

ИНТЕР  РАОЕЭС

119435, Российская Федерация, г. Москва, ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40 | Факс: +7 (495) 664-88-41
www.interrao.ru, editor@interrao.ru

Эмин АСКЕРОВ –
о развитии сегмента
накопителей
энергии

14

Эксперт-клуб:
древнейшая проблема
энергорынка – перекрёстное
субсидирование

18

Традиции светового
украшения городов
к новогодним
праздникам

30

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

журнал об энергетике России

№ 6 (65) декабрь 2020 – январь 2021

ИНТЕР  РАО ЕЭС

ПГУ попросили подождать

1 декабря «Системный оператор» объявил результаты КОММод-2026. Отбор проектов модернизации ТЭС на 2026 год удалось провести с пятой попытки, отделив от конкурса по газовым турбинам, который опять отложен до весны.

Стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендирование
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

раздел
**ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ**
на сайте peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ:

Тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 115,
e-mail: e_bryleva@mlgr.ru

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

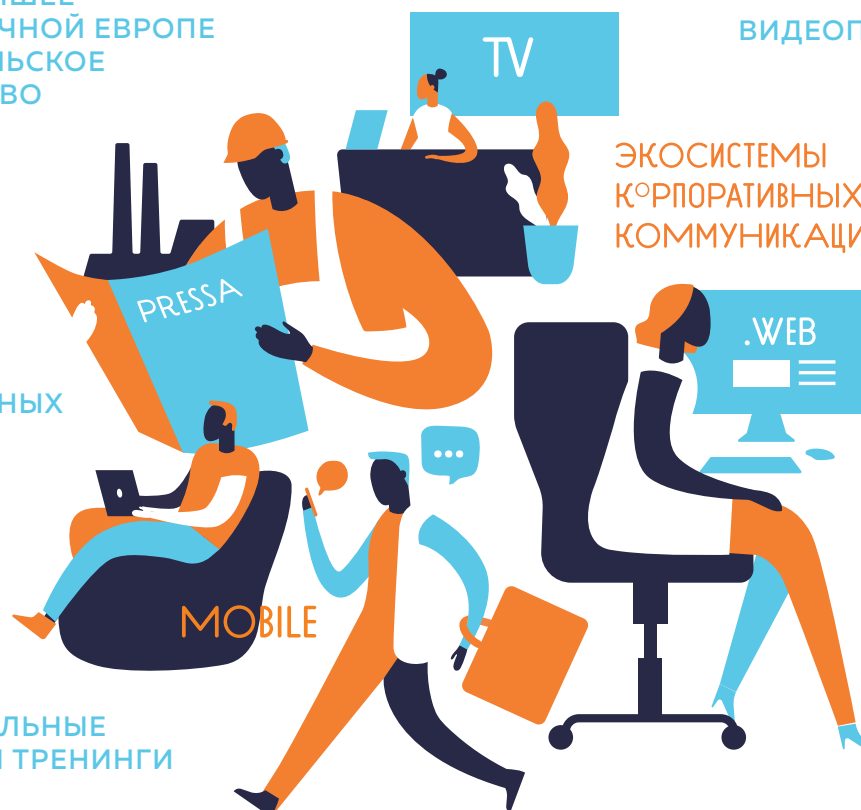
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
МРСК ЦЕНТРА
МРСК УРАЛА
ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОЭСК
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

ЛУКОЙЛ
РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
СТРОЙГАЗМОНТАЖ
СУЭК
БАШНЕФТЬ
ДТЭК
ЭНЕРГОПРОМ
СТНГ
ГАЗПРОМ ПХГ
ЯМАЛ СПГ
ШТОКМАН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

Мобильные приложения

ИНТЕР РАО

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

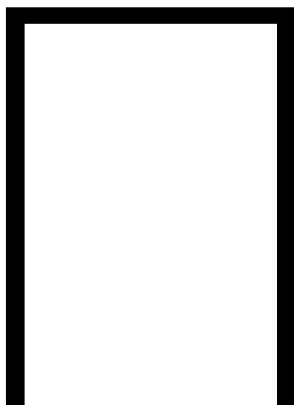
Пресса, книги, сувенирка, видео, годовые отчёты, инфографика, обучение

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

Уважаемые читатели!



одводя итоги 2020 года, нельзя не отметить, что этот год оказался предельно сложным не только для России, но и для всего мира. Начавшаяся в конце 2019 года пандемия коронавируса к весне стала главной головной болью большинства стран и мировой экономики в целом.

Стремительно распространившийся по планете COVID-19 нарушает привычный распорядок жизни. На фоне форс-мажора регуляторам и участникам российского энергорынка так и не удалось согласовать условия отбора проектов модернизации ТЭС с использованием газовых турбин. Отбор планировалось провести ещё в апреле, но после многократных переносов теперь он отложен до весны 2021 года. О результатах всё же состоявшегося КОММода на 2026 год и ситуации с отбором газотурбинных проектов мы рассказываем в главном матери-

але этого номера и традиционной рубрике «Инфографика».

Ещё более трудным 2020 год оказался для бытового сектора. В начале года преобладали позитивные новости: сначала генераторы и «Россети» договорились о реструктуризации долгов регионов Северного Кавказа, являющихся ключевыми неплательщиками в стране. В первом полугодии сбыты активно готовились к предстоящему лицензированию: контрольный механизм должны были запустить 1 июля, но в последний момент отменили по решению правительства. После этого главные новости о жизни сетевого комплекса стали приходить из уголовных хроник. О приговоре по делу «Оборонэнергосбыта» и аресте руководства «ТНС энерго» – ключевых событиях второго полугодия в бытовом сегменте – вы также сможете прочитать в этом номере. Кроме того, в рубрике «Эксперт-клуб» мы предлагаем вашему вниманию всесторонний разбор проблемы перекрёстного субсидирования в российской энергетике, обострившейся на фоне падения потребления.

Но кризис, как всегда, – это не только время проблем, но и период открытия новых возможностей. Коронавирусное сокращение мирового энергопотребления обострило вопрос энергетической трансформации: топовой темой стала водородная энергетика, но дополнительное внимание получили все инновационные сектора. Так, «Росатом» заявил о планах к 2030 году занять 40% формирующегося в России рынка накопителей энергии. Беседу с главой профильного интегратора атомищиков – компании «РЭНЕР» – Эмином АСКЕРОВЫМ об амбициозности этих планов и необходимой господдержки вы найдёте в рубрике «Интервью».

Ну и как всегда, в каждом номере «Энергии без границ» – актуальные новости, независимые комментарии и другая полезная и интересная информация.

С Новым годом и приятного чтения!

С наилучшими пожеланиями,
редакция журнала «Энергия без границ»

СОДЕРЖАНИЕ



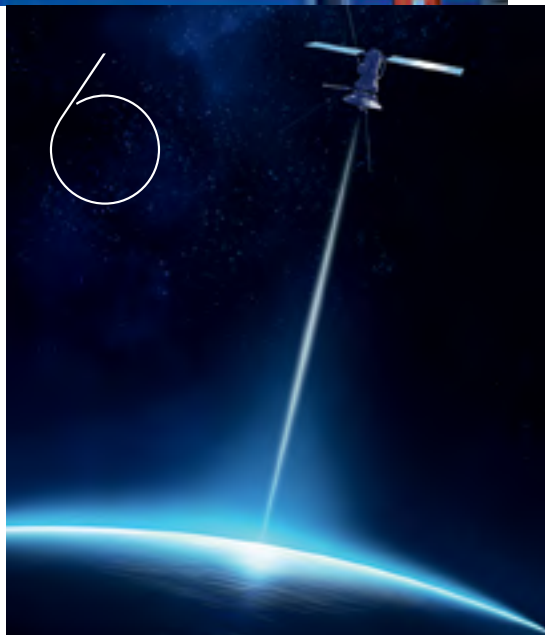
4 Новости

6 Энергетика в мире

8 Тема номера

ПГУ попросили подождать

1 декабря «Системный оператор» объявил результаты КОММод-2026. Отбор проектов модернизации ТЭС на 2026 год удалось провести с пятой попытки, отделив от конкурса по газовым турбинам, который опять отложен. К весне регуляторы и участники рынка должны договориться о ценовых условиях надстройки паросиловых установок (ПСУ) газовыми турбинами.



13 Инфографика

КОМ для модернизации

Результаты конкурентного отбора мощности для модернизации с вводами в 2026 году и сводные итоги КОММод на 2022–2026 годы.

14 Интервью



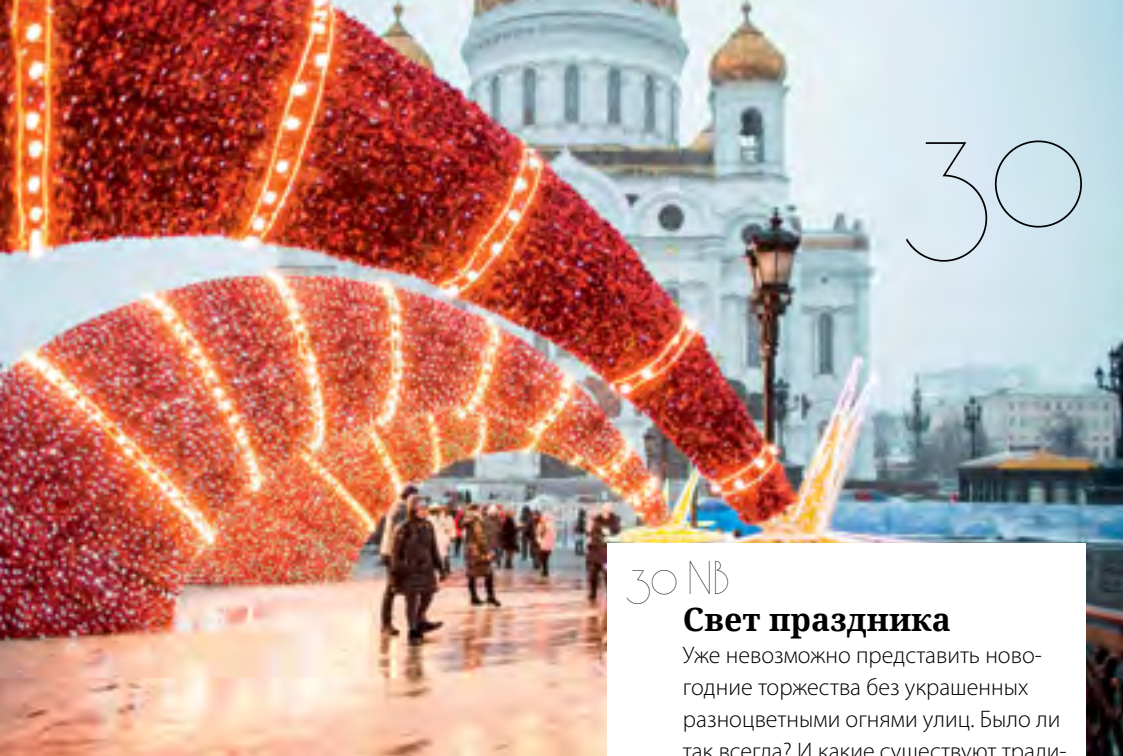
Эмин АСКЕРОВ: «Для развития сегмента накопителей необходимы поддержка электротранспорта и изменение норм техрегулирования»

О текущих раскладах в секторе производства накопителей энергии и перспективах локализации производства беседуем с генеральным директором отраслевого интегратора «Росатома» по системам накопления энергии «РЭНЕРА».

18 Эксперт-клуб

Древнейшая проблема энергорынка

Обсуждаем с отраслевыми экспертами возможные пути решения проблемы перекрёстного субсидирования, мешающей построению полноценных рыночных отношений в электроэнергетике.



30

30 NB

Свет праздника

Уже невозможно представить новогодние торжества без украшенных разноцветными огнями улиц. Было ли так всегда? И какие существуют традиции в световом оформлении городов? Обо всём этом – в нашей публикации.



Учредитель и издатель:

ПАО «Интер РАО»

№ 6 (65), декабрь 2020 – январь 2021

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

Адрес редакции:
119435, Россия, г. Москва,
ул. Большая Пироговская, д. 27, стр. 2
Тел.: +7 (495) 664-88-40
Факс: +7 (495) 664-88-41
editor@interrao.ru

Главный редактор:
Владимир Александрович КНЯЗЕВ
Шеф-редактор:
Александр КЛЕНИН

Редакционный совет ПАО «Интер РАО»:
Александра ПАНИНА, член правления –
врио руководителя блока трейдинга
Павел ОКЛЕЙ, член правления – руководитель
блока производственной деятельности
Сергей ПИКИН, директор Фонда энергетического
развития
Лариса СИЛКИНА, заместитель главы
представительства Electricité de France в России
Юрий ШАРОВ, член правления – руководитель
блока инжиниринга

коммуникационная группа
MEDIALINE



12+

105082, г. Москва, ул. Большая Почтовая,
д. 43–45, стр. 3
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО»,
Shutterstock, ТАСС, РИА «Новости»

Материалы, набранные курсивом, публикуются
на правах рекламы

По вопросам рекламы обращайтесь
по тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 150;
моб.: +7 (962) 924-38-21
Менеджер по рекламе: Алла ПЕРЕВЕЗЕНЦЕВА,
a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в типографии «Форте Пресс»
Адрес типографии:
109382, г. Москва, Егорьевский пр-д, 2а, стр. 11

Цена свободная

24 Тенденции

Недобросовестным сбытовикам меняют деньги на сроки

Уголовные дела «ТНС энерго»
и «Оборонэнергосбыта» стали одними
из ключевых событий в сбытовом
секторе в 2020 году.

