обеспечение и информационная безопасность и др.



Деловая повестка

Деловая программа форума включала научно-практические конференции, семинары, круглые столы, презентации компаний, на которых обсуждались наиболее актуальные для энергетического комплекса темы. Главной темой стало устойчивое развитие отрасли в условиях санкций и внешних ограничений. Среди заметных мероприятий – научно-практическая конференция «Цифровизация производственного, топливно-энергетического и нефтехимического комплексов Республики Беларусь», семинар «Средства автоматизации для импортозамещения», а также круглые столы «Обеспечение устойчивого развития ядерной энергетики», «Электрический транспорт: реальность и перспективы».

Подведомственные Министерству энергетики организации представили на выставке более 150 разработок, в том числе в сфере цифровизации и автоматизации производственных процессов. Это современные программно-технические комплексы, новые модели сплит-счетчиков, реклоузеров, приборов учета электроэнергии, светодиодных светильников, инновационные методы проектирования и 3D-моделирования, системы автоматического управления уличным освещением и др. Информация о достижениях организаций электроэнергетической, газовой и торфяной отраслей в целом была представлена на объединенном стенде Министерства энергетики. Особый интерес вызвали интерактивная обучающая площадка Госэнергогазнадзора, VR-тренажер «Безопасный дом», мобильные версии игр по профилактике электротравматизма и безопасному использованию газа в быту.

На стенде также демонстрировались новинки нормативно-технической литературы, книги, проспекты и другая продукция, выпускаемая Информационно-издательским центром ОАО «Экономэнерго». Повышенным вниманием пользовалась фотозона отраслевого журнала «Энергетическая стратегия».

На полях форума прошли переговоры организаций отрасли с представителями российских компаний. По их итогам подписан ряд документов, в частности Меморандум о сотрудничестве в области сервисного обслуживания объектов атомной, тепловой и возобновляемой энергетики между ГПО «Белэнерго», ОАО «Белэнергоремналадка» и компанией «Русатом Сервис» и Соглашение о стратегическом взаимодействии в области инновационного развития между ГПО «Белэнерго» и ООО НПП «ЭКРА». В числе приоритетных направлений белорусско-российского партнерства – поставки оборудования, запасных частей и материалов, цифровых систем и программных комплексов, повышение квалификации ремонтного персонала, научно-техническое сотрудничество в области разработки и внедрения конкурентоспособных инновационных технологий для повышения эффективности электроэнергетического сектора в условиях санкционного давления.

Татьяна Фащук

При подготовке статьи использовались материалы сайта и телеграм-канала Минэнерго



УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

По итогам международной научной конференции



3–6 октября 2022 года в Минске прошла II Международная научная конференция «Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь: состояние и перспективы». Организатором мероприятия выступил Институт энергетики Национальной академии наук Беларуси. В работе конференции приняли участие более 150 известных ученых из Беларуси, России, Узбекистана, Армении, Молдовы, Китая, Таиланда.

Приветствуя участников конференции, директор Института энергетики НАН Беларуси А.А. Бринь и проректор по научной работе БНТУ А.М. Маляревич выразили уверенность, что новые контакты позволят реализовать важные практические шаги по углублению международного сотрудничества в области энергетической науки и практики, повышению информационной открытости в мировом энергетическом пространстве.

Программа конференции включала секционные заседания «Энергетическая безопасность и экологические вопросы энергетики», «Возобновляемая энергетика», «Математическое моделирование в энергетике», «Информационные технологии в энергетике», «Функционирование и развитие энергетических систем», «Методологические проблемы и зарубежный опыт устойчивого развития энергетики», «Технологические аспекты устойчи-



вого развития энергетики» и «Энергоэффективные технологии».

Специалисты ряда ведущих научно-исследовательских центров и институтов ближнего и дальнего зарубежья ознакомили участников мероприятия с результатами исследований существующих проблем в области устойчивого развития энергетики в мире. Большой интерес вызвали доклады, посвященные технологическим, экономическим, экологическим и социальным аспектам устойчивого развития энергетики в Республике Беларусь, международному сотрудничеству в данной

области, а также вопросам энергетической безопасности.

В рамках конференции состоялся международный семинар экспертов «Декарбонизация энергетического сектора. Роль кафедр ЮНЕСКО в обмене научными знаниями», организованный Институтом энергетики НАН Беларуси совместно с кафедрой ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые источники энергии» факультета технологий управления и гуманитаризации БНТУ. Основными темами обсуждения стали вопросы экологии, использования ВИЭ, развития атомной энергетики. В дискуссии приняли участие сотрудники ведомств, профильных государственных организаций, представители бизнеса, а также ведущих научно-исследовательских и образовательных учреждений Беларуси, России и Узбекистана.

II Международная научная конференция стала эффективной площадкой



для обмена опытом по низкоуглеродному развитию и созданию новых проектов в области устойчивого развития в разных странах.

Т. Зорина, О. Любчик



В.В. ГОРДИЕНКО,
начальник управления охраны труда,
пожарной и промышленной безопасности ГПО «Белэнерго»

УСТАНОВЛЕННЫ ТРЕБОВАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ РАБОТ БЕЗ СНЯТИЯ РАБОЧЕГО НАПРЯЖЕНИЯ 0,4–10 кВ

Комментарии к отдельным требованиям ТКП 427-2022 (33240)

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 09.03.2022 № 10 с 1 июля введен ТКП 427-2022 «Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации». В документ включен раздел 10 «Выполнение работ в электроустановках под напряжением». Новый раздел регламентирует требования к выполнению работ без снятия рабочего напряжения 0,4–10 кВ с токоведущих частей, виды которых регламентированы ГОСТ 28259-89.

Разработка и внедрение методов ремонта воздушных линий без их отключения начались в СССР еще в 40-х годах прошлого века. Особое значение бесперебойное снабжение электроэнергией промышленных предприятий приобрело в период Великой Отечественной войны. Под напряжением заменялись элементы деревянных опор, линии ремонтировались с непосредственным прикосновением к токоведущим частям – тогда такого рода работы проводились впервые в мире.

Ремонтные работы под напряжением – организационно, технически и психологически сложный метод. К середине 1950-х годов такие работы проводились в 75 % энергосистем Советского Союза. Требования к их выполнению регламентировались инструкциями, разработанными Союзтехэнерго, для производства работ под напряжением при-

менялись специальные приспособления. Как в СССР, так и в других странах подходы в данной области непрерывно совершенствовались.

Преимущества проведения работ под напряжением

Внедрение технологии производства работ под напряжением в электроустановках соответствует стратегическим целям энергоснабжающих организаций по выходу на качественно новый уровень обеспечения надежности энергоснабжения потребителей, поскольку позволяет обеспечить его бесперебойность во время ремонтных работ.

Такой подход имеет ряд неоспоримых преимуществ. При проведении данного вида работ:

- повышается безопасность и производительность труда;
- сохраняется надежность схемы электроснабжения потребителей;
- увеличивается срок работы коммутационного оборудования;
- исключается недоотпуск электроэнергии и снижается технологический расход на ее транспорт в сетях;
- отсутствие оперативных переключений и дополнительных затрат на транспорт ведет к экономии трудовых и материальных ресурсов.

Применение технологии также способствует снижению электротравматизма. Знание того, что работа ведется без снятия напряжения, дисциплинирует работника и заставляет безукоризненно соблюдать технологические правила и нормы, действовать обдуманно и четко.

Внедрение в организациях ГПО «Белэнерго» работ под напряжением на воздушных линиях 6–10 кВ – адекватная мера в современных условиях деятельности энергетиков.



Бригада Ошмянского ПЭС выполняет замену гирлянды изоляторов на ВЛ 330 кВ Игнашинская АЭС – Молодечно под напряжением, 1988 год



Специализированный класс Учебного центра РУП «Гродноэнерго» с усеченными опорами ВЛ, ВЛИ и РУ 0,4 кВ

Со временем значение этого подхода только возрастает. В последние годы перестали быть редкостью погодные аномалии или стихийные явления, приводящие к массовым отключениям энергоснабжения. К тому же после ввода в эксплуатацию Белорусской атомной станции все большее распространение среди населения получает применение электроэнергии для отопления, горячего водоснабжения и приготовления пищи. Поэтому очень важно сохранять устойчивость работы электроустановок, питающих сеть потребителей, в случае плановых ремонтов или аварийных ситуаций на линиях 6–10 кВ.