26 Энергосистема

Так далеко – так близко

Как технологии дистанционного управ-
ления помогают повысить надёжность
работы ЕЭС России и решают важней-
шие технологические, экономические
и социальные задачи.



34 Календарь
дней рождения

ключевых лиц ТЭК России
в январе – феврале.

36 Фото
номера

Ледовое побоище

Нагрузка на электросети, вызван-
ная невиданной
силы ноябрьским
ледяным дождём
в Приморье, ока-
залась в несколь-
ко раз выше всех
заявленных запас-
сов прочности для
проводов и опор
линий электропе-
редачи.



от 6 до 50

млрд евро в год
могут составить сборы
с российских экспортёров
при введении углеродного
налога в ЕС.

40,1

млрд рублей
составят затраты
на модернизацию
3,8 ГВт, отобранных на
КОММод-2026.



Перевод на водород

«Новатэк» приступил к первому в России промышленному проекту по генерации электроэнергии из водорода. Как передал «Коммерсантъ», в рамках плана по сокращению выбросов CO₂ компания модернизирует одну из восьми газовых турбин SGT-800 производства Siemens на электростанции, снабжающей завод по сжижению газа «Ямал СПГ». По данным издания, там должна появиться пилотная

установка по производству водорода. «Новатэк» и Siemens Energy 10 декабря сообщили о заключении соглашения о стратегическом сотрудничестве. В частности компании договорились о совместном проекте по замещению природного газа, используемого при производстве электроэнергии и СПГ, углеродно нейтральным водородом. Конкретные планы партнёры не раскрывают.

Владимир ПЕСНЯ / РИА «Новости»

Новые назначения в Минэнерго



Замглавы Минэнерго **Юрий МАНЕВИЧ** освобождён от занимаемой должности по его просьбе, следует из опубликованного распоряжения правительства. Новым заместителем министра энергетики назначен **Павел СНИККАРС (на фото)**.

До назначения на должность заместителя министра энергетики Павел Николаевич с 2013 года возглавлял департамент развития электроэнергетики Минэнерго России. С 1997 года работал на различных должностях в энергокомпаниях, в том числе в открытых акционерных обществах «Новосибирскэнерго», «Сибирьэнерго», «ОЭК», а также НП «Совет рынка».



В свою очередь, новым директором департамента развития электроэнергетики Минэнерго России назначен **Андрей МАКСИМОВ**, который с 2014 года занимал должность начальника отдела – заместителя директора департамента развития электроэнергетики Минэнерго России.

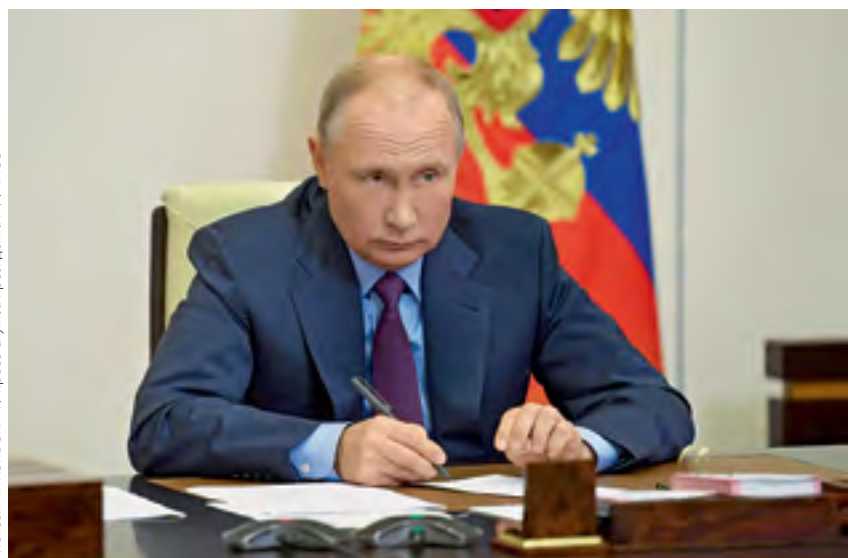
На выручку концессионерам

Президент России Владимир ПУТИН подписал федеральный закон, направленный на создание условий для привлечения дополнительных инвестиций в сферу электроснабжения и снижение рисков концессионеров.

Законом в состав существенных условий концессионных соглашений в сфере электроснабжения включаются условия об объёме валовой выручки концессионера в рамках реализации такого соглашения, в том числе на каждый год срока его действия.

Изменения позволят снизить риски концессионеров и будут способствовать притоку инвестиций в сферу электроснабжения. Регулирование процедуры заключения концессионных соглашений в отношении объектов электроэнергетики будет осуществляться по аналогии с соглашениями, касающимися имущества государственных или муниципальных унитарных предприятий и бюджетных учреждений.

Алексей НИКОЛЬСКИЙ / пресс-служба президента РФ / ТАСС



до 64,2

млрд рублей направит «Интер РАО» на проект локализации в России турбин большой мощности по лицензии General Electric.

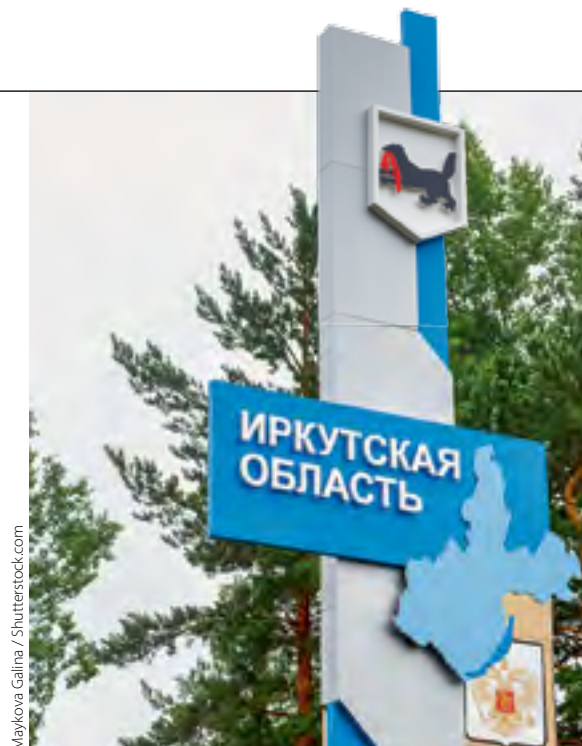


Вас ожидает Таймыр

Глава «Роснефти» Игорь СЕЧИН на встрече с Президентом РФ Владимиром ПУТИНЫМ 25 ноября сообщил о начале практической реализации проекта «Восток Ойл» и поблагодарил главу государства за внимание к проекту.

Проект «Восток Ойл» предусматривает формирование на полуострове Таймыр новой нефтегазовой провинции, его ресурсная база составляет

около 5 млрд тонн нефти. В рамках проекта «Интер РАО» должно создать на Таймыре энергетическую инфраструктуру мощностью 2,5 ГВт. Генератор может выступить в качестве инвестора или соинвестора в проекте энергоснабжения «Восток Ойл», сообщил позднее член правления «Интер РАО» Алексей МАСЛОВ. Стороны планируют до конца года определиться с техническими решениями проекта.



Maykova Galina / Shutterstock.com

Движение к эффективности

Головной офис энергобизнеса En+ Group в течение полугода переедет из Москвы в Иркутск. Более трети из 300 находящихся в данный момент в столице сотрудников в 2021 году будут работать уже в Иркутске.

Основное рабочее место Михаила ХАРДИКОВА как руководителя энергетического бизнеса En+ Group уже несколько лет находится в этом сибирском городе, подчеркнули в пресс-службе энергокомпании. Проживание менеджеров в регионе, где расположены ключевые активы группы, способствует оперативности в принятии решений, возможности для управленцев чаще посещать производства, росту эффективности всех сотрудников.

Деньги на ветер

«Фортум» рассматривает возможность сделки по приобретению у подконтрольного ООО «УК «Ветроэнергетика» (принадлежит на паритетных началах «Фортуму» и «Роснано») двух его дочерних компаний по цене не более 21 млрд рублей.

Согласно сообщению компании, Совет директоров «Фортума» одобрил сделки по покупке 100% долей в уставных капиталах ООО «Второй ветропарк ФРВ» и ООО «Третий ветропарк ФРВ» путём акцепта безотзывной оферты продавца – УК «Ветроэнергетика». Срок совершения акцепта – не позднее 31 декабря 2020 года.

По информации на сайте Фонда развития ветроэнергетики (ФРВ), «Второй ветропарк ФРВ» объединяет Сулинскую и Каменскую

ВЭС, а «Третий ветропарк ФРВ» – это Гуковская ВЭС. В первой половине 2020 года три этих ВЭС установленной мощностью 100 МВт (26 ВЭУ мощностью 3,8 МВт) каждая были введены в Ростовской области.



Валерий МАТЫШИН / ТАСС

Больше не бесхозные

За 11 месяцев 2020 года «Россети Северный Кавказ» приняли на основании решений судов на обслуживание 418 ранее бесхозных энергообъектов общей мощностью почти 28,5 МВА. Протяжённость переданных на баланс компании линий электропередачи превышает 87 км.

Основная часть принятых на баланс объектов – 346 «бесхозов» – расположена на территории Ингушетии; 72 объекта – в Республике Дагестан.

1 Третий блок согласован

 **ТУРЦИЯ**

«Росатом» получил лицензию на строительство третьего энергоблока АЭС «Аккую». Министерство энергетики и природных ресурсов Турции сообщило, что выдало лицензию на строительство третьего блока АЭС «Аккую», сооружаемой на юге страны «Росатомом».

АЭС «Аккую» – первая атомная электростанция, строящаяся в Турции. Проект включает четыре энергоблока с реакторами российского дизайна ВВЭР-1200 поколения 3+. Мощность каждого энергоблока АЭС составит 1,2 ГВт. Сооружение АЭС «Аккую» – первый проект в мировой атомной отрасли, реализуемый по модели build-own-operate – «строй – владей – эксплуатируй». Стоимость проекта – около \$20 млрд. Ввод первого энергоблока намечен на 2023 год.



Abaca Press / TASS



 **ВЕЛИКОБРИТАНИЯ**

2 Космическая энергия

Правительство Великобритании заказало исследования, направленные на создание орбитальных солнечных электростанций, которые должны преобразовывать энергию солнечных лучей в высокочастотные радиоволны и передавать на наземные приёмные станции, подключённые к электросетям.

Идея таких станций была озвучена ещё в 1941 году научным фантастом Айзеком Азимовым, однако её реализация становится возможной лишь с понижением стоимости космических пусков и развитием технологий беспроводной передачи энергии. В заказанном правительством исследовании предполагается изучить техническую и экономическую стороны такого проекта.

По словам главы отдела космических программ компании Frazer-Nash, которая выступает исполнителем заказа, внедрение таких электростанций, имеющих нулевые выбросы диоксида углерода, ожидается к 2050 году.

 **БЕЛАРУСЬ**

3 Снова в сети

Первый энергоблок БелАЭС включён в сеть и возобновил выработку электроэнергии после остановки из-за поломки трансформаторов напряжения в измерительных цепях.

«Включение энергоблока в сеть и набор нагрузки проведены в соответствии с требованиями технологического регламента безопасной эксплуатации без замечаний», – говорится в сообщении Минэнерго Республики Беларусь. На энергоблоке продолжают испытания систем и оборудования.



Виктор ТОЛЮЧКО / Sputnik / РИА «Новости»

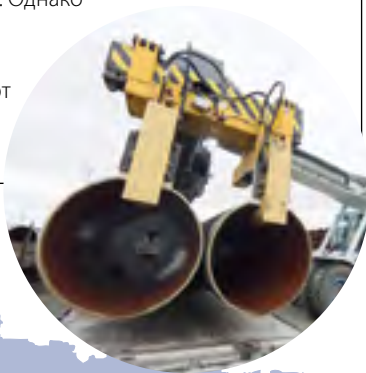
4 Газопровод – под водород

🇩🇪 ГЕРМАНИЯ

Энергетический концерн E.ON переоборудовал газопровод, который является частью немецкой системы газоснабжения, под прокачку водорода, чтобы проверить техническую способность транспортировки чистого H_2 по существующим газовым сетям.

E.ON, являясь многопрофильным энергетическим предприятием, активно занимается водородными технологиями и лоббирует введение квот на использование «зелёного» газа.