В каждой организации ГПО «Белэнерго», использующей методы работы без снятия напряжения, действует Положение о материальном стимулировании бригад, работающих под напряжением в электроустановках 0,4–10 кВ. Этот документ нацелен на усиление материальной заинтересованности персонала предприятия, осуществляющего техническое обслуживание и ремонт электроустановок под напряжением, а также на повышение уровня подготовки персонала, ответственности каждого работника за безопасное выполнение работ и взаимного контроля за соблюдением требований безопасности.

Требования к работам под напряжением

Согласно одному из основных положений главы 10 ТКП 427-2022 конкретные виды работ под напряжением должны быть утверждены руководителем организации (уполномоченным лицом из административно-технического персонала) и выполняться по отдельным технологическим картам на каждый вид работ с использованием необходимых электрозащитных средств, инструмента, снаряжения, рассчитанных на класс напряжения электроустановки.

В соответствии с **пунктом 10.2** к выполнению работ под напряжением допускается персонал, имеющий стаж практической работы в электроустановках не менее одного года, прошедший дополнительное теоретическое и практическое обучение методам и технологиям выполнения работ под напряжением, допущенный к самостоятельной работе в установленном порядке и имеющий группу по электробезопасности не ниже III. Для управления мобильной подъемной рабочей платформой (МПРП) при выполнении работ под напряжением допускается

привлечение работающих с группой по электробезопасности не ниже II.

В организациях, входящих в состав ГПО «Белэнерго», при реализации образовательных программ по проведению работ под напряжением 0,4–10 кВ в качестве слушателей допускается персонал не моложе 18 лет, имеющий соответствующую профессиональную подготовку, не имеющий медицинских противопоказаний к выполнению работ в действующих электроустановках и верхолазных работ (при выполнении работ на ВЛ), прошедший обучение приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и оказания первой помощи при несчастных случаях. Кроме того, работник должен иметь положительное заключение психолога после предварительного психологического обследования.

При выполнении работ на ВЛ под напряжением в наряде-допуске указывается категория работ «Под напряжением».

В соответствии с **пунктом 10.3** работы под напряжением должны выполняться по наряду-допуску, который выдается на один рабочий день и одно рабочее место. Допускается выдавать один наряд-допуск на поочередное выполнение однотипных работ на разных рабочих местах одной электроустановки напряжением до 1000 В включительно. В этом случае в наряде-допуске необходимо оформлять перевод с одного рабочего места на другое.

В пределах одного рабочего места допускается производство работ по нескольким технологическим картам. При этом изолирование рабочего места должно быть выполнено в объеме, обеспечивающем безопасность работы в соответствии со всеми технологическими картами, указанными в наряде.

В соответствии с **пунктом 10.4** подготовка рабочего места и допуск бригады по другому наряду и (или) на другом ра-



Средства защиты, такелажные средства и приспособления для работ на ВЛ, находящихся под напряжением



Работа под напряжением, аг. Жировичи

бочем месте должны производиться только после полного окончания работ по предыдущему наряду.

Пунктом 10.5 установлено, что перед выполнением работ под напряжением в электроустановках необходимо изолировать:

- все токоведущие части электроустановки, находящиеся под напряжением, к которым возможно приближение работающего, неизолированного инструмента и т.д. на расстояние менее допустимого в соответствии с требованиями настоящего ТКП, а также проводящие части электроустановки, создающие возможность замыкания на землю или межфазного замыкания;
- все соседние части электроустановки, которые находятся или могут находиться под напряжением и на которых непосредственно работа не проводится, но к которым возможно приближение на расстояние менее допустимого при выполнении работы.

Части электроустановки с разными потенциалами должны изолироваться отдельно.

Пунктом 10.6 запрещается выполнять работы под напряжением на открытых электроустановках при неблагоприятных погодных условиях: тумане, дожде, снегопаде, сильном ветре (более 9,5 м/с), обледенении конструкций ВЛ, приближении грозы, а также в темное время суток и в условиях недостаточной видимости. При возникновении указанных явлений и других непредвиденных опасных производственных факторов начатые работы должны быть прекращены.

В соответствии с **пунктом 10.7** при выполнении работ под напряжением необходимо соблюдать следующие требования:

- оградить все расположенные вблизи рабочего места токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение. При невозможности ограждения – выполнить технологические операции по изоляции токоведущих частей, вблизи которых выполняются работы;
- работать в электроизолирующих галошах (ботах) или стоя на электроизолирующей подставке, электроизолирующем ковре (за исключением работ на ВЛ);
- применять ручной инструмент для работ под напряжением и средства индивидуальной защиты, отвечающие обязательным требованиям соответствующих НПА;
- при выполнении работы применять спецодежду и спецобувь, стойкие к воздействию электрической дуги, термо-

стойкую защитную каску с защитным экраном. При этом не допускается работать в незастегнутой спецодежде с открытыми частями тела.

Подготовка персонала

Для выполнения работ под напряжением в электроустановках 0,4–10 кВ в учебных центрах организаций отрасли проводится соответствующая подготовка персонала. Так, в Учебном центре РУП «Гродноэнерго» оборудован специализированный кабинет технического обучения, в котором установлены усеченные опоры ВЛ, ВЛИ и РУ 0,4 кВ. Практические занятия проходят на учебно-тренировочном полигоне, где воспроизведен участок ВЛ и ВЛИ 0,4 кВ и адаптирован для обучения работам под напряжением на ВЛ 6–10 кВ дистанционным методом участок ВЛ, ВЛП 10 кВ. В достаточном количестве имеются средства защиты, инструменты, приспособления и такелажные средства.

Процесс обучения регламентируется рядом локальных правовых документов, разработанных и утвержденных руководством энергоснабжающих организаций. В их числе:

- Положение об организации работы с персоналом РУП-облэнерго, выполняющим работы под напряжением в электроустановках 0,4–10 кВ;
- Инструкция по организации и выполнению работ под напряжением в электроустановках до 1000 В;
- Инструкция по организации и выполнению работ под напряжением в электроустановках 6–10 кВ дистанционным методом;
- учебно-программная документация образовательных программ повышения квалификации и обучающих курсов;
- технологические карты.



Класс Учебного центра РУП «Гродноэнерго», оборудованный для обучения персонала работам на линиях электропередачи без снятия напряжения

Кроме того, в учебных центрах в помощь обучающимся безопасным методам и приемам ремонта без снятия напряжения разработаны различные дидактические материалы, плакаты, методические пособия. Все это успешно применяется в процессе обучения, способствуя эффективному внедрению технологии производства работ под напряжением в электроустановках и, соответственно, повышению уровня надежности энергоснабжения потребителей.

НА ЗАМЕТКУ ПОТРЕБИТЕЛЮ ГАЗА

Несмотря на то что современное общество хорошо осведомлено об опасности угарного газа (оксид углерода CO), число пострадавших и погибших от отравления CO неуклонно растет. Угарный газ очень коварен – он совершенно не имеет запаха, и отравление им может произойти незаметно.

Основные симптомы отравления угарным газом

При небольших концентрациях угарного газа можно почувствовать недомогание, которое часто ошибочно принимается за какой-нибудь недуг, связанный с простудными, сердечно-сосудистыми или другими заболеваниями. Симптомы развиваются постепенно. Появляется мышечная слабость, головокружение, шум в ушах, тошнота, рвота, сонливость. Иногда, наоборот, наблюдается кратковременная повышенная подвижность, переходящая в расстройство координации движений, бред, галлюцинации. Глубокое отравление приводит к потере сознания, судорогам, коме и смерти от паралича дыхательного центра.

Причины образования угарного газа

Образоваться угарный газ может везде, где есть процесс горения. Продуктом полноценного прогорания топлива является углекислый газ (диоксид углерода CO₂). Но при недостатке кислорода в зоне горения вместо него образуется оксид углерода. В процессе работы газовых и твердотопливных отопительных приборов угарный газ должен выводиться через дымовые каналы. В случае непроходимости канала или недостаточной вентиляции угарный газ может концентрироваться в помещении.

С появлением герметичных окон со стеклопакетами проблема недостаточного воздухообмена в домах обострилась. Установив такие пластиковые окна, мы, с одной стороны,

снижаем теплопотери, но с другой – перекрываем доступ воздуха, необходимый для естественной вентиляции.

Проблему можно предупредить

Чтобы исключить вероятность выхода угарного газа в помещение, нужно обеспечить приток свежего воздуха к газовым, твердо- и жидкотопливным отопительным приборам. Необходимо также периодически проверять состояние дымовых каналов, по которым отводятся продукты сгорания.

Важно знать и помнить, что при наличии газовых отопительных или водогрейных приборов, а также печей или каминов нельзя устраивать принудительную вытяжную вентиляцию. Создавая разрежение, вентилятор вытяжки будет «опрокидывать» тягу в дымоходе. Это значит, что возникнет обратная тяга и продукты горения будут затягиваться в помещение.

Нужно также знать, что неправильная работа системы дымоудаления создает угрозу не только жильцам квартиры, но и их соседям, так как не исключается возможность проникновения угарного газа в смежные помещения.

Помните, что ваше здоровье, а возможно и жизнь – в ваших руках!

- Соблюдайте правила эксплуатации бытовых газоиспользующих приборов.
- Не изменяйте схему воздухообмена за счет установки дополнительных вытяжек, а если в этом есть крайняя необходимость – обращайтесь к профессионалам.
- Приобретите и установите датчик, определяющий превышение концентрации угарного газа.

РУП «Могилевоблгаз»

Своевременная проверка состояния и прочистка дымовых каналов - залог **ВАШЕЙ БЕЗОПАСНОСТИ!**

Установите в помещениях с отопительными приборами

ИЗВЕЩАТЕЛЬ УГАРНОГО ГАЗА!

УГАРНЫЙ ГАЗ (CO)
Один из наиболее токсичных и опасных продуктов горения, не имеет запаха и вкуса. При концентрации в воздухе 1,28% и более наступает смерть менее чем за 3 минуты.

Датчик
Сигнал тревоги
Режим работы CO
Кнопка самодиагностики

104

www.mogilev.gas.by

ПРИ ЗАПАХЕ ГАЗА ЗВОНИТЬ

П.А. КАБАНОВ,
директор филиала «Учебный центр»
РУП «Витебскэнерго»



А.Н. СКОРИНКИН,
начальник ССА СВТ филиала «Учебный центр»
РУП «Витебскэнерго»



ОПЫТ СОЗДАНИЯ ЭЛЕКТРОННОГО ПОРТАЛА ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКОВ

Филиал «Учебный центр» РУП «Витебскэнерго» является не только образовательной площадкой, но и инновационным предприятием. Специалисты филиала разрабатывают различные электронные устройства, являющиеся частью системы Smart Grid, автоматизируют бизнес-процессы, занимаются кибербезопасностью, а также создают VR-тренажеры и корпоративное программное обеспечение. Одной из последних разработок команды стал электронный портал для энергетиков DoXit, который уже получил признание.

Идея создания электронного портала для энергетиков возникла, когда появилась необходимость оцифровать различные методические пособия, плакаты и инструкции для образовательного процесса. Портал создавался на основе обычного бесплатного конструктора сайтов в рамках небольшого стартапа, который в свое время стал победителем молодежного инновационного конкурса «100 идей для Беларуси». На тот момент идея была еще достаточно сырой, а конструктор сайтов не обладал необходимым функционалом.

От стартапа – к полноценному проекту

Электронный портал начал приобретать все большую популярность, поэтому было принято решение о превращении стартапа в полноценный проект «Электронный портал для энергетиков DoXit». Для филиала это был первый проект подобного рода, у его разработчиков не было полного понимания, что и как делать, приходилось много работать и постоянно изучать новое.

Для эффективного управления проектной деятельностью на пред-

приятии был создан «Офис управления проектами» (ОУП). В команду вошли профессионалы в своей области, горящие идеей проекта. Для создания прототипа будущего портала неоднократно проводились «мозговые штурмы» с участием руководства филиала. В результате идея начала активно развиваться.

Технологии

Для удобства и полного понимания между заказчиком и разработчиками макет и прототип портала создавался в онлайн-конструкторе, позволяющем взаимодействовать с интерфейсом прототипа и делать комментарии.

Автоматизация технологических процессов сборки, настройки и развертывания программного обеспечения, а также постановка задач разработчикам с разбивкой по приоритетам происходят в собственном репозитории GitLab. Использование GitLab помогает привить команде культуру, необходимую при создании любых корпоративных продуктов. Получилось это и у нас.

В ходе реализации проекта был внедрен инструмент для автоматизации тестирования веб-приложений,

позволяющий избавить тестировщиков от рутинной и монотонной работы.

Для создания DoXit программисты использовали новейшие технологии, в том числе:

- современный движок Elasticsearch, обеспечивающий мгновенный полнотекстовый поиск информации на портале;
- кластер Kubernetes, выполняющий быстрый запуск контейнеров, масштабирование и балансировку нагрузки.

При создании портала акцент делался на лаконичности и доступности информации. Разработчики исходили из того, что интерфейс должен быть удобным и понятным для каждого пользователя. Именно поэтому большинство отзывалось о портале положительно.

Функционал

Зайти на портал можно с любого браузера, набрав <https://doxit.by>.

Основные модули DoXit:

- **личный рабочий стол** для быстрого и наглядного доступа к актуальной информации;
- **библиотека материалов** с электронным формуляром документов,

расширенным поиском по категориям и хранением разного типа контента;

- **тесты с историей протокола.**

Модуль дает возможность создания и прохождения мультимедийных тестов, экзаменационных заданий на их основе, формирование итогового файла протокола;

- **корпоративный чат** для коммуникаций между работниками, обмена материалами, получения уведомлений, хранения сообщений на сервере организации.

Практические кейсы

- Использование Doxit в обучающих группах для удобного и постоянного доступа к расписанию занятий, материалам и курсам лекций.

- Накопление корпоративных знаний с помощью электронной библиотеки материалов.

- Создание различных мультимедийных тестов, в том числе для экзаменов, для единой системы тестирования персонала.

- Расширенные коммуникации (через модуль-чат можно обсудить с преподавателями и коллегами интересные вопросы, пересылать документы, получать уведомления).

- Создание тематических групп для размещения целевых материалов и обсуждения специализированных вопросов.

- Размещение на личном рабочем столе информации, которая должна быть всегда под рукой.

- Создание облачного документа для многопользовательской работы с ним.

Электронный портал для энергетиков DoXit – это информационный ресурс, объединяющий в себе корпоративную базу знаний, систему дистанционного обучения и социальную сеть. Данная разработка белорусских специалистов – первый современный инструмент образования, профессионального общения и обмена опытом в области энергетики, созданный в рамках цифровой трансформации отрасли.

Благодаря своим достижениям филиал «Учебный центр» РУП «Витебскэнерго» является центром компетенции по разработке программного обеспечения для ГПО «Белэнерго», а портал DoXit уже используется в энергосистеме Республики Беларусь.



А.В. ФИЛИППОВИЧ,
начальник сектора систем передачи и электропитающих
устройств управления электросвязи ГПО «Белэнерго»



ПЕРЕСМОТРЕНЫ НОРМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКИХ ПУНКТОВ И УЗЛОВ СДТУ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Комментарии к стандарту ГПО «Белэнерго» СТП 33240.48.151-2022

С 6 июля вступил в силу СТП 33240.48.151-2022 «Нормы технологического проектирования узлов средств диспетчерского и технологического управления энергосистем», утвержденный приказом ГПО «Белэнерго» от 02.06.2022 № 126. Документ введен взамен СТП 34.48.151 (РД 34.48.151) «Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем».