Ранее экспертами из Евросоюза неоднократно отмечалось, что использование водорода для отопления является чрезвычайно неэффективным занятием. Однако европейские газотранспортные и газораспределительные предприятия упорно продвигают использование своих сетей для прокачки водорода.



imago / Jens Koehler / TASS

5 Безугольная генерация

🇯🇵 ЯПОНИЯ

Крупная японская электротехническая корпорация Toshiba объявила, что полностью прекращает принимать новые заказы на строительство тепловых электростанций (ТЭС), работающих на угле. Она намерена сконцентрировать усилия и ресурсы на создании мощностей, вырабатывающих электроэнергию за счёт экологически чистых возобновляемых источников.

Корпорация планирует к апрелю 2022 года направить на такие проекты 160 млрд иен (более \$1,5 млрд). Объём продаж работающего на возобновляемых источниках энергетического оборудования Toshiba намерена довести до 650 млрд иен (почти \$6,2 млрд) в 2030 году. Сами предприятия Toshiba должны к 2050 году сократить на 80% выбросы углекислого газа в атмосферу.



Mari Yamaguchi / AP / TASS

6 Невзирая на COVID

🇨🇳 КИТАЙ

Объём выработанной в Китае электроэнергии в январе – сентябре 2020 года увеличился на 0,9% относительно аналогичного периода прошлого года и составил 5,41 трлн кВт·ч, свидетельствуют данные Государственного статистического управления Поднебесной.



isabel kendzior / Shutterstock.com

7 В водородном тренде

🇮🇹 ИТАЛИЯ

Министерство экономического развития Италии опубликовало для общественных консультаций Предварительные принципы национальной водородной стратегии.

На первом этапе до 2030 года мощность установленных в стране электролизёров должна достичь 5 ГВт. К 2050 году ожидается, что доля водорода в конечном потреблении энергии достигнет весомых 20%.

Согласно опубликованному документу, Италия должна инвестировать от 2 до 3 млрд евро в инфраструктуру по распределению водорода, железнодорожный и автомобильный грузовой транспорт, от 5 до 8 млрд евро – в производство водорода и 1 млрд евро – в исследования и разработки.



auto-data.net / Shutterstock.com

8 | ПГУ попросили подождать

 Александра БЕЛКИНА

Отбор проектов модернизации ТЭС на 2026 год удалось провести с пятой попытки, отделив от конкурса по газовым турбинам.

Отбор проектов модернизации ТЭС с использованием не выпускаемых пока в России газовых турбин должен был стать одним из ключевых событий на отечественном энергорынке в этом году. Регуляторы решили совместить его с ординарным конкурсом на модернизацию, который должен был состояться 1 апреля. Однако пандемия коронавируса и разногласия об условиях отбора ПГУ-проектов вынуждали власти четырежды переносить оба конкурса. В итоге 1 декабря «Системный оператор» объявил результаты планового отбора проектов модернизации на 2026 год (КОММод-2026), в ходе которого были выбраны проекты мощностью 3,8 ГВт. Таким образом, суммарно за первые пять лет действия федеральной программы будет обновлён 21 ГВт мощностей, вложения генераторов окажутся в разы меньше прогнозных – менее 250 млрд рублей. А отбор проектов с использованием ПГУ отложен в пятый раз – к весне регуляторы и сектор должны договориться о ценовых условиях надстройки ПСУ газовыми турбинами.

Весной этого года власти планировали провести третий отбор проектов в рамках программы модернизации ТЭС. В ходе двух предыдущих конкурсов регуляторы обкатывали методику отбора и корректировали их правила «на ходу». Первый отбор ожидаемо прошли наиболее простые и наименее затратные проекты обновления: расходы на реализацию 30 проектов модернизации суммарной мощностью 8,6 ГВт составили 61,6 млрд рублей. Дополнительно по квоте Правительственной комиссии по развитию электроэнергетики, составлявшей в тот момент 15% от объёма первой трёхлетки (11 ГВт), было отобрано ещё 15 проектов мощностью чуть менее 1,8 ГВт. Несмотря на меньший объём, расходы по ним даже превысили конкурсную часть и составили 63,5 млрд рублей.

Проект обновления второго
блока Пермской ГРЭС
«Интер РАО» на 850 МВт
оказался крупнейшим
из отобранных проектов
модернизации на 2026 год



Впрочем, суммарные капзатраты на программу модернизации в 2022–2024 годах (125,1 млрд рублей) всё равно оказались в три раза ниже прогнозных – 374 млрд.

То, что в секторе найдутся игроки, которые будут недовольны результатами конкурса, было понятно ещё до его проведения. Главным итогом стартового отбора, проведённого в апреле прошлого года, в кабине сочли произошедшее снижение прогнозных расходов на 30–40%. Но после объявления результатов ТГК-2 предложила пересмотреть их из-за того, что основной объём «залповой» квоты оказался распределён между конденсационными станциями (ГРЭС), а не ТЭЦ. Власти не стали останавливать процесс, но приняли решения пересмотреть критерии конкурса, а также

разово увеличить квоту правкомиссии на 2025 год и отменить её на последующих конкурсах. В результате на втором конкурсе, состоявшемся в прошлом сентябре, для проектов обновления ТЭЦ существенно выросла: из 25 отобранных заявок (4 ГВт) 20 касались ТЭЦ и ГРЭС, несущих теплофикационную нагрузку. Суммарные расходы на эти проекты оцениваются в 32,9 млрд рублей. Модернизация в 2025 году оборудования на 16 электростанциях (2,8 ГВт), выбранных по финальной квоте правкомиссии, обойдётся ещё в 50,5 млрд рублей. В ходе второго отбора средний удельный CAPEX всех проектов 2025 года вырос на 1,5%. Но, как указывал тогда аналитик «ВТБ Капитал» Владимир СКЛЯР, удорожание произошло

в основном из-за объектов, победивших на общем конкурсе. Удельные капзатраты таких проектов увеличились на 15%, а по квоте правкомиссии, наоборот, снизились на 49%. При этом средняя стоимость проектов по-прежнему оставалась низкой – более чем вдвое меньше прогнозных значений.

ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ ТОРМОЗЯТ ПРОЦЕСС

Таким образом, после отбора проектов на первые четыре года 10-летней программы между генераторами было распределено 208,5 млрд рублей при прогнозном показателе в 490,5 млрд. В начале этого года «Совет рынка» переоценил затраты на программу модернизации, снизив оценку с 1,8 млрд до 1,3 млрд рублей. К этому моменту ключевым вопросом программы стало применение парогазовых установок (ПГУ), надстройка которыми действующих паросиловых блоков позволяет существенно повысить эффективность и рентабельность традиционной генерации. Газовые турбины до сих пор не производятся в России, в настоящий момент отечественные (прежде всего «Силовые машины» Алексея МОРДАШОВА) и иностранные (Siemens, General Electric) компании пытаются развернуть их собственное или локализованное производство. Потенциальные производители обещают наладить серийный выпуск ПГУ к середине 2020-х годов. Но пройти отбор в рамках действующих условий программы модернизации проекты с использованием газовых турбин не могут – они всегда будут дороже любого проекта обновления ПСУ.

Заявив о необходимости создания отечественных ПГУ как одного из важных элементов энергобезопасности страны, власти решили создать условия для обкатки такого оборудования. В условиях экономии средств на первых отборах регуляторы объявили о проведении одновременно с КОММод-2026 специального конкурса проектов с применением экспериментальных (инновационных) газовых турбин отечественного производства – КОММод-ПГУ. Под него внутри программы модернизации была выделена квота на 2026–2028 годы в 2 ГВт.

В связи с тем, что результаты КОММод и спецконкурса газовых турбин должны быть учтены в традиционном ежегодном конкурсном отборе мощности (КОМ), сдвоенный отбор по программе модернизации был назначен на 1 апреля. К этому времени правительство должно было определить условия спецконкурса, основным оказался ценовой вопрос. Первый перенос сроков выглядел логичным – страну к этому времени как раз накрыла первая волна пандемии COVID-19, президент Владимир ПУТИН объявил в России период «нерабочих дней», у кабинета были более насущные проблемы. КОММод-2026 и КОММод-ПГУ последовательно переносились на 1 июля, 1 сентября, 1 октября и 1 декабря. Всякий раз решения об очередной сдвиге оформлялись или накануне, или в день истечения нормативных сроков, то есть на

финальном этапе подачи ценовых заявок. К осени стало понятно, что ключевая проблема – в турбинном отборе: предложенные регулятором финансовые условия не устраивали игроков рынка. Проводить конкурс было бессмысленно – генераторы дали понять, что не будут подавать заявки из-за заниженных ставок. В ноябре ситуация усугубилась из-за кадровой ротации в энергетическом блоке правительства: глава Минэнерго стал вице-премьером по ТЭК, отобрав часть полномочий у Юрия БОРИСОВА, освободившееся кресло занял глава «Русгидро» Николай ШУЛЬГИНОВ. В этих условиях чиновники услышали мнение сектора и согласились разделить КОММод-2026 и КОММод-ПГУ. Основной конкурс с пятой попытки состоялся 1 декабря, что открыло путь для проведения КОМа на этот же год. А спецотбор КОММод-ПГУ отложен до весны, сроки реализации проектов сдвинуты на год – теперь предполагается, что эти модернизированные мощности вернутся на рынок в 2027–2029 годах.

«ИНТЕР РАО» НЕ ОТДАЁТ ЛИДЕРСТВА

Вечером 1 декабря «Системный оператор ЕЭС» опубликовал результаты третьего отбора проектов в рамках программы модернизации. В 2026 году поставки потребителям должны будут возобновить 15 энергоблоков суммарной мощностью 3804,8 МВт, из которых 169,8 МВт составит прирост мощности. В первой ценовой зоне (1 ЦЗ, Центр и Урал) отбор прошли восемь проектов суммарной мощностью 3019,9 МВт (прирост – 144,9 МВт); во второй (2 ЦЗ, Сибирь) – семь проектов на 784,9 МВт (прирост – 24,9 МВт).

Уже по традиции почти половину разыгранных мощностей забрало «Интер РАО»: в программу пришли пять проектов компании (четыре в 1 ЦЗ и один – в 2 ЦЗ) суммарной мощностью 1749,9 МВт, или 45,9% всего объёма. Проект обновления второго блока Пермской ГРЭС «Интер РАО» на 850 МВт оказался крупнейшим отобранным на 2026 год.

По одному проекту в 1 ЦЗ также реализуют «Юнипро» (второй блок Сургутской ГРЭС-2, 830 МВт), «Т Плюс» (125 МВт в Удмуртии) и ТГК-16 (100 МВт в Татарстане). Кроме того, в список генераторов,

обновляющих мощности в 1 ЦЗ, вошла «Сибирская генерирующая компания» (СГК), основная деятельность которой ранее была сконцентрирована в 2 ЦЗ. Выкупив у «Энел Россия» угольную Рефтинскую ГРЭС, структура СГК – «Кузбассэнерго» – выиграла право обновления блока на 315 МВт. Это пока единственный проект модернизации угольной генерации в 1 ЦЗ: 41 проект, выбранный на конкурсах на 2022–2026 годы в Центре и на Урале, касается газовых мощностей.

При этом в Сибири под модернизацию пока попадают исключительно угольные энергоблоки. Помимо проекта ТГК-11 «Интер РАО» на 100 МВт, в 2 ЦЗ в 2026 году будет реализовано ещё шесть модернизационных проектов. «Иркутскэнерго» через дочернюю БЭК получила право обновить 150 МВт на Иркутской ТЭЦ-10, остальные пять проектов (534,9 МВт) приходятся на долю СГК. Относительно минимальных цен первого отбора (так называемый показатель экономической эффективности, по сути, одноставочная цена на энергию после модернизации (LCOE)) максимальные ставки на втором конкурсе в 1 ЦЗ выросли на 30%, но на третьем снизились на 7,2%. Если в 2022–2024 годах показатель составлял 1600–1782,77 рубля за 1 МВт•ч, то в 2026 году вилка составляет 1796,77–1930,35. В Сибири прирост от минимального LCOE (вилка первого отбора 1640,13–2227,07) угольной генерации на втором конкурсе составил 31,6%, в 2026 году максимальный показатель вырос ещё на 12% (2229,02–2416,84). Самым дешёвым на КОММод-2026 оказался проект обновления Ново-Стерлитамакской



Томь-Усинская ГРЭС

ТЭЦ БГК, самым дорогим – обновление 200 МВт Томь-Усинской ГРЭС СГК.

«По итогам отборов фактический капекс составил примерно 35% от учтённого в прогнозе, при этом капекс проектов в среднем на 20% ниже предельно допустимого капекса для таких проектов исходя из заявленного состава работ», – заявили в «Совете рынка».