Нормы РД 34.48.151, утвержденного в 1972 году, были пересмотрены в связи со значительным изменением состава средств диспетчерского и технологического управления и нормативной документации, а также в целях реализации п. 11 Перечня по разработке научно-технических работ по развитию и функционированию электроэнергетики, разработке и пересмотру ТНПА и других работ (услуг), связанных с деятельностью входящих в состав ГПО «Белэнерго» организаций, на 2022 год, утвержденного приказом ГПО «Белэнерго» от 18.01.2022 № 26.

Новый стандарт предназначен прежде всего для унификации проектных решений. Документ устанавливает требования к проектированию узлов средств диспетчерского и технологического управления (СДТУ) в объединенной энергетической системе (ОЭС) Республики Беларусь и распространяется на возводимые и реконструируемые узлы СДТУ.

В стандарте пересмотрена классификация узлов СДТУ. Согласно новой редакции они подразделяются на центральные (ЦУ) и местные (МУ). К первой группе относятся ЦУ ГПО «Белэнерго», РУП-облэнерго и БелАЭС, ко второй – МУ электросетей и теплосетей, районов электрических сетей (РЭС), электростанций, подстанций и обслуживающих усилительных пунктов (ОУП). Изменена также классификация оборудования узлов СДТУ по категориям электроснабжения (в сторону ужесточения требований к надежности электроснабжения СДТУ).

Новый стандарт устанавливает, что основной тенденцией построения телекоммуникаций должна являться цифровизация сетей связи. Сеть должна создаваться на базе цифровых методов передачи и коммутации, обладать гибкой, легкоуправляемой структурой и высокими показателями качества и надежности.

Внесены изменения в перечень аппаратуры, устанавливаемой в линейно-аппаратном зале и аппаратной телемеханики: в него включены серверы сбора, обработки и хранения данных ТМ, программируемые логические контроллеры,

коммутаторы ЛВС и маршрутизаторы; исключены устройства телеграфной связи. Пересмотрены также перечни измерительных приборов, добавлены таблицы средств измерений электросвязи для волоконно-оптических линий связи и цифровых систем передачи.

Обновились требования к организации выхода абонентов производственно-технологической связи на сети связи общего пользования. Так, при присоединении сети электросвязи к сети электросвязи общего пользования должны применяться протоколы SIP и (или) системы сигнализации ОКС № 7 и (или) 30B+D (EDSS1) на местном уровне до 5000 номеров, соответствующие ТНПА в области электросвязи и рекомендациям МСЭ-Т и определяемые техническими условиями.

Устанавливается порядок построения ведомственной телефонной сети связи. При модернизации существующих, проектировании новых АТС должен учитываться иерархический принцип построения по звездообразной топологии с центральным узлом управления и закольцованными структурами в общей архитектуре сети связи Белорусской энергосистемы с возможностью создания единого поля нумерации. Отмечена необходимость применения в ОЭС Беларуси единой нумерации с учетом требований базовых стандартов к количеству цифр в номере и с распределением по областям. Нумерация должна быть разработана и утверждена соответствующим документом ГПО «Белэнерго». Короткий четырехзначный (трехзначный) номер является локальным номером для совершения внутриведомственных звонков в зоне обслуживания АТС.

В стандарте оговорен порядок организации диспетчерской связи на узлах СДТУ по трактам передачи с различной передающей средой, в том числе по SIP-протоколу и с цифровым потоком Е1. Документом также установлены требования к организации селекторной связи и видеоконференций, цифровым системам сбора и передачи данных.

Стандарт не распространяется на необслуживаемые регенерационные пункты и необслуживаемые усилительные пункты.



Д.М. ЛОСЕНКОВ,
инженер

О ПРОБЛЕМНЫХ ВОПРОСАХ В ОБЛАСТИ ВЫБОРА И ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНОЙ ПРОДУКЦИИ

При разработке проекта электроснабжения любого объекта необходимо решать вопросы выбора и прокладки кабельно-проводниковой продукции. Анализ требований нормативных правовых актов, действующих в данной области, указывает на явные противоречия между ними. Отдельные требования существенно устарели и не соответствуют современным подходам к устройству электроустановок.

Выбор сечений электрических проводников по нагреву производится в зависимости от расчетного тока. В настоящее время таблицы для выбора сечений проводников по допустимым длительным токам содержатся в следующих нормативных правовых актах (далее – НПА), действующих на территории Беларуси:

- Правила устройства электроустановок. Шестое издание, переработанное и дополненное (далее – ПУЭ);
- межгосударственный стандарт ГОСТ 31996-2012 «Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение 0,66; 1 и 3 кВ. Общие технические условия» (далее – ГОСТ 31996).

Подавляющее большинство проектов электроснабжения сегодня выполняется в соответствии с ПУЭ. При этом мало кто обращает внимание, что глава 1.3 «Выбор проводников по нагреву, экономической плотности тока и по условиям короны», в которой приведены таблицы допустимых длительных токов, была утверждена Главтехуправлением и Госэнергонадзором Минэнерго СССР еще в 1979 году. С учетом развития технологий производства и материалов для кабельно-проводниковой продукции за прошедшие более чем 40 лет содержание главы явно устарело. Кроме того, установленные в ней подходы к определению допустимых длительных токов учитывают далеко не все возможные особенности прокладки проводов и кабелей.

Следует отметить, что иностранные компании, осуществлявшие проектирование и строительство «под ключ» ряда объектов в Республике Беларусь, обосновывая выбор и способы прокладки кабельно-проводниковой продукции, ссылались на требования более современного стандарта МЭК 60364-5-52:2009 «Низковольтные электрические установки. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Электропроводки» (IEC 60364-5-52:2009 Low-voltage electrical installations. Part 5-52. Selection and erection of electrical equipment – Wiring systems; далее – МЭК 60364-5-52). В Российской Федерации на основе аутентичного перевода указанного стандарта с 01.01.2013 введен ГОСТ Р 50571.5.52-2011 «Электроустановки низковольтные. Часть 5-52. Выбор и монтаж электрооборудования. Элек-

тропроводки» (далее – ГОСТ Р 50571.5.52). В нашей стране этот стандарт не действует.

Во всех указанных НПА имеются таблицы допустимых длительных токов (допустимых токовых нагрузок), однако данные этих таблиц отличаются друг от друга. В качестве примера определим допустимый длительный ток для одного и того же кабеля при одинаковых условиях прокладки в соответствии с каждым из перечисленных нормативных правовых актов.

Для примера выбран кабель АВБбШв 3×185+1×95(1 кВ) [алюминиевые жилы, изоляция жил из поливинилхлоридного пластиката (далее – ПВХ), броня из стальных лент, без подушки под броней, защитный покров в виде выпресованного шланга из ПВХ].

Для сравнения полученных результатов приведем их к одинаковым расчетным условиям, за которые примем: прокладку в земле на глубине 0,7 м; температуру окружающей среды при прокладке +15 °С; удельное термическое сопротивление грунта 1,2 К·м/Вт.

Определим допустимый длительный ток для выбранного кабеля в соответствии с рассматриваемыми НПА.

Согласно ПУЭ, руководствуясь таблицей 1.3.7 и понижающим коэффициентом, указанным в примечании к ней, получим

$$I_{\text{длит}} = 0,92 \times 385 = 354,2 \text{ А.}$$

При определении допустимого длительного тока для выбранного кабеля согласно ГОСТ 31996, руководствуясь таблицей 21, получим

$$I_{\text{длит}} = 312 \text{ А.}$$

Понижающий коэффициент в данном случае не применяется в соответствии с примечанием (**) к таблице, поскольку выбранный кабель имеет жилы неравного сечения.

Согласно ГОСТ Р 50571.5.52, с учетом отнесения ПВХ к термопластичной изоляции и способу монтажа D2, следует руководствоваться графой 8 таблицы В.52.4, а также

поправочными коэффициентами для приведения допустимой токовой нагрузки кабеля:

– к температуре окружающей среды при прокладке в земле +15 °С – согласно таблице В.52.15 (в таблице приведены поправочные коэффициенты для кабелей, проложенных в трубах в земле, однако исходя из указаний таблицы 52.1 их необходимо применять и при прокладке непосредственно в земле):

$$K_{\text{тем}} = 1,05;$$

– к удельному термическому сопротивлению грунта 1,2 К·м/Вт – исходя из данных таблицы В.52.16 с использованием метода линейной интерполяции:

$$K_{\text{грунт}} = 1,5 + \frac{1,2-1}{1,5-1} \cdot \frac{1,28-1,5}{1} = 1,412.$$

С учетом приведенных коэффициентов допустимый длительный ток по ГОСТ Р 50571.5.52 составит

$$I_{\text{длит}} = 214 \times 1,05 \times 1,412 = 317,3 \text{ А}.$$

Результаты расчета сведем в таблицу.

Допустимый длительный ток для кабеля АВБбШв 3×185+1×95(1кВ) при прокладке в земле в сопоставимых условиях согласно требованиям различных НПА

Нормативный правовой акт	Используемые для расчета данные	Допустимый длительный ток, А
ПУЭ	Таблица 1.3.7	354,2
ГОСТ 31996	Таблица 21	312,0
ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52)	Таблицы В.52.4, В.52.15, В.52.16	317,3

Как видно из примера, значения допустимых длительных токов, определенные в соответствии с различными НПА, разнятся. Значение, рассчитанное в соответствии с ПУЭ, существенно выше рассчитанных по ГОСТ 31996 и ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52). Эта разница будет еще больше, если принять во внимание тот немаловажный факт, что допустимые длительные токи для кабелей с пластмассовой изоляцией в ПУЭ приведены для температуры жил +65 °С (параграф 1.3.10), а в ГОСТ 31996 (таблица 18) и ГОСТ Р 50571.5.52 (таблица В.52.4) – для температуры жил +70 °С в соответствии с нормативом для современных кабелей.

Таким образом, налицо коллизия НПА – несогласованность их положений, регулирующих одни и те же общественные отношения. Согласно части первой статьи 70 Закона Республики Беларусь от 17.07.2018 № 130-З «О нормативных правовых актах» (далее – Закон об НПА) в случае коллизии субъекты правоотношений обязаны руководствоваться предписаниями НПА большей юридической силы.

В связи с этим необходимо рассмотреть вопрос о юридической силе перечисленных НПА.

1. ГОСТ Р 50571.5.52, как отмечено выше, является НПА Российской Федерации и юридической силы в Республике Беларусь не имеет. Ссылка на него в данной статье обусловлена исключительно необходимостью продемонстрировать более углубленные подходы к выбору проводников, предусмотренные в действующих стандартах МЭК.

2. ПУЭ до настоящего времени имеет в Республике Беларусь весьма неопределенный статус.

Согласно статье первой Закона Республики Беларусь от 28.05.1999 № 261-З «О применении на территории Республики Беларусь законодательства СССР» в случае отсутствия законодательства Республики Беларусь, регулирующего соответствующие общественные отношения, на ее территории применяются акты законодательства СССР, регламентирующие данные отношения и не противоречащие законодательству республики.

При этом согласно пункту 3.10 Декрета Президента Республики Беларусь от 23.11.2017 № 7 «О развитии предпринимательства» НПА (в том числе технические) СССР и БССР, регулирующие порядок и условия осуществления экономической деятельности, не являются обязательными для применения (соблюдения) на территории страны.

ПУЭ не подпадают ни под один из видов НПА, предусмотренных статьями 12–20 Закона об НПА. Кроме того, ПУЭ не являются и техническим НПА согласно требованиям главы 3 Закона об НПА, в том числе техническим НПА, не относящимся к области технического нормирования и стандартизации (часть 2 статьи 26 указанного Закона).

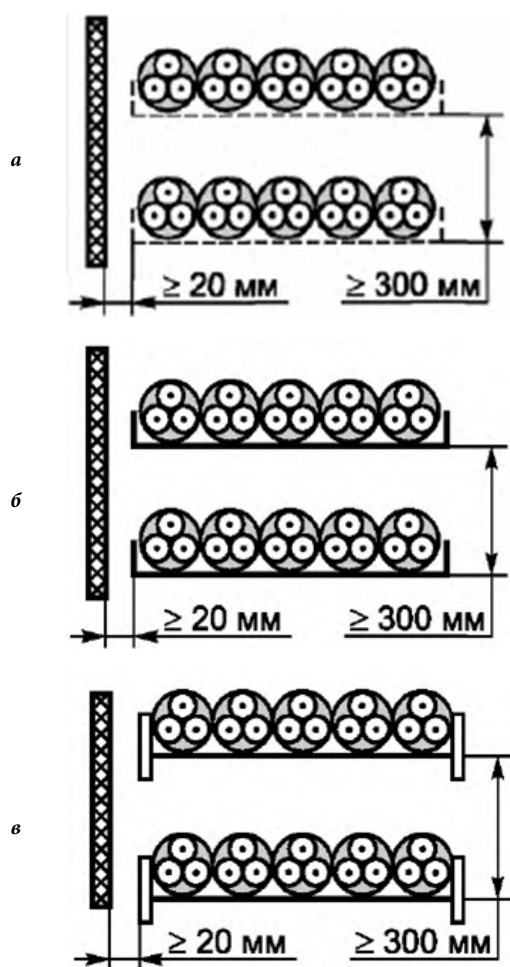
При этом в нашей стране действует Перечень технических нормативных правовых актов, взаимосвязанных с техническим регламентом ТР 2009/013/ВУ, утвержденный постановлением Министерства архитектуры и строительства Республики Беларусь от 04.03.2016 № 7. В соответствии с пунктом 97 данного перечня параграфы 1.2.17–1.2.20 и главы 2.1, 2.3, 7.2, 7.7 ПУЭ взаимосвязаны со статьями 5 и пунктами 3.1–3.3 ТР 2009/013/ВУ. Указанный пункт 97 содержится в подразделе «Другие технические НПА», что подразумевает отнесение ПУЭ к таковым. В то же время ссылка на главу 1.3 ПУЭ в вышеуказанном перечне отсутствует.

3. Межгосударственный стандарт ГОСТ 31996 введен в действие постановлением Госстандарта Республики Беларусь от 11.11.2014 № 50 в качестве государственного стандарта Республики Беларусь с 01.01.2016.

Разделы 1–6 и 9–11 ГОСТ 31996 указаны в пункте 57 Перечня стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011). Перечень утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 16.08.2011 № 768 наряду с самим техрегламентом.

Согласно пункту 1 статьи 23 Закона Республики Беларусь от 05.01.2004 № 262-З «О техническом нормировании и стандартизации» (далее – Закон о техническом нормировании и стандартизации) государственные стандарты в общем случае являются добровольными для применения. Однако пунктом 5 указанной статьи предусмотрено исключение – в случае, когда в техническом регламенте Республики Беларусь дана ссылка на государственный стандарт, требования этого стандарта становятся обязательными для соблюдения, если добровольность его применения не установлена соответствующим техническим регламентом.

Подчеркнем, что данное положение распространяется только на техрегламенты Республики Беларусь. Соответственно, стандарты, включенные в перечни стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований ТР ЕАЭС (ТС), не являются обязательными.



Варианты прокладки кабелей вплотную на перфорированных (а), неперфорированных (б) и лестничных (в) лотках, предусмотренные ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52)

Добавим, что коллизия с допустимыми длительными токами имела место и раньше, однако в советский период действовали разъяснения Главтехуправления Минэнерго СССР (сборник ВГПИ ТПЭП «Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок», 1989 г., выпуск 5), которыми устанавливался приоритет ПУЭ: «...при проектировании необходимо руководствоваться значениями допустимых длительных токов проводов и кабелей общепромышленного исполнения, указанными в главе 1.3. ПУЭ, а не в стандартах или ТУ на кабели и провода». При этом определить юридическую силу такого документа, как «разъяснения Главтехуправления Минэнерго СССР», в настоящее время невозможно.