Как подсчитали в регуляторе, суммарные вложения в проекты модернизации 15 энергоблоков мощностью

Финансовый анализ результатов отбора КОММод на 2026 год*

Ценовая зона ОРЭМ		Объём, МВт	Удельный CAPEX, руб/кВт	Суммарный CAPEX, млн рублей	Платеж сверх цены КОМ до 2035 года (в ценах 2021 года), млн рублей
1	прогноз	3257	24 942	81 237	109 954
	факт	3019,9	8359	25 242	16 896
2	прогноз	859	51 409	44 161	76 909
	факт	784,9	18 949	14 873	18 396
1+2	прогноз	4116	30 466	125 397	186 863
	факт	3804,8	10 543	40 115	35 292

*ОРЕХ всех проектов составляет 100% от предельного, К рсв – 4%. Использованы данные «Совета рынка».



турбин», – указывал «Совет производителей энергии» в обращении, опубликованном в СМИ в ноябре.

Энергетики предложили «не пороть горячку», провести конкурс в части ПСУ 1 декабря, так как никаких разногласий об условиях его проведения на рынке фактически не было. Соблюдение сроков КОММод необходимо не только для последующего проведения КОМа на 2026 год, но и для того, чтобы генкомпания успели законтрактовать оборудование и своевременно вернуть генерацию на рынок. Относительно отбора с использованием инновационного отечественного оборудования подобных опасений на рынке не было. Его необходимо перенести «на первый или второй квартал», чтобы выработать нормативную базу, балансирующую интересы ФОИВов, генераторов, потребителей и машиностроителей.

«Очередная версия проекта постановления, которая размещена на regulation.gov.ru, не отвечает тем требованиям, которые генераторы высказывали, и те запросы, которые направляли в адрес вице-преьера и министра энергетики, не в полной мере нашли отражение в актуальной редакции постановления. Ключевое из расхождений находится в части удельных капитальных затрат. Само постановление содержит лимит в 70 тысяч рублей, но его невозможно выбрать по калькулятору. В настоящий момент есть движение, есть работа, которая делается по актуализации этого калькулятора», – заявил 13 ноября член правления, руководитель блока стратегии и инвестиций «Интер РАО» Алексей МАСЛОВ.

Несмотря на эти разногласия, «Системный оператор ЕЭС» 13 ноября начал приём заявок и на КОММод-2026, и на КОММод-ПГУ. Спустя неделю регулятор сообщил, что на этапе сбора

3,8 ГВт в 2026 году составят 40,115 млрд рублей против прогноза в 125,4 млрд. Таким образом, общие вложения генераторов в обновление мощностей в первую пятилетку реализации федеральной программы составят 248,615 млрд рублей, что позволит обновить около 21 ГВт мощностей.

Стоит отметить, удельные капзатраты на модернизацию в 2026 году составили лишь чуть более 10,5 тысячи рублей за 1 кВт установленной мощности против прогнозного показателя почти в 30,5 тысячи. Для сравнения средние удельные капзатраты по проектам на 2022 год составляли 5,3 тысячи рублей за 1 кВт, на 2023 год – 7,2 тысячи, на 2024 год – 8,5 тысячи. При этом обновление угольной генерации в Сибири по-прежнему обходится более чем вдвое дороже модернизации газовых ТЭС в центральной России.

ГАЗОВЫЕ ТУРБИНЫ ПРЕДСТОИТ УМЕСТИТЬ В «КАЛЬКУЛЯТОР»

Первые отборы на 2022–2025 годы были стартовыми и интересовали экспертов рынка «сами по себе», так как правила постоянно обсуждались и корректировались. В этом году в центре внимания оказался именно «газотурбинный отбор», стандартный КОММод не предвещал сенсаций. Но в сентябре стало понятно, что очередная сдвигка сроков отбора (тогда с октября на декабрь) обусловлена дискуссией о стоимости энергоблоков на экспериментальных газовых турбинах средней (от 65 МВт) и большой (от 100 МВт) мощности. Максимальный CAPEX был определён на уровне

в 70 тысяч рублей за 1 кВт, но стоимость проекта складывается из разных мероприятий, каждое из которых также имеет ограничение по цене. После детальных расчётов участники рынка пожаловались на слишком низкую общую цену проектов и попросили проводить индексацию по каждому мероприятию. Минэнерго предлагал ввести индексацию на уровне 1,5, Минпромторг – 2, «Силмаш» настаивали на увеличении индекса до 2,7.

«Дискуссия важна, так как от её исхода напрямую будет зависеть – придут ли инвесторы с машиностроителями на отбор, будет ли конкуренция и в итоге будут ли созданы условия для создания локализованных отечественных газовых

В 2026 году поставки потребителям должны будут возобновить 15 энергоблоков суммарной мощностью 3804,8 МВт, из которых 169,8 МВт составит прирост мощности

Целью КОМмод-ПГУ является поддержка отечественных производителей турбин, создание истории бесперебойной операционной работы экспериментальных турбин и повышение покупательской уверенности в их качестве и надёжности

технических параметров получил 22 заявки на модернизацию с использованием ПГУ на 2027–2028 годы. Но участие в первом, техническом, этапе отбора не гарантировало, что его энергетики продолжат участвовать в конкурсе и подадут ценовые заявки 30 ноября – 1 декабря. В этой ситуации о логичности переноса КОМмод-ПГУ стали говорить и рыночные аналитики. Проведение отборов при отсутствии заинтересованности со стороны генераторов снизит уровень конкуренции, отмечал Владимир СКЛЯР.

«Целью КОМмод-ПГУ является поддержка отечественных производителей турбин, создание истории бесперебойной операционной работы экспериментальных турбин и повышение покупательской уверенности в качестве оборудования, сроках реализации

и долгосрочной надёжности турбин. В этих условиях ограничения, накладываемые калькулятором стоимости проекта через лимиты на индивидуальные работы, выглядят технической заминкой, мешающей достижению поставленных целей. Проводить конкурс КОМмод-ПГУ сейчас – без решения этих проблем – значит существенно сузить конкуренцию на отборе. Перенос срока отбора за границы решения проблем со стоимостью индивидуальных работ – в интересах всех: и производителей оборудования, и потребителей», – полагал г-н СКЛЯР.

Доводы сектора услышали в правительстве, но это, как всегда, произошло в последний момент. В середине ноября источники в кабмине сообщили, что решение о переносе КОМмод-ПГУ на весну и сроков реализации проектов на 2027–2029 годы принято на уровне двух вице-премьеров Юрия БОРИСОВА и Александра НОВАКА. Впрочем, официальные документы были подписаны только 30 ноября, а опубликованы – за несколько часов до истечения срока подачи ценовых заявок на оба отбора. В итоге «Системный оператор» вечером 1 декабря обнародовал результаты КОМмод-2026 и «забыл» о конкурсе газовых турбин до весны. Пока новым ориентиром для проведения отбора ПГУ в секторе называют 1 апреля. Но точная дата будет зависеть от скорости, с которой представители отрасли и чиновники смогут согласовать условия отбора, которые устроят все заинтересованные стороны. ■

SULZER

**ИНТЕР
РАОЕЭС**
энергия без границ

Наша энергия
вращает
турбины



КОМ для модернизации

Результаты конкурентного отбора мощности для модернизации с вводами в 2026 году, МВт*

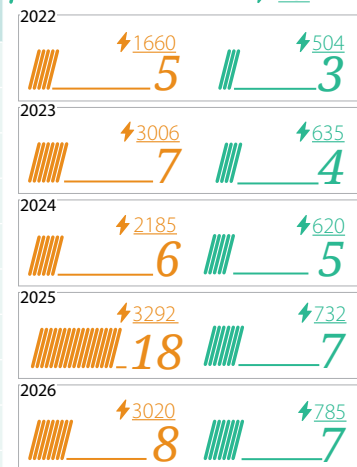


Сводные итоги КОММод на 2022–2026 годы

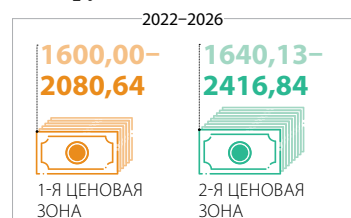
⚡ Распределённый объём, МВт*

Компания	Результаты КОММод на 2022–2024 гг., МВт ⚡ 8610	Результаты КОММод на 2025 г., МВт ⚡ 4024	Результаты КОММод на 2026 г., МВт ⚡ 3805	Результаты КОММод за 2022–2026 гг., МВт ⚡ 16 439
Интер РАО	5130 59,5%	1125 28%	1749,9 45,9%	8 004,9 48,7%
Юнипро	1660 19,3%	830 20,6%	830 21,8%	3320 20,2%
ГЭХ	485 5,6%	650 16,2%	–	1135 6,9%
СГК	310 3,6%	110 2,7%	849,9 22,3%	1269,9 7,7%
Евросибэнерго	735 8,5%	320 8%	150 3,9%	1205 7,3%
Ново-Салаватская ТЭЦ	290 3,4%	–	–	290 1,8%
Энел Россия	–	320 8%	–	320 1,9%
Т Плюс	–	125 3,1%	125 3,3%	250 1,5%
ТГК-2	–	120 3%	–	120 0,7%
ТГК-16	–	102 2,5%	100 2,6%	202 1,2%
Татэнерго	–	65 1,6%	–	65 0,4%
Кварда	–	30 0,7%	–	30 0,2%
ТГК-14	–	167 4,2%	–	167 1%
ОТЭК	–	60 1,5%	–	60 0,4%

1-Я ЦЕНОВАЯ ЗОНА, КОЛИЧЕСТВО ОТОБРАННЫХ ПРОЕКТОВ ⚡ Мощность, МВт
2-Я ЦЕНОВАЯ ЗОНА, КОЛИЧЕСТВО ОТОБРАННЫХ ПРОЕКТОВ ⚡ Мощность, МВт



Коэффициент эффективности (LCOE), рублей за 1 МВт•ч



По данным «Системного оператора ЕЭС»

* МОЩНОСТЬ УКАЗАНА С УЧЁТОМ ПРИРОСТА ПОСЛЕ МОДЕРНИЗАЦИИ.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО ПО КВОТЕ ПРАВИТЕЛЬСТВЕННОЙ КОМИССИИ ПО РАЗВИТИЮ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В ПРОГРАММУ МОДЕРНИЗАЦИИ В 2022–2024 ГОДАХ ВКЛЮЧЕНО 15 ПРОЕКТОВ (1,8 ГВт), В 2025 ГОДУ – 16 ПРОЕКТОВ (2,8 ГВт)

Глава компании «РЭНЕРА» Эмин АСКЕРОВ: «Для развития сегмента накопителей необходимы поддержка электротранспорта и изменение норм техрегулирования»

В ноябре отраслевой интегратор «Росатома» по системам накопления энергии «РЭНЕРА» (входит в топливную компанию «Росатома» «ТВЭЛ») открыл опытно-промышленное производство накопителей на территории Московского завода полиметаллов. Тогда же президент ТВЭЛ Наталья НИКИПЕЛОВА заявила, что «РЭНЕРА» планирует к 2030 году занять 40% внутреннего российского рынка накопителей. О текущих раскладах в секторе, перспективах локализации производства, необходимости господдержки электротранспорта и введения пошлин на импортные накопители редакция «Энергии без границ» побеседовала с генеральным директором компании «РЭНЕРА» Эмином АСКЕРОВЫМ.

Как сейчас выглядит рынок накопителей в России и как, по вашим прогнозам, он будет развиваться?

Сейчас рынок систем накопления энергии в стране очень маленький, когда мы говорим про литийион. То есть мы не смотрим на сегмент свинцово-кислотных аккумуляторов и пр., который существует в собственной парадигме, но при этом постепенно и понемногу он уже начинает замещаться литийионом. По разным экспертным оценкам, текущая ёмкость нашего сегмента составляет от 70 до 150 МВт·ч в год. Прогнозы роста спроса также разнятся: к 2030 году вилка, по разным оценкам, составит от 1 до 6 ГВт·ч в год по ключевым сегментам, включая городской электротранспорт и энергетику. Если не будет никаких дополнительных мер стимулирования, то, скорее всего, годовой спрос останется на уровне 0,5 ГВт·ч. В планах – занять 40% российского рынка, что даст нам 200–300 МВт·ч максимум (в рублях это около 10 млрд рублей).

Но ведь накопители – это не только литийион...

Конечно, существует множество технологий накопления энергии: конкуренты у литийионных аккумуляторов есть как среди химических источников тока, так и среди принципиально других технологий: гравитационных накопителей, ГАЭС, суперконденсаторов. К тому же прогресс не стоит на месте, возможно, какие-то экспериментальные на сегодня разработки станут коммерчески применимы к 2030 году.

Но на данный момент и ближайший как минимум десяток лет по соотношению «цена – свойства» у литийиона не будет аналогов. Да, есть свинцовые аккумуляторы, но их относительно низкая плотность энергии делает затруднительным их использование в мобильных применениях, а сейчас это одна из самых развивающихся отраслей – складская техника, электробусы, электромотоциклы. Именно адаптация литийионных аккумуляторов и является первопричиной такого активного развития электротранспорта. ГАЭС – это монументальное сооружение, требующее огромных

капитальных вложений и изменения биосистемы вокруг. Гравитационные накопители имеют ограниченную сферу применения, а также требуют значительных капитальных вложений. Суперконденсаторы хороши для очень короткого времени резервирования и высокой мощности, а для противоположной комбинации требований слишком дороги.