С учетом вышеизложенного приходится сделать вывод, что в Республике Беларусь отсутствует обязательный для соблюдения технический НПА, регламентирующий выбор сечений электрических проводников по нагреву.

Вопрос выбора сечений кабельно-проводниковой продукции является не единственным проблемным вопросом ПУЭ в области выбора проводников и канализации электроэнергии. Так, глава 2.3 ПУЭ содержит весьма спорные требования в части совместной прокладки кабелей.

Согласно параграфу 2.3.123 и таблице 2.3.1 ПУЭ наименьшее расстояние по вертикали и горизонтали в свету между одиночными силовыми кабелями напряжением

до 35 кВ при прокладке в кабельных сооружениях должно быть не менее диаметра кабеля. Напомним, что:

- параграфом 2.1.1 ПУЭ требования главы 2.3 распространяются в том числе на небронированные силовые кабели напряжением до 1 кВ с сечением фазных жил более 16 мм²;
- согласно части второй параграфа 2.3.134 ПУЭ указанное расстояние в свету между кабелями должно соблюдаться и при прокладке КЛ в производственных помещениях.

При этом ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52) разрешает прокладку кабелей вплотную друг к другу. Так, согласно таблице В.52.20 данного стандарта допускается прокладка групп многожильных кабелей вплотную на перфорированных, неперфорированных и лестничных лотках (см. рисунок). При этом необходимо применение понижающих коэффициентов к допустимым токовым нагрузкам, значения которых приведены в указанной таблице.

Согласно требованиям параграфа 2.3.124 ПУЭ при прокладке КЛ в кабельных сооружениях запрещена многослойная прокладка силовых кабелей (область применения главы 2.3 ПУЭ указана выше). При этом в примечании 2 к таблице В.52.20 ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52) вариант многослойной прокладки допускается при условии дополнительного снижения приведенных в таблице коэффициентов к допустимым токовым нагрузкам.

В параграфе 2.3.86 ПУЭ установлено ограничение для параллельной прокладки КЛ непосредственно в земле – расстояние по горизонтали в свету между силовыми кабелями напряжением до 10 кВ должно быть не менее 100 мм. В то же время согласно таблице В.52.18 ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52) возможна прокладка кабелей вплотную с применением понижающих коэффициентов к допустимым токовым нагрузкам. В данной таблице также установлены коэффициенты, применяемые при расстояниях между кабелями, превышающих нормируемые ПУЭ. Кроме того, из таблицы следует, что количество кабелей в одной траншее может достигать двадцати (!), что в разы превышает рекомендуемые параграфом 2.3.25 ПУЭ шесть кабелей. Применение понижающих коэффициентов, безусловно, ведет к удорожанию проекта (особенно при значительном количестве кабелей большого сечения), однако в определенных ситуациях это может стать спасительным решением.

С учетом изложенного можно сделать вывод о том, что многие варианты совместной прокладки кабелей, при которых возможно их тепловое воздействие друг на друга, ПУЭ просто не рассматривают, устанавливая соответствующие запреты и ограничения. При этом более современные ТНПА такие варианты допускают и приводят обоснованные числовые характеристики, позволяющие учесть такие тепловые воздействия.

В целом необходимо отметить, что глава 1.3 ПУЭ, регламентирующая выбор сечений проводов и кабелей для электроустановок зданий, предусматривает небольшое количество способов монтажа – всего пять вариантов: в воздухе, в земле, в трубе (для проводов с резиновой и ПВХ-изоляцией – вне зависимости от места прокладки трубы), в лотке и в коробе. ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52) учитывает гораздо больше особенностей прокладки и содержит данные для десяти рекомендуемых способов монтажа, формирующих базу для расчета допустимых токовых нагрузок.

Требования ПУЭ не только не берут в расчет характеристики современных видов кабельно-проводниковой про-

дукции и электромонтажных изделий, но и в ряде случаев формально делают невозможным их применение. Так, например, в примечании (*) к таблице 2.3.1 ПУЭ установлена предельная полезная длина консоли горизонтальных конструкций кабельных сооружений – 500 мм на прямых участках трассы. При этом в настоящее время отечественные и зарубежные производители металлоконструкций выпускают кабельные лотки шириной 600 мм и соответствующие консоли к ним. Отметим также, что значения допустимых длительных токов, приведенные в ПУЭ, не учитывают, например, более высокую максимальную рабочую температуру кабелей с терморезистивными видами изоляции.

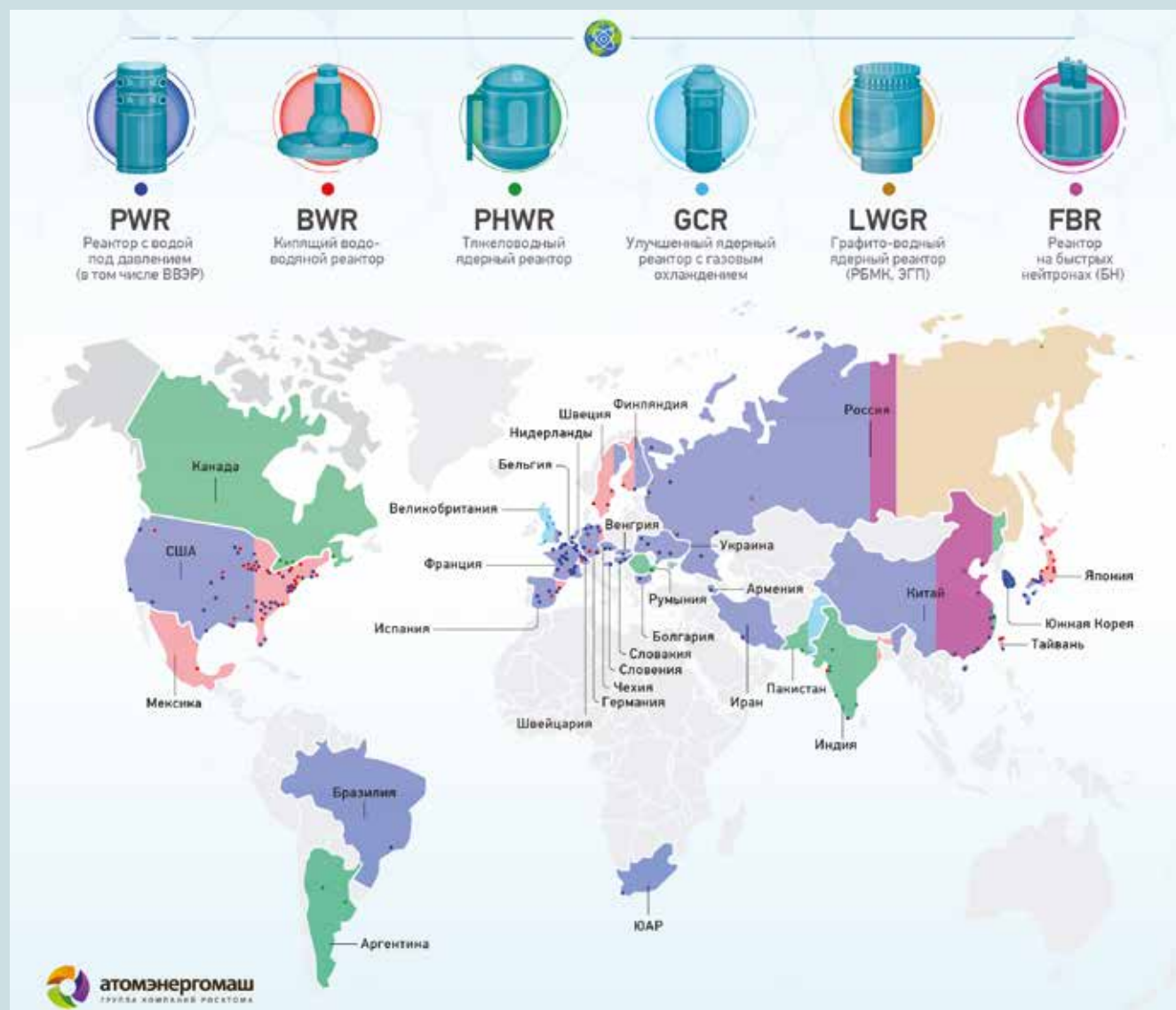
Ряд воздействий, которые могут негативно влиять на функционирование системы электроснабжения, ПУЭ вообще не рассматривают, поскольку на момент разработки документа это еще не было актуально. Так, глава 1.3 не содержит никаких указаний об учете влияния токов высших гармоник в трехфазной сети на выбор сечения нейтрального провод-

ника. В последнее время, в условиях насыщенности электрических сетей как общественных, так и промышленных зданий нелинейными электроприемниками, эта проблема является достаточно острой. При этом ГОСТ Р 50571.5.52 (МЭК 60364-5-52) устанавливает дополнительные требования для выбора проводников в таких случаях (см. пункт 523.6.3, приложение Е).