Именно совокупностью потребительских качеств, универсальностью и доступностью отличаются литийионные аккумуляторы. Более того, отработавшие своё литийионные аккумуляторы в одной сфере могут применять в другой (из электротранспорта – в энергетике). Мобильная техника, электротранспорт, энергетика – во всех этих отраслях литийионные технологии уже лидируют или станут лидирующими, это вопрос времени, сегодня дискуссии в Минэнерго, Минпромторге сконцентрированы вокруг литийионных накопителей.

Сейчас, на самом деле, свинец применяется достаточно широко. Те же системы оперативного постоянного тока на электроподстанциях базируются на свинце, весь логистический транспорт, в том числе погрузчики, внутризаводской электротранспорт, тоже работают на нём. Это более дешёвая технология на этапе первоначальных инвестиций, но более неудобная и затратная, чем литийион, в эксплуатации. При масштабном использовании свинцовых технологий возникают дополнительные трудности. Так, например, у вас должна быть отдельная аккумуляторная комната: сертифицированная, пожаробезопасная, специальным образом спроектированная. Персоналу требуется дополнительное обучение, чтобы он мог работать с этими батареями. На литийионе таких требований нет. При этом использовать свинцовые аккумуляторы, например в энергетике, непросто: у вас не те скорости зарядки, разрядки, не та мощность. Литийион компактнее и проще в использовании.

Мы изначально приняли решение брать за основу накопители энергии на химических источниках тока. Мы смотрели различные варианты лития, даже литий с серой, но в целом речь шла

о литийионе. В «Росатоме» сейчас идёт период трансформации и перехода от исключительно атомной энергетики к «чистой» энергетике в целом. Имеется в виду компания, которая производит и поставляет экологически чистую энергию. Одновременно ставится задача по диверсификации выручки: в 2030 году более 40% выручки должны поступать от неядерных бизнесов. Учитывая эти задачи, мы посмотрели на технологии и поняли, что сейчас литийион больше всего соответствует нашим требованиям. Потому что эта технология уже масштабируемая, не экспериментальная, её можно развивать, она находится как раз на этапе подъёма, способна обеспечить быстрый рост выручки. Кроме того, литийионные технологии хорошо встраиваются в глобальное предложение «Росатома», который, помимо атомных станций, продвигает энергетические решения с использованием ветроустановок, услуги по управлению спросом. Здесь накопители вписываются как сквозная технология. Из всех имеющихся решений именно литийион проще всего встраивается в энергетику: много точек применения, независимость от внешних, в том числе географических, факторов.

Почему литийион будет должен вытеснить свинец, который дешевле по стартовым затратам?

В эксплуатации свинец получается существенно дороже. Уже сейчас дешевле купить литийион и заменить старые батареи. Окупаемость тех проектов, которые мы сами уже реализовывали, составляет около трёх лет. Проекты были и на транспорте, и в энергетике, где мы меняли накопители на подстанциях, – через три года всё отбивается за счёт того, что мы убираем обслуживающую инфраструктуру и сокращаем производственные затраты.

Есть варианты, когда техника не модернизируется, а проекты рассчитываются с нуля. Собственник нового промышленного объекта понимает: чтобы обслуживать свинцовые батареи, нужно строить на новом заводе специальное зарядное помещение. После расчёта капитальных затрат ты понимаешь, что дешевле сразу ориентироваться на литийион.

Есть какие-то технологические ограничения для замены свинца литийионом?

Особых ограничений нет. Основное, чего от нас требовали, – сертификация пожарной безопасности и сертификация производителей оборудования. В остальном всё достаточно просто: вынимаем из погрузчиков свинцовую батарею, ставим литийионную. Производитель техники подтверждает, что всё в порядке, и на этом, собственно, процесс замены заканчивается.

Какие направления, на ваш взгляд, сейчас являются наиболее перспективными для применения литийионных технологий?

Первое – это энергетика. Сейчас мы совместно с «Атомэнергосбытом» реализуем проект: ставим на их площадках литийионные накопители на 300 и 700 кВт·ч для проведения ценового арбитража. И, как мы видим сейчас, это уже вполне коммерческая история. Поставить этот проект на другую технологию пока непросто и как минимум менее рентабельно.

И второе направление, на котором мы концентрируемся наряду с накопителями, – это электромобили. Сюда входит и заводской, и общественный, и логистический транспорт. Это тоже литийион – в силу компактности, большого количества циклов заряда/разряда, надёжности по сравнению с другими системами.



Где вы ждёте основного прорыва: в энергетике или в транспорте?

В энергетике, мы считаем, не будет такого масштабного спроса на литийион. Здесь я, наверное, иду против коллег из «Роснано»: они прогнозируют достаточно большой спрос в энергетике. Литийион применяется прежде всего при низком качестве сети, когда есть «островки» с плохим электроснабжением, нестабильных характеристиках тока в сети, доле ВИЭ в узле свыше 30% и т. д. Но у нас ничего из этого нет – сеть устойчива, запас мощности значительный. Спрос если и есть, то скорее точечный. Так, «МРСК Центра» в этом году купили более 20 литийионных накопителей и поставили их на концах сети, что позволяет повысить надёжность снабжения электроэнергией потребителей. Но это небольшой и разовый заказ. Такие контракты будут, но в сетях насыщение наступит достаточно быстро. Мы разговаривали с сетевиками, они говорят, что им сейчас экономически выгоднее переводить свой обслуживающий транспорт на электричество, чем ставить накопители в сетях. ВИЭ почти нет, при всех усилиях доля «зелёной» генерации не превысит 30% даже в отдельных энергосистемах в России. Не при нашей с вами жизни, по крайней мере.

ИНТЕРВЬЮ

По деньгам, ценнику энергетика выстреливает громче: здесь может быть один проект, но сразу большой. По объёму работы и количеству накопителей самый бурный сегмент – это логистический транспорт. Но мы делаем ставку и на общественный транспорт. В России уже есть стабильно растущий спрос на электрический общественный транспорт. Возможно, будет развиваться спрос и на частные электромобили. На днях был представлен первый российский серийный образец этого вида транспорта – «Кама-1». Изначально мы не планировали идти в сектор электромобилей, не думали, что это производство будет у нас развиваться, но, похоже, ошибались, начало положено. Но в целом для нас как для производителя большой разницы нет: одна и та же литийионная ячейка может использоваться и в энергетике, и в транспортном сегменте.

Сейчас регуляторы обсуждают варианты дальнейшей поддержки «зелёной» генерации в РФ. Одно из предложений – сконцентрироваться на развитии ВИЭ на удалённых и труднодоступных территориях. В этом случае речь чаще всего идёт о гибридных системах, где ВЭС (СЭС) и накопитель дополняют дизель-генератор. Насколько, на ваш взгляд, перспективна эта ниша?

Для полностью изолированных проектов ветряки ни «Роснано», ни «Росатома» не подходят: они имеют мегаваттный класс, тогда как в изолированных районах требуются установки на 100–200–300 кВт, максимум 500–700 кВт. И первая проблема здесь – инжиниринг хорошего качества. Мы смотрим проекты на Сахалине, в Якутии, но они все очень непростые: там огромные издержки проектирования и согласования проекта. Второй момент – объём таких заказов. Проекты есть, но их немного и они не слишком масштабные. Мы потеряем кучу времени, сил и получим заказ максимум на 1 или 2 МВт·ч. Неплохо при сегодняшних ценах – это пара миллионов долларов, но усилий будет потрачено много. Проще те же самые мегаватты поставлять транспорту.

Развитие накопителей на транспорте позволяет вам рассчитывать на быстрый рост в этом сегменте?

Мы видим, что он растёт. Москва и Санкт-Петербург приняли на себя обязательства по отказу от двигателей внутреннего сгорания для общественного транспорта. Я думаю, что это дало хороший толчок: пошло первое массовое производство электробусов и троллейбусов с увеличенным автономным ходом. Зашевелились игроки рынка, пошла тенденция на снижение цены. Москва использует очень дорогие накопители сейчас – литийтитанат. Мы надеемся, что они пересмотрят это решение и перейдут к более дешёвым накопителям, таким же надёжным и более энергоёмким, и не будет необходимости тратить столько денег, ставить обогреватель салона, работающий на дизельном топливе.

Сейчас Москва использует на своём транспорте импортные накопители?

Первоначально поставки осуществлял «Литотех» (предприятие «Роснано», пока единственный производитель «гражданских» литийионных ячеек в России. – Прим. ред.), затем они перешли на литийтитанат, который делали в Японии, а сейчас и в Китае. Но сейчас уже есть более современные и дешёвые решения, которые позволяют не использовать дизель для обогрева. Понятно, что Москва поймала все болезни роста рынка, но это неплохо хотя



бы потому, что столица может себе это позволить, а такие болезни неизбежны. В результате ГАЗ, КамАЗ, Волгогаз и другие разработают совместно с производителями накопителей такие модели, которые будут достаточно дешёвы, отработаны в эксплуатации. Это позволит другим городам ими воспользоваться. И пусть на первом этапе они будут покупать не электробусы, а троллейбусы с увеличенным автономным ходом. Дополнительные 20–30 км хода – и техника позволяет существенно расширять транспортную сеть с минимальными затратами, при этом такой троллейбус обходится заказчику в три-четыре раза дешевле электробуса. Полагаю, за счёт Москвы и Петербурга сектор сможет «раскачаться» и пойдёт в другие города: вслед за транспортниками потянутся и поставщики, в том числе батарейщики. Плюс не стоит забывать, что это закладывает основу для роста российских компаний и развития собственного производства в России.

Как сейчас выглядит сегмент производства литийионных батарей в России?

Масштабно ячейки у нас делает только «Лиотех». Есть ещё четыре компании: «Уралэлемент», «Энергия», «Сатурн» и «Ригель» – но они работают либо на оборонку, либо на космос. Они делают свои ячейки, но у них очень маленький и специфический заказ. При этом тот же «Сатурн» покупает литий для своих ячеек у нас.

То есть сейчас более 50% накопителей в России – это импорт?

По сути, да. Кроме «Лиотеха», российских производителей на внутреннем рынке нет. Вся Москва ездит на импортных ячейках: на китайских, японских. Питер – тоже. Пока мы реализуем свои проекты на китайских ячейках. И наша глобальная перспективная задача – локализовать производство своих ячеек в России. Пока в России делаются в основном сами батареи, которые собираются из импортных аккумуляторов. Сегмент представлен небольшими компаниями, по сути, инженерными группами, которые разрабатывают проект, покупают оборудование и собирают систему. Иногда сами не собирают, а отдают на аутсорсинг. Кто-то даже делает собственные системы управления. После этого батареи считаются произведёнными в России.

«РЭНЕРА» намерена в ближайшее время развернуть собственное производство батарей в России?

Да, «Росатом» будет развивать локализованное производство литийионных аккумуляторных батарей. Детали проекта не могу раскрыть в связи с коммерческой тайной.

На какую помощь со стороны государства вы рассчитываете при создании собственного производства литийионных батарей в России?

Первое, самое главное – это поддержка электротранспорта, а не нас как производителей. Если будут поддерживать электротранспорт, то это даст огромный эффект. Накопители сами по себе не нужны никому, они необходимы для решения конкретных задач. То есть первая история – это субсидирование электротранспорта, которое позволит решать сразу несколько задач, не только развития отечественного производства, но и, например, улучшения экологической ситуации в городах.

Вторая история – изменение техрегулирования, разрешение использования накопителей как альтернативы дублирующих линий электропередачи. Ещё один вариант – разрешить при установке

накопителя пропорционально снижать заявляемую пиковую мощность. Тогда потребитель получит право выбора и сможет экономить на техприсоединении. Сегодня это явно не прописано, но такой шаг мог бы стать значительным подспорьем для сектора, повысить экономическую привлекательность накопителей, например, в жилищном строительстве.

Плюс мы предлагаем ввести требования по локализации. Такая система сейчас есть, например, для автобусов. Но доля накопителя в балльной системе минимальна. Было бы неплохо немножко пересмотреть систему, скорректировать веса в системе оценки глубины локализации и ввести пошлину на импортные накопители, которой пока нет.

Вы обсуждаете эти вопросы с правительством?

Да. Работаем с ними, участвуем в дорожных картах: одну готовит Минпромторг, вторую – Минэнерго. Если в прошлом году велась в основном подготовительная работа, то в этом Минпром очень активно взялся за тему накопителей, в Минэнерго пошла реализация пилотных проектов с «Россетями» и «Росатомом». Смотрят, насколько будет эффективно. Я думаю, что достаточно эффективно, когда всё будет одобрено, признано – вопрос только во времени.

Можно ли говорить о 100-процентной локализации производства накопителей в России?

Теоретически всё можно локализовать, даже литий и кобальт можем добывать, но всё упирается в экономику и цену. При таком варианте у нас будут космически дорогие батареи. Мы видим, что локализация нужна: более или менее по деньгам и по экономике сборка систем уже локализована. Если взять электронику – разворачивать её производство можно, частично это тоже уже сделано. Ключевой вопрос – ячейки. «Лиотех» на своём опыте говорит, что это сложно, и мы согласны, но мы это сделаем. Сложнее с различными прекурсорами, производством катодных, анодных материалов. Этим в мире занимаются крупные химические концерны, и для налаживания поставок нам нужен очень большой объём. Это важно для всего сектора: для нужд обороны, космоса требуется именно российское оборудование, оно выпускается в небольших количествах, тот же литий для него обходится в разы дороже, чем при масштабном производстве. Масштаб здесь – ключевая история. Поэтому мы и говорим про субсидии: не нам – транспорту или даже муниципалитетам. Они способны сформировать спрос, который позволит развиваться всему сектору.

Литийион – текущий приоритет компании «РЭНЕРА». А к каким технологиям вы присматриваетесь на перспективу?

Сейчас мы изучаем ещё одну технологию, но пока раскрывать эту информацию преждевременно. Вообще, у «Росатома» есть собственный венчурный фонд, который изучает потенциальные технологии накопления, которые могут выстрелить в будущем. Плюс «Росатом» плотно работает по водородной тематике, делая сразу две ставки: прямо сейчас – на литий, после 2030 года – на водород. Это некое хеджирование рисков. Мы полагаем, что водород, единственное значимое преимущество которого пока заключается в возможности долгосрочного хранения энергии, не сможет полностью вытеснить литий. Даже если переход на водород произойдёт в транспорте, литийион никуда не денется, он нужен будет для разгонов, рекуперации энергии торможения и т. д. Так что до середины века это направление точно останется актуальным. ■

Древнейшая проблема энергорынка

Проблема перекрёстного субсидирования не только одна из ключевых, но и, вероятно, самая древняя – она появилась 30 лет назад, задолго до создания отечественного энергорынка. Адаптируя энергосистему к новой реальности после развала СССР, власти в начале 1990-х годов не решились перевести сектор на рыночные рельсы. Одним из следствий стала пресловутая перекрёстка, мешающая построению полноценных рыночных отношений в секторе.

Базовая предпосылка к возникновению перекрёстки – развитая и сверхпротяжённая электрическая сеть, охватывающая почти всю страну. Она состоит из сетей высокого, среднего и низкого напряжения. К первым напрямую присоединены крупные потребители, ко второй – в основном средний бизнес, к низкому напряжению – мелкомоторные потребители, население и приравненные к нему категории. Очевидно, что сетей низкого напряжения на порядок больше, их содержание стоит дороже, чем обслуживание существенно менее протяжённых высоковольтных ЛЭП. Логично, что и суммарные расходы по содержанию распределителей значительно выше. После распада Союза власти РФ решили сохранить курс на «социальную справедливость» и фактически обязали промышленность доплачивать за население через механизм перекрёстки, позволяющий собирать деньги на содержание распределителей с бизнеса.

Пока энергосистема функционировала в рамках РАО «ЕЭС России», вычленение перекрёстки, по сути, являлось внутренним делом госкомпании. Однако в середине 2000-х под руководством Анатолия ЧУБАЙСА была запущена реформа РАО, основная цель которой сводилась к разделению генерации, сбытового и сетевого сегментов. В первых двух создавались условия для развития рыночной конкуренции, сети решено было оставить под контролем государства. Магистральные линии отошли ФСК, распределительный комплекс – аффилированному с ней «Холдингу МРСК» (ныне «Россети»). При этом крупные потребители получили возможность заключать с ФСК прямые договоры, фактически избавляясь от финансовой допнагрузки в виде перекрёстки. Чтобы закрыть эту лазейку, регуляторы ввели систему договоров «последней мили» – территориальные сетевые компании (МРСК) брали в аренду у ФСК небольшой участок

магистральной ЛЭП, что позволяло им собирать с промпотребителей дополнительные деньги, идущие на содержание распределителей.

«Последняя миля», вводившаяся как временная мера на период реформирования ЕЭС, много лет оставалась причиной ожесточённых секторальных споров и судебных тяжб. Власти полагали, что предложенная модель позволяет более справедливо перераспределять финансовую нагрузку; крупная промышленность считала, что государство решает за её счёт собственные задачи, и угрожала переходом на собственную генерацию с отключением от ЕЭС. К середине 2010-х процесс отключения действи-

тельно начался, но не принял массового характера – в нём участвовали только самые энергоёмкие потребители, для большинства проекты развития промышленности были нерентабельны, но «порог рентабельного входа» постепенно снижается по мере роста общей нагрузки на потребителей ОРЭМ, в том числе из-за роста числа и объёма надбавок к цене мощности.

Теоретически ключевая проблема перекрёстного субсидирования решается просто: достаточно повысить тарифы для всех, кто подключён к сетям низкого напряжения, до экономически обоснованного уровня. По расчётам экспертов, в этом случае стоимость электроэнергии для населения вырастет



примерно на 30%. Но такой вариант властями никогда не рассматривался из-за рисков всплеска социального недовольства. В 2018 году у тогдашнего вице-премьера Дмитрия КОЗАКА стал всерьёз обсуждаться другой вариант – введения социальной нормы потребления, который многие в секторе до сих пор считают наиболее рациональным. В случае внедрения механизма население получило бы право покупать электроэнергию по сниженным тарифам в объёме установленной квоты, сверх неё – по повышенным. Идея обсуждалась несколько месяцев, ровно до того момента, пока об этом не написал «Коммерсантъ». После этого в кабмине случился переполох – соцнорма могла повысить градус напряжения в обществе, и без того чрезвычайно взбудораженном решением о повышении пенсионного возраста. Сначала в аппарате г-на КОЗАКА потребовали от журналистов не использовать «провокационный» термин «соцнорма» и заменить его «градацией тарифов». Однако это не помогло, в январе 2019 года правительство сообщило, что отказалось от идеи.

Спустя полгода нервы сдали у Минэкономразвития, назначенного кабинетом ответственным за решение проблемы перекрёстки. 17 июля ведомство, тогда возглавляемое Максимом ОРЕШКИНЫМ, опубликовало проект указа президента, по которому уже с 2020 года весь объём перекрёстного

субсидирования должен был компенсироваться из федерального бюджета. В тот момент речь шла о 402 млрд рублей в год – в эту сумму входила не только перекрёстка между промышленностью и населением, но и межтерриториальное субсидирование (РД, Дальний Восток, Калининград), а также расходы потребителей ОРЭМ на строительство мусоросжигающих ТЭС (ДПМ ТБО). В секторе не нашлось противников столь радикального рыночного подхода, но никто из них не сомневался, что реализовать его не удастся: финблок правительства не позволит нарастить бюджетные расходы на сотни миллиардов рублей. Провисев в свободном доступе несколько часов, проект был удалён, и больше о нём не вспоминали.

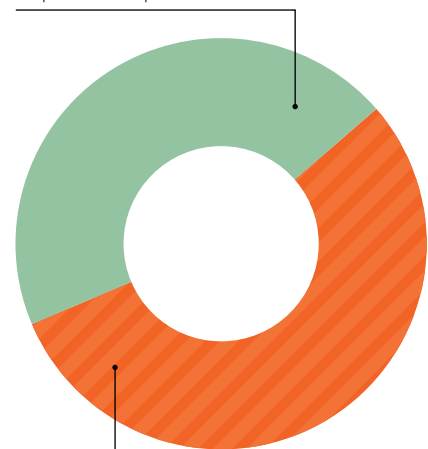
В 2020 году ситуация с перекрёсткой обострилась на фоне пандемии коронавируса и падения потребления в ЕЭС. Введение моратория на пени и штрафы при неоплате счетов гражданами и управляющими компаниями (Постановление Правительства № 424) спровоцировало очередную волну дискуссий о необходимости перехода к адресной поддержке нуждающихся граждан вместо текущего размазывания по всему населению «льгот», за которые платит бизнес. Последний всё равно так или иначе перекладывает расходы на своих клиентов, то есть тех же граждан. Ситуация обострилась настолько, что даже генераторы предлагают законодательно запретить введение новых надбавок на ОРЭМ.

Но пока власти не слишком прислушиваются к мнению сектора, кабмин зачастую не может реализовать уже принятые решения. Так, второй год регуляторы добиваются закрытия списка из девяти регионов, поставка энергии в которых осуществляется по РД. Документ, вопреки заверениям, до сих пор не рассмотрен Госдумой. При этом руководители отдельных регионов, например Забайкальского края, продолжали попытки включить свои территории в перечень РД до его закрытия. Более того, в конце октября вице-премьер Юрий БОРИСОВ направил письмо президенту Владимиру ПУТИНУ с предложением перевести на единый тариф за передачу электроэнергии часть регионов России. Реформа может затронуть десять регионов и, по сути, сформирует новую форму перекрёстки: в части тарифы снизятся за счёт других. Ни в одном из регионов-реципиентов предложение г-на БОРИСОВА не поддержали, но его обсуждение в кабмине продолжается. При этом участники сектора много лет пытаются донести до регуляторов ключевую мысль: искусственное занижение цен на энергию не даёт никаких гарантий ускоренного роста экономики и повышения инвестиционной привлекательности территорий.

Подробнее о текущей ситуации с перекрёстным субсидированием и предложениях участников энергорынка – в традиционной рубрике «Эксперт-клуб».

ОБЪЁМ ПЕРЕКРЁСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ (528 МЛРД РУБ.)

237 млрд руб. (44,89%) – перекрёстное субсидирование на розничных рынках

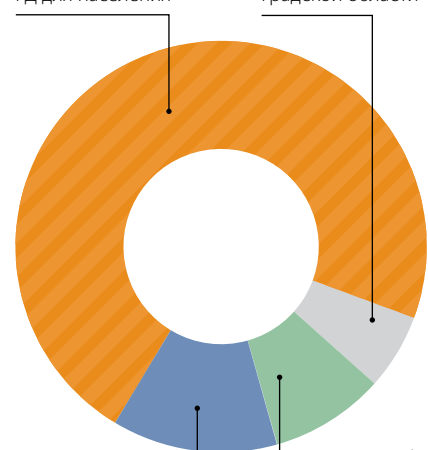


291 млрд руб. (55,11%) – субсидирование на оптовом рынке между группами потребителей

СУБСИДИРОВАНИЕ НА ОРЭМ (291 МЛРД РУБ.)

210 млрд руб. (70,47%) – РД для населения

18 млрд руб. (6,04%) – надбавка Калининградской области



38 млрд руб. (12,75%) – надбавка к цене на мощность для доведения тарифов в ДФО до базового уровня

25 млрд руб. (8,39%) – РД для отдельных частей ценовых зон, в которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков

Использованы данные «Совета рынка»





СЕРГЕЙ ЛЕБЕДЕВ,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ ПРАВЛЕНИЯ
АССОЦИАЦИИ «НП «СОВЕТ РЫНКА»

Прежде всего необходимо отметить, что проблема перекрёстного субсидирования не решалась годами. Поэтому очевидно, что, хотя необходимость её решения и назрела, меры по решению не могут быть реализованы одномоментно.

Если переходить к частностям, то одним из следствий перекрёстного субсидирования является дополнительная межрегиональная дифференциация тарифов для потребителей, не обусловленная конфигурацией конкретной сети. По существу, перекрёстное субсидирование нивелирует всю методику расчёта экономически обоснованного тарифа и его распределения по уровням напряжения.

При прочих равных в соседних регионах из-за перекрёстного субсидирования могут быть различные тарифы для одинаковых групп потребителей – это ещё один искусственный стимул, но теперь не только для развития розничной генерации, а уже для размещения производственных сил и, как следствие, экономического развития субъекта РФ, напрямую влияющего на его конкурентоспособность.

В этой части переход на эталонный принцип определения сетевой выручки и решение проблемы перекрёстного субсидирования должны естественным способом снизить имеющуюся межрегиональную дифференциацию.

Сейчас фактор стоимости альтернативной генерации не учитывается РЭЖами при установлении тарифов на передачу. Но, по-нашему мнению, он имеет значение не меньшее, чем уровень роста тарифов, устанавливаемый Минэкономразвития в прогнозе социально-экономического развития.

Наиболее эффективным способом снижения размера перекрёстного субсидирования является максимальная адресность предоставления субсидии. Инструментом могло бы стать установление дифференцированных по объёму потребления тарифов. Граница объёма электропотребления, отделяющая экономически обоснованный тариф от сниженного, может пересматриваться в зависимости от различных социальных условий. С необходимостью применения такого подхода согласны многие участники. Начать можно с определения пилотных регионов, тех, где уровень перекрёстного субсидирования превышает или близок к своему предельному значению.