Следует сделать однозначный вывод о том, что требования ПУЭ в части выбора и способов прокладки кабельно-проводниковой продукции основательно устарели. Современные технические реалии зачастую ими вообще не учитываются, что существенно затрудняет (а в некоторых случаях делает невозможным) реализацию общемировых подходов в данной области. Ввиду сложившейся ситуации явно требуется определить правовой статус Правил устройства электроустановок и, если соответствующее решение будет принято, – переработать главы 1.3, 2.1 и 2.3.

К сведению

Ядерные реакторы, применяемые в мире



НАЦИОНАЛЬНЫЙ ФОНД ТНПА – ЭНЕРГЕТИКЕ



НОВЫЕ ГОСУДАРСТВЕННЫЕ СТАНДАРТЫ

С 1 октября 2022 года вводится в действие **СТБ EN 1359-2022 «Счетчики газа. Счетчики газа мембранного типа»**. Стандарт устанавливает требования к конструкции, эксплуатации, безопасности и изготовлению счетчиков газа мембранного типа класса точности 1,5 и методы их испытаний. Документ распространяется на счетчики газа мембранного типа с одним или двумя коаксиальными соединительными патрубками для измерений объемов горючих газов 1, 2 и 3-го семейств согласно EN 437. Данные счетчики используются при максимальных значениях рабочего давления до 0,5 бар, и максимальном значении расхода газа до 160 м³/ч в минимальном диапазоне значений температуры окружающей среды от –10 °С до +40 °С и установленном изготовителем минимальном диапазоне температур газа не менее 40 К.

С 1 ноября 2022 года вводится в действие **СТБ 2608-2022 «"Умный город". Типовая архитектура информационно-коммуникационных технологий. Структура бизнес-процессов»**. Стандарт распространяется на области городского управления и хозяйства, где широко используются информационно-коммуникационные технологии, и применяется для определения концепции, структуры, методов и системы бизнес-процессов «умного города».

Указанные бизнес-процессы предназначены для создания унифицированной системы представления данных и знаний, используемой как организациями «умного города», так

и внешними организациями (другими «умными городами») с целью снижения затрат и рисков от использования и развития систем умного города.

Бизнес-процессы могут также использоваться для определения стандартной структуры, терминологии и классификации внутренних операций организаций «умного города» и функций его отраслей, выявления и описания ключевых процедур в отдельно взятом «умном городе», унификации процессов для различных «умных городов», а также для оценки эффективности результатов их функционирования.

С 1 января 2023 года начнет действовать **ГОСТ IEC 61869-4-2022 «Трансформаторы измерительные. Часть 4. Дополнительные требования к комбинированным трансформаторам»**. Стандарт распространяется на вновь изготовленные (не бывшие в эксплуатации) комбинированные трансформаторы, предназначенные для использования с электрическими измерительными приборами и электрическими защитными устройствами при номинальной частоте от 15 до 100 Гц. Требования и методы испытаний, регламентированные данным стандартом, являются дополнительными к требованиям и методам испытаний согласно IEC 61869-1, IEC 61869-2 и IEC 61869-3, которые распространяются на трансформаторы тока, индуктивные трансформаторы напряжения, а также на комбинированные измерительные трансформаторы.

НОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ СТАНДАРТЫ

Стандарты Международной организации по стандартизации (ISO)

ISO 37110:2022 «Устойчивые города и сообщества. Требования и рекомендации по управлению открытыми данными для умных городов и сообществ. Обзор и общие принципы» (принят 14.06.2022).

Стандарты Международной электротехнической комиссии (IEC)

IEC TS 62933-2-2:2022 «Системы хранения электроэнергии (EES). Часть 2-2. Единичные параметры и методы испытаний. Применение и эксплуатационные испытания» (принят 26.04.2022);

IEC 61558-2-14:2022 «Безопасность трансформаторов, реакторов, блоков питания и их комбинаций. Часть 2-14.

Дополнительные требования и испытания регулировочных трансформаторов и блоков питания с регулировочными трансформаторами общего применения» (принят 02.05.2022);

IEC 62619:2022 «Аккумуляторы и аккумуляторные батареи, содержащие щелочные или другие неокислотные электролиты. Требования безопасности к литиевым аккумуляторам и аккумуляторным батареям для использования в промышленности» (принят 24.05.2022);

IEC TR 62681:2022 «Характеристики электромагнитные воздушных линий электропередачи постоянного тока высокого напряжения (HVDC)» (принят 25.05.2022);

IEC 62055-31:2022 «Измерение электропотребления. Системы оплаты. Часть 31. Дополнительные требования. Статические счетчики оплаты активной энергии (классы 0,5, 1 и 2)» (принят 21.06.2022).

Дополнительную информацию вы можете найти на сайтах:

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

Госстандарта – gosstandart.gov.by БелГИСС – belgiss.by

Телефон «горячей линии» Национального фонда ТНПА – +375 17 269-68-74

Законы Республики Беларусь

Закон Республики Беларусь от 10.10.2022 № 208-З

«О регулировании безопасности при использовании атомной энергии»

Закон принят в целях укрепления и поддержания должного уровня ядерной и радиационной безопасности при использовании атомной энергии.

Кроме того, правовым актом предусмотрена корректировка законов: от 07.01.2012 № 340-З «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения»; от 18.06.2019 № 198-З «О радиационной безопасности».

Основные положения Закона вступают в силу через год после его официального опубликования.

Указы Президента Республики Беларусь

Указ Президента Республики Беларусь от 06.10.2022 № 354

«О расчетах за природный газ, электрическую и тепловую энергию»

Внесены изменения в Указ от 22.12.2010 № 670 «О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии».

Установлено, что с 1 июля по 31 декабря 2022 года задолженность потребителей за энергоресурсы, отпущенные газо- и энергоснабжающими организациями, образовавшаяся с 1 января 2022 года, подлежит погашению без ее пересчета в связи с изменением соотношения установленного Нацбанком официального курса белорусского рубля к иностранной валюте, используемой для расчетов за энергоресурсы, на дату погашения этой задолженности.

Указ вступил в силу с 9 октября 2022 года.

Постановления Совета Министров Республики Беларусь

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 23.08.2022 № 541

«Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169»

Изложен в новой редакции межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, утвержденный постановлением Совмина от 01.03.2016 № 169. Актуализированный документ включает 187 мероприятий, которые обеспечат суммарную установленную мощность 933,17 МВт. Планируется, что прирост потребления электрической энергии составит 2,5 млрд кВт·ч.

Постановление вступило в силу с 26 августа 2022 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 02.09.2022 № 580

«О порядке использования высвободившихся средств»

Утверждены:

– Положение о порядке использования высвободившихся средств при приобретении электрической энергии, производимой из возобновляемых источников энергии;

– Положение о комиссии по использованию высвободившихся средств при приобретении электрической энергии, производимой из возобновляемых источников энергии.