Кроме того, помочь отчасти решить проблему перекрёстки может «заморозка» величины нерыночных надбавок в стоимости мощности на оптовом рынке. Так, в отношении надбавок на оптовом рынке необходимы: закрепление чётких критериев их установления и продления; участие бюджета в финансировании отдельных проектов; установление целевых ориентиров и специальной отчётности для получателей надбавки.

Также принятие решений о надбавках необходимо сделать максимально публичным. Прежде всего, можно выносить их на рассмотрение президентской Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности, на заседаниях которой присутствуют все субъекты энергетического комплекса, представители Госдумы и губернаторского корпуса. Второй площадкой может быть Правительственная комиссия по энергетике. Третьей – Госссовет РФ. На каждой из этих площадок можно публично обсудить все предложения и сформировать взвешенное решение.

ПС 110/10/6 кВ «Дауровой», РСО – Алания





ПАВЕЛ ГРЕБЦОВ,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА «РОССЕТЕЙ»
ПО ЭКОНОМИКЕ И ФИНАНСАМ

Перекрестное субсидирование – одна из застарелых проблем российской электроэнергетики. Этот инструмент социальной поддержки применяется практически 30 лет, но его эффективность неочевидна. Хотя бы потому, что население всё равно оплачивает реальные цены на электроэнергию через конечную стоимость товаров и услуг.

При этом сложилась несправедливая ситуация – проблема «заперта» в распределительном сетевом комплексе, то есть льготы для населения обеспечивают локальные предприятия и сельхозпроизводители, малый и средний бизнес, бюджетные организации. Крупнейшие потребители, подключённые напрямую к магистральным сетям (ЕНЭС), избавлены от нагрузки по перекрёстке.

Для устранения дисбаланса Минэнерго России разработан проект поправок в закон «Об электроэнергетике», предусматривающий введение дифференцированных тарифов на услуги по передаче электроэнергии по ЕНЭС для прямых потребителей с учётом ставки перекрёстного субсидирования. «Россети» поддерживают вариант постепенного (в течение трёх лет) перехода к равномерному распределению нагрузки между всеми небытовыми потребителями.

Учитывая, что доля сетевых услуг составляет всего 14% в конечной цене на электроэнергию для потребителей ЕНЭС, темп прироста тарифов в этом сегменте не превысит 10% в год. Одновременно можно будет снизить «котловые» тарифы в регионах в среднем на 6%. Более ощутимый эффект получат субъекты РФ, где присутствуют крупные промышленные потребители.

Если мы говорим о комплексном решении вопроса, необходимо выйти на путь системного управления перекрёстным субсидированием. Преобразования можно провести в несколько этапов. Во-первых, вывести перекрёстку в отдельный платёж, что позволит повысить прозрачность и улучшить администрирование. Во-вторых, можно раскрыть информацию о существовании дисконта и его размере в счетах для населения. Наконец, потребуется создать механизм адресной социальной поддержки социально уязвимых групп (инвалиды, неработающие пенсионеры, многодетные семьи и т. д.). После этого можно будет переходить к поэтапной ликвидации перекрёстного субсидирования или задействовать этот инструмент в русле актуальных целей экономической повестки государства (например, для стимулирования роста энергоэффективности).



ВАЛЕРИЙ ДЗЮБЕНКО,
ЗАМЕСТИТЕЛЬ ДИРЕКТОРА АССОЦИАЦИИ
«СООБЩЕСТВО ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»

Первым шагом видится отказ от межтерриториального перекрёстного субсидирования энерготарифов для регионов Дальнего Востока и других тарифных «заповедников» – Республик Северного Кавказа, Бурятии, Тывы, Карелии, Калининградской области. Нет никаких подтверждений тому, что снижение тарифов на электроэнергию как-то способствует экономическому развитию указанных регионов. Суммарно это порядка 100 млрд рублей в год, которые на первых порах частично могут быть покрыты за счёт бюджетных источников, а оставшаяся часть – за счёт доведения тарифов в указанных регионах до экономически обоснованного уровня.

Параллельно с этими действиями целесообразно объективно посчитать реальный объём перекрёстки для субсидирования тарифов населению. Дело в том, что сейчас перекрёстка рассчитывается от обратного – как остаток от заявленных расходов сетевых компаний, который в силу тарифных ограничений не вмещается в тарифные решения. Расчёт, исходя из реальных, обоснованных затрат на энергоснабжение домохозяйств, позволит отделить перекрёстку от избыточных сетевых расходов. Одновременно необходимо актуализировать методологию расчёта сетевых тарифов для предприятий и организаций, включая разнесение сетевых расходов по уровням напряжения.

После того как будет установлен реальный объём перекрёстки и возможности для его скрытого перераспределения в тариф будут нормативно ограничены, можно переходить к следующим шагам – введению запрета на отрицательные ставки перекрёстного субсидирования, которые сейчас практикуются в ряде регионов, а потом – к пропорциональному разнесению объёмов перекрёстки по уровням напряжения. Это позволит постепенно разгрузить сетевые тарифы для высокого напряжения, в которые сейчас включена львиная доля перекрёстного субсидирования, и снять остроту проблемы.

На завершающем этапе необходимо выделить категории наиболее чувствительных к цене электроэнергии домохозяйств и постепенно перейти от всеобщего к адресному субсидированию, параллельно осуществляя мероприятия по повышению энергоэффективности жилого фонда. В качестве инструментов и ресурсов могут использоваться ступенчатые тарифы и экономия расходов энергокомпаний.



ДМИТРИЙ ВОЛОЖНИКОВ,
ДИРЕКТОР АССОЦИАЦИИ «СОВЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»

В настоящее время, помимо обычного и привычного перекрёстного субсидирования в сетях по уровням напряжения (промышленность – население), существует и с каждым годом растёт субсидирование на оптовом рынке (ОРЭМ) в виде нерыночных надбавок к цене на мощность: на строительство мусоросжигательных комплексов – 19,8 млрд рублей с 2023 года; на выравнивание тарифов для потребителей Дальнего Востока – 37,6 млрд рублей в 2020 году и др.

Кроме того, производители электроэнергии субсидируют пониженные цены покупки электроэнергии и мощности по регулируемым договорам (РД) для так называемых особых регионов на РД. Так, в настоящее время уже девять регионов (СКФО, Бурятия, Карелия, Тыва) осуществляют покупку электроэнергии полностью по РД, только за 10 лет производители «заплатили» за эти регионы около 700 млрд рублей.

Появлению новых и росту размера текущих надбавок к цене на мощность на оптовом рынке, как это ни странно, способствует сама текущая модель этого рынка, в которой вследствие отсутствия волатильности цен РСВ не развит институт свободных двусторонних договоров (СДД). При этом низкие цены РСВ в России обусловлены несколькими факторами:

- невозможностью включения инвестиционной составляющей на обновление мощностей в рынке мощности. В результате чего цена на мощность в 2020 году (126,5 тыс. рублей за 1 МВт в месяц) практически равна цене на мощность в 2011 году (122 тыс. рублей), а инфляция за тот же период составила 76%;
- невозможностью включения инвестиционной составляющей на обновление мощностей в рынке электроэнергии, в рамках которого генерация, по сути, может подавать заявки, включающие только топливную составляющую. В результате чего отставание темпов роста цены электроэнергии от темпов роста цены на газ с 2008 года составило 78%.

Одноставочная же цена на электроэнергию ОРЭМ без учёта специальных механизмов составляет 1,6 рубля за кВт•ч (или \$0,22), что объективно недостаточно для осуществления инвестиций в обновление мощностей.

Очевидно, что в реформировании ОРЭМ заинтересованы и потребители: промышленность, бизнес и генераторы. В целях выравнивания условий функционирования розничного и оптового рынков и повышения уровня конкуренции целесообразно рассмотреть возможность использования следующих механизмов:

- установить законодательный запрет на введение новых надбавок к цене мощности на ОРЭМ;
- переложить на бюджет все нерыночные надбавки (ДФО, строительство мусоросжигательных комплексов);
- ликвидация или сокращение объёмов перекрёстного субсидирования – продажи электроэнергии потребителям «особых» регионов по РД за счёт поставщиков и потребителей других регионов;
- перевод действующих инвестиционных надбавок на розничный рынок и распределение на всех потребителей, а не только на потребителей ОРЭМ, что создаст большую привлекательность на ОРЭМ за счёт установления цены, отражающей реальные затраты поставщиков;
- сблизить ОРЭМ и РРЭМ, уточнив количественные критерии для обязательного участия генерации на ОРЭМ. Например, уменьшить порог обязательного участия на ОРЭМ с 25 МВт до 1 МВт мощности электростанции.

Принятие предлагаемых изменений, хотя бы по ключевому вопросу надбавок ОРЭМ, позволит существенно уравнивать условия функционирования розничной и оптовой генерации, исключить искусственно созданные преимущества для развития розничной генерации.





ВЛАДИМИР СКЛЯР,
АНАЛИТИК «ВТБ КАПИТАЛА»

Какова основная цель правительства при принятии решения о продлении перекрёстного субсидирования в России? Это точно не про энергетическую бедность – среднее домохозяйство тратит, согласно Росстату, 9,5% на услуги ЖКХ ежемесячно, из них на различные виды топлива (электричество, газ, центральное отопление, подогрев воды и водоотведение) – 7,9%. Это в три раза меньше, чем доля затрат на энергию среднего домохозяйства в Евросоюзе. Вряд ли 140 рублей в месяц – усреднённый размер перекрёстного субсидирования, составляющий 0,4% от ежемесячных доходов на душу населения, – являются ключом к повышению благосостояния граждан. Удержание инфляции? Тоже вряд ли. Перекрёстное субсидирование не оплачивается из бюджета, а значит, цену за электроэнергию всё равно заплатит субъект экономики и заложит эти расходы в цену своей продукции. Поддержка покупательской способности населения? Население тратит 1,4% располагаемого дохода на электричество, это в два раза меньше, чем на алкоголь, и в три раза меньше, чем на мобильную связь.

Для решения проблемы перекрёстки правильно будет установить её цель. Если это поддержка социально неблагополучных слоёв населения, то набор инструментов включает адресную социальную помощь (из федеральных бюджетов или за счёт включения в бытовую/сетевую цену на электричество) для семей, чьи расходы на энергию превышают 10% – уровень, обозначенный мировым банком как «энергетическая бедность», сделав этот механизм более адресным при параллельном движении к рыночному ценообразованию для прочих потребителей, приравненных к населению, подразумевающих рост тарифа почти на 50%.

Если это поддержка экономического роста – то очевидно, что промышленные потребители электроэнергии являются более эффективными инвесторами по созданию добавочной стоимости, нежели население или энергокомпании (что доказывается сравнением уровня возврата на инвестиции в условном электроэнергетическом и металлургическом секторах), а значит, снижение цены на электричество должно быть направлено в пользу самых эффективных экономических агентов.

Параллельно стоит изыскивать резервы оптимизации цены на электричество и внутри сектора. Это и пересмотр правил для вывода мощности из работы, упирающегося в отсутствие действенных инструментов замещения выбытия ТЭЦ на рынке тепла; и повышение прозрачности и экономической логики в ценообразовании

на рынке тепла, которое зачастую сейчас субсидируется доходами на рынке электрики. Туда же можно отнести модернизацию подходов к избыточным нормам резервирования в системе; повышение эффективности работы сетевого комплекса если не через приватизацию МРСК, то через механизмы концессий; рост конкуренции в бытовом сегменте через аукционы на статус гарантирующего поставщика. Внедрение рыночно ориентированных подходов к инвестпрограммам государственных компаний в секторе – финансирование «строек на будущее» должно быть переложено на плечи бюджета (как главного агента по развитию инфраструктуры в стране), оставив акционерным обществам поле для выбора проектов на основе спроса и прогнозного уровня возврата (а если такого спроса недостаточно для обоснования инвестиций, принятие мысли, что такой проект, может, и не нужен стране).

Отдельным аспектом стоит рассмотреть и возможности для повышения энергоэффективности самих потребителей, приравненных к населению. Граждане России были одним из главных локомотивов роста спроса в последние годы, несмотря на экономическую волатильность. При этом энергоэффективность никогда не ставилась во главу угла при увеличении приборов потребления в силу фактически несущественных расходов на электричество.

Тем не менее в свете надвигающегося повсеместного принятия различных форм углеродного налога этот аспект не стоит игнорировать. На рынке доступны многочисленные финансовые инструменты для реализации планов по повышению собственной энергоэффективности – и программы факторинга энергосберегающего оборудования, и различные кредитные продукты, всё большую популярность приобретает «зелёное» финансирование. Отсутствует главное – экономически разумная цена на электричество как стимул для повышения этой энергоэффективности.

Уход от перекрёстного субсидирования будет существенным фактором начала движения повышения энергоэффективности домохозяйств за счёт окупаемости таких проектов экономией на расходах на электричество. Поддержка таких программ – через субсидирование ставки, внедрение юридической базы использования такой экономии поставщиками необходимого оборудования, обширной информационной кампании – тоже существенный фактор в пользу отказа от перекрёстки.