Высвободившиеся средства могут направляться на:

- снижение тарифов на электроэнергию для юрлиц и ИП;
- финансирование строительства (возведения, реконструкции) электросетей энергоснабжающих организаций, развития госсети для зарядки электромобилей;
- финансирование строительства энергоисточников на местных видах топлива в рамках госпрограмм;
- финансирование проектов, реализуемых производителями энергии из ВИЭ по поручениям Президента и Правительства, принятых до 1 июня 2022 года;
- иные цели, связанные с формированием энергетической политики, обеспечением энергобезопасности страны, определяемые комиссией.

Решение о направлениях использования высвободившихся средств принимает комиссия по результатам рассмотрения представленного Минэнерго расчета планового размера таких средств:

- на 2022 год – до 10 октября 2022 года;
- на последующие годы – до 1 декабря на этапе формирования тарифов на электрическую энергию на очередной расчетный период.

Постановление вступило в силу с 7 сентября 2022 года.

Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 29.09.2022 № 654

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

Приложение к постановлению Совмина от 31.12.2010 № 1932 «Об установлении ставок вывозных таможенных пошлин в отношении нефти сырой и отдельных категорий товаров, выработанных из нефти» изложено в новой редакции.

Установлены ставки экспортных пошлин на следующие товары (за 1000 кг):

- сырая нефть, мазут, битум нефтяной, вазелин и парафин, отработанные нефтепродукты – 44,4 долл. США;
- прямогонный бензин – 24,4 долл. США;
- товарные бензины, дизельное топливо, легкие, средние дистилляты, бензол, толуол, ксилолы, масла смазочные – 13,3 долл. США.

Постановление вступило в силу с 1 сентября 2022 года.

Министерство антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 16.08.2022 № 51

«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 3 сентября 2018 г. № 73»

Внесены изменения в постановление МАРТ от 03.09.2018 № 73 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии».

Утверждены новые коэффициенты к тарифам на электроэнергию, производимую из возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

В частности, для ряда установок ВИЭ, указанных в пп. 1.1, 1.3 и 1.4 постановления МАРТ от 03.09.2018 № 73, применяются минимальные стимулирующие коэффициенты согласно приложениям 1–3 к постановлению вне зависимости от периода эксплуатации установок.

При отклонении более чем на 5 % в сторону увеличения от объемов, предусмотренных сводными суточными почасовыми графиками выработки установками электрической энергии, доведенными энергоснабжающими организациями ГПО «Белэнерго», для установок, указанных в пп. 1.2–1.4 постановления № 73, за исключением установок суммарной установленной мощностью до 1 МВт, применяются коэффициенты:

- в ночные часы минимальных нагрузок энергосистемы (с 23:00 до 6:00) – 0,2;
- в остальное время суток – 0,3.

Постановление вступило в силу с 2 сентября 2022 года.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 07.09.2022 № 55

«О порядке определения и применения цены на природный газ, реализуемый открытым акционерным обществом «Газпром трансгаз Беларусь»»

Установлены формулы:

– для определения ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» отпускной цены в белорусских рублях на природный газ, поставляемый в Республику Беларусь ПАО «Газпром» и реализуемый ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, с 1 июля по 31 июля 2022 года (включительно) и с 1 августа по 31 декабря 2022 года (включительно);

– для определения отпускной цены на природный газ в случае, если в период с 1 августа по 31 декабря 2022 года (включительно) на день зачисления денежных средств за поставленный природный газ от юридических лиц и индивидуальных предпринимателей на расчетные счета ПАО «Газпром» и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» официальный курс российского рубля к доллару США, установленный Центральным банком Российской Федерации, составил менее 75 рос. руб. за 1 долл. США;

– для пересчета цен на природный газ в период с 1 июля по 31 июля 2022 года (включительно) и с 1 августа по 31 декабря 2022 года (включительно) при отклонении фактической среднемесячной теплоты сгорания от расчетной цены на природный газ.

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 07.09.2022 № 56

«Об определении порядка индексации цен на природный газ, реализуемый открытым акционерным обществом «Газпром трансгаз Беларусь»»

Установлены формулы индексации цен на природный газ, отпускаемый ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» юридическим лицам и индивидуальным предпринимателям, применяемых при оплате (определении стоимости отпуска потребителю) природного газа:

- в период с 1 июля по 31 июля 2022 года (включительно);
- с 1 августа 2022 года.

Из постановления МАРТ от 13.06.2018 № 47 «Об определении порядка индексации цен на природный газ и тарифов на электрическую и тепловую энергию» исключена аналогичная формула индексации цен на природный газ с 1 июля 2022 года.

Постановление вступило в силу с 10 сентября 2022 года и распространяет свое действие на отношения, возникшие с 1 июля 2022 года.

Министерство по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь

Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 18.08.2022 № 48

«Об утверждении норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности»

Утверждены требования к пунктам хранения ядерных материалов и радиоактивных отходов. Документ содержит нормы и правила по обеспечению ядерной и радиационной безопасности на таких объектах.

Правилами установлены технические требования к радиационным объектам, безопасному обращению с источниками ионизирующего излучения, в том числе при размещении и оценке безопасности:

- пунктов хранения ядерных материалов, отработавших ядерных материалов;
- пунктов хранения радиоактивных отходов;
- пунктов захоронения радиоактивных отходов.

Постановление вступило в силу с 1 октября 2022 года.

Совместные постановления республиканских органов государственного управления

Постановление Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 12.09.2022 № 59/25

«Об изменении постановления Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь и Министерства энергетики Республики Беларусь от 27 февраля 2017 г. № 15/6»

Внесены изменения в утвержденную постановлением МАРТ и Минэнерго от 27.02.2017 № 15/6 Инструкцию по определению групп потребителей электрической и тепловой энергии, по которым могут дифференцироваться тарифы на электрическую и тепловую энергию.

Инструкция дополнена новой тарифной группой «Электрическая энергия, используемая супербыстрыми зарядными станциями, предназначенными для зарядки электромобилей», также дано определение термина «супербыстрые зарядные станции».

Введена новая категория потребителей «Организации, осуществившие строительство объектов электрической инфраструктуры и передачу указанных объектов энергоснабжающим организациям», определены критерии и порядок отнесения потребителей к данной категории и тарифным группам.

Снижено пороговое значение объема потребления электрической энергии, исчисляемого с начала каждого календарного года, с 25 до 15 млн кВт·ч для отнесения потребителей к категориям «Организации, осуществляющие обработку данных, предоставление услуг по размещению информации и связанную с этим деятельность» и «Энергоёмкие потребители».

Постановление вступило в силу с 29 сентября 2022 года.



ПО ИТОГАМ ENERGY EXPO 2022



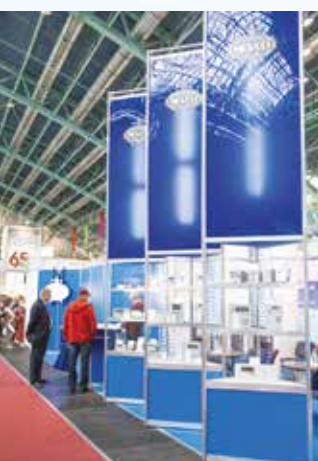


Фото собственных корреспондентов, а также ЗАО «Техника и коммуникации»

электронная информационная система



БЕЛЭНЕРГО
государственное производственное объединение
электроэнергетики

ЭНЕРГОДОКУМЕНТ

нормативные технические документы по электроэнергетике

energodoc.by



ТНПА

В ЭНЕРГЕТИКЕ

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ИЗДАНИЯ

КУПИТЬ

ЭИС «ЭНЕРГОДОКУМЕНТ» —

полнотекстовая база нормативных документов
в сфере электроэнергетики, действующих
в Республике Беларусь:

- ✓ порядка 3000 документов
- ✓ свыше 1000 отраслевых технических документов
- ✓ электронные тексты, аутентичные оригинальным
- ✓ регулярная актуализация ЭИС
- ✓ более 100 000 пользователей ежемесячно