Благосостояние граждан и защита их интересов перед лицом тарифов естественных монополий – благая цель. Однако перекрёстное субсидирование, очевидно, изжило себя как механизм такой защиты и сейчас ведёт к снижению темпов экономического роста, заниженному уровню инвестиций промышленных предприятий, некорректным ценовым сигналам для населения, способствующим ухудшению энергоэффективности. В итоге это создаёт угрозу единству ЕНЭС по мере растущего желания промышленных потребителей переходить на собственную генерацию. ■

На рынке отсутствует главное – экономически разумная цена на электричество как стимул для повышения энергоэффективности

24 | Недобросовестны меняют деньги

✎ Александра
БЕЛКИНА

Как уголовные дела «ТНС энерго» и «Оборонэнергосбыта» стали одними из ключевых событий в сбытовом секторе в 2020 году

2020 год должен был стать очередным рубежом в процессе наведения финансового порядка в сбытовом секторе российского энергорынка. Ещё весной власти завершали подготовку нормативной базы и собирались с 1 июля запустить механизм лицензирования сбытов – ключевыми критериями выдачи разрешения на работу на рынке должны были стать характеристики финансовой дисциплинированности компании. Предполагалось, что в рамках лицензирования регуляторы будут контролировать расчёты сбытов не только с поставщиками ОРЭМ, но и то, как сетевые компании рассчитываются за услуги по передаче энергии с сетевиками. Однако в последний момент премьер Михаил МИШУСТИН, не объясняя причин, постановил от лицензирования отказаться. Наибольшее облегчение от этого наверняка испытали в холдинге «ТНС энерго», являющемся самым крупным, многомиллиардным должником «Россетей». Однако уже в конце июня «Россети» заявили о планах консолидировать частный сбытовой холдинг за долги, а в октябре обратились в правоохранительные органы, после чего ключевые топ-менеджеры «ТНС энерго» – бывшие и действующие – были арестованы.

Долги перед поставщиками энергии на ОРЭМ перестали быть головной болью сектора, после того как в 2018 году сразу пять гарантирующих поставщиков (ГП), входивших в «Межрегионсоюзэнерго» Юрия ШУЛЬГИНА и Эльдара ОСМАНОВА, лишились своего статуса. Ситуация с долгами на ОРЭМ стабилизировалась – сейчас они колеблются в интервале 60–70 млрд рублей, однако львиная доля этих долгов приходится на Северный Кавказ. Платёжная дисциплина здесь остаётся крайне низкой, а функции гарантирующих поставщиков в отсутствие других претендентов вынужденно возложены на структуры «Россетей».

Весной сетевой холдинг подписал с генераторами соглашение о реструктуризации северо-кавказских долгов, в рамках которого «Россети» с 1 июля обязались вносить 100% текущих платежей на ОРЭМ, фактически



«ТНС энерго» – крупнейший независимый энергосбытовой холдинг России с долей на рынке около 6%. Управляет десятью ГП, работающими в 11 регионах, доля «ТНС энерго» на энергорынке около 6%. Основные акционеры – 28,26% принадлежит кипрской Sunflake (согласно кипрскому реестру, Дмитрий АРЖАНОВ напрямую владеет 25%), 25% – у ИК «Технопромэкспорт» (65% у Евгения ГИНЕРА, 35% у «Ростеха»; эта доля в ТНС ранее принадлежала напрямую г-ну ГИНЕРУ), у ВТБ в косвенном распоряжении 19,9%.

доплачивая за нерадивых потребителей «из своих». При этом сами «Россети» испытывали трудности с получением денег за передачу энергии – ключевым должником является «ТНС энерго». Поняв, что лицензирование, в рамках которого регуляторы должны были контролировать в том числе расчёты ГП с сетями, не состоится, госхолдинг начал обсуждать с Минэнерго возможные сценарии решения проблемы. К этому моменту «ТНС энерго», по расчётам «Россетей», задолжало им 34,4 млрд рублей, в самом сбыте признавали лишь 18 млрд долга (с учётом авансовых платежей – 23 млрд). В июне «Коммерсантъ» сообщал со ссылкой на источники, что акции ТНС могут за долги и символический 1 рубль получить либо сами «Россети», либо банк ВТБ, контролирующий 19,9% в «ТНС энерго».

Но сторонам, очевидно, не удалось договориться: в конце октября четверо топ-менеджеров «ТНС энерго», включая

ЫМ СБЫТОВИКАМ на сроки

гендиректора Сергея АФАНАСЬЕВА, были сначала задержаны, а потом и арестованы. Через пару дней под арест попал и Дмитрий АРЖАНОВ, совладелец холдинга, возглавлявший его в 2012–2017 годах. Все они подозреваются в хищении 5,5 млрд рублей у подразделения «Россетей» – «МРСК Центра и Приволжья». Как выяснил «Коммерсантъ», уголовное дело было возбуждено 22 октября Следственным департаментом МВД по ч. 4 ст. 159 (мошенничество в особо крупном размере) УК РФ. В его основу легло заявление руководства «Россети Центра и Приволжье» (бывшей МРСК). «ТНС энерго» и его дочерняя компания «ТНС энерго Нижний Новгород» с августа 2011 по октябрь 2020 года мошенническим путём похитили более 5,5 млрд рублей, которые они задолжали за поставку электроэнергии.

По версии следствия, преступление выглядело сугубо тривиальным: топ-менеджеры ТНС, получая средства потребителей, вместо того чтобы расплачиваться с поставщиком, выводили деньги в другие компании, в том числе в офшоры.

Через три недели после арестов «Россети» заявили, что в отношениях с «ТНС энерго» произошла «перезагрузка». Всего за несколько недель ноября формат взаимодействия с группой компаний «ТНС энерго» кардинальным образом изменился: произошло ускорение обмена информацией, временно стали предоставляться графики платежей, поясняла бывшая глава «Янтарь-энергосбыта» Елена СТЕЛЬНОВА, накануне назначенная советником главы «Россетей» по взаимодействию с ГП и группой «ТНС энерго».

Арестовывая топ-менеджеров и совладельцев «ТНС энерго», следователи опасались, что фигуранты могут скрыться. Ранее именно так поступил бывший глава «Оборонэнергосбыта» Александр ЗМИХНОВСКИЙ, заочно арестованный судом и объявленный в розыск. Пятеро его подчинённых 14 декабря были осуждены по похожему делу о мошенничестве. За хищение 2,9 млрд рублей из «Оборонэнергосбыта» и «Оборонэнерго» они получили от 7 до 12 лет колонии, хотя прокуратура просила для ключевых фигурантов до 14 лет заключения.

Претензии к «Оборонэнергосбыту», монопольному поставщику электроэнергии воинским частям и предприятиям Минобороны, первоначально возникли у Главной военной прокуратуры в 2013 году, когда

она через суд добилась отмены выплат золотых парашютов. Тогда экс-глава «Оборонэнергосбыта», зная о грядущих изменениях в компании, задним числом издал приказ о выплатах от 10 млн до 41 млн рублей шестерым руководителям при увольнении. Отставки состоялись, деньги были выплачены, но четверо уволенных спустя пять дней были приняты на прежние должности. Менеджеры вернули незаконно полученные средства,

но компания уже привлекла внимание правоохранительных органов.

Применявшаяся в «Оборонэнергосбыте» схема хищения средств была чуть более изощрённой, чем та, в которой подозреваются руководители ТНС. Как следует из приговора, в 2010–2013 годах «Оборонэнерго» получало денежные средства за поставленную энергию, а сотрудники ОАО «28-я электрическая сеть», которое в 2011 году вошло в «Оборонэнерго», снимали показания приборов учёта и оформляли отчётные документы. Для хищения денег злоумышленники разработали схему, включив в цепочку пять фирм-посредников, которые якобы ежемесячно и снимали показания приборов учёта, расположенных на всей территории России. Как установили следствие и суд, «какой-либо необходимости в заключении этих договоров не имелось», и фигуранты изначально «не планировали их исполнение, и они были заключены с целью хищения денежных средств». В договорах и приложениях к ним «не было отражено количество приборов учёта, их марки, серийные номера и места их расположения», указывало следствие.

Полученные таким образом за три года 2,9 млрд рублей сообщники вывели на счета подконтрольных им фирм-однодневок, обналичили и поделили между собой. К этому моменту общий долг Минобороны на ОРЭМ составлял 1 млрд рублей, перед ГП на розничном рынке – 4,5 млрд рублей, перед «Россетями» – 5 млрд, ещё 2,2 млрд рублей составлял долг перед аффилированным «Оборонэнерго». Пятеро арестованных по этому делу получили многолетние сроки, а г-н ЗМИХНОВСКИЙ и директор одной из фирм-«прокладок» Роберт ХАКИМОВ были объявлены в международный розыск. Дела ещё двух фигурантов, согласившихся на сделку со следствием, были рассмотрены в особом порядке – они получили 3 и 5 лет колонии. ■



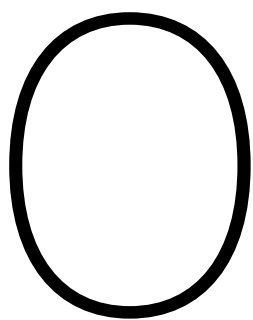
26 | Так далеко – так близко



Юрий
ЮДИН

Технологии дистанционного управления помогают повысить надёжность работы ЕЭС России и решают важнейшие технологические, экономические и социальные задачи

Совершающаяся на наших глазах цифровая трансформация энергетики несёт с собой множество новшеств. Однако в ряду разрабатываемых и внедряемых на энергообъектах цифровых решений есть одно, которое играет особую роль для энергосистемы – автоматизированное дистанционное управление оборудованием энергообъектов из диспетчерских центров «Системного оператора». Эта технология, позволяющая обеспечить прямую передачу диспетчерских команд на исполнительные органы оборудования и устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, – пожалуй, одно из наиболее технологически зрелых цифровых решений в современной российской электроэнергетике. В последние годы дистанционное управление получает всё большее распространение в отрасли. Уже сегодня так управляется оборудование десятков подстанций и электростанций в ЕЭС России, что позволяет более эффективно решать задачи, связанные с обеспечением надёжной работы энергосистемы. Повсеместное внедрение этой инновационной цифровой технологии знаменует собой переход на качественно новый уровень оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления в отечественной электроэнергетике.



Основной результат организации управления энергообъектами из диспетчерских центров «Системного оператора» – повышение эффективности и надёжности управления электро-энергетическим режимом энергосистемы в целом за счёт сокращения времени,

необходимого для производства переключений в электроустановках. Это одна из базовых технологий оперативно-диспетчерского управления. Автоматизированное дистанционное управление сокращает длительность производства переключений в несколько раз, а иногда даже на порядок. Это значит, что время неплановых отклонений работы энергосистемы от диспетчерского графика уменьшается, а время её работы по плановому графику увеличивается. Плановый диспетчерский график формируется с учётом загрузки наиболее эффективной и экономичной генерации в энергосистеме, а при отклонениях от графика часто приходится загружать менее эффективные мощности. Поэтому распространение автоматического дистанционного управления имеет не только технологический,

но и экономический общесистемный эффект. Кроме того, оно эффективно для самих сетевых и генерирующих компаний, где снижается негативное влияние человеческого фактора на работу оборудования, сокращаются эксплуатационные расходы.

Работы по внедрению технологий дистанционного управления оборудованием сетевых объектов 110, 330 и 500 кВ начались в 2013 году, когда в ЕНЭС появилось достаточно так называемых подстанций нового поколения. На таких подстанциях были установлены современное оборудование и средства автоматизации, позволяющие реализовать функцию дистанционного управления. Партнёрами «Системного оператора» в начале пути стали ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», АО «Сетевая компания» (Татарстан), АО «ОЭК». На сегодняшний день из диспетчерских центров «Системного оператора» управляются уже несколько десятков подстанций с высшим классом напряжения – 220–500 кВ.



И их число постоянно растёт. Всего в соответствии с согласованными с сетевыми компаниями планами-графиками предполагается организовать в ближайшие пять лет автоматизированное дистанционное управление оборудованием более чем 200 подстанциями.

ГИДРОГЕНЕРАЦИЯ. НА ПОРОГЕ ЦИФРОВЫХ ПЕРЕМЕН

Спустя несколько лет после начала внедрения технологии в ЕНЭС идеи дистанционного цифрового управления нашли своё применение и в сфере гидрогенерации. Заместитель директора по автоматизированным системам диспетчерского управления АО «СО ЕЭС» Роман БОГОМОЛОВ вспоминает: «Инициатором разработки и внедрения цифровой системы доведения заданий плановой мощности (СДПМ) до ГЭС выступило ПАО «РусГидро». Наши коллеги столкнулись с задачей, как перейти от ручного переноса в систему управления планового диспетчерского графика, полученного с сайта балансирующего рынка электроэнергии или информационного шлюза «Системного оператора», к автоматической загрузке плановых значений мощности в системы группового регулирования актив-



Роман БОГОМОЛОВ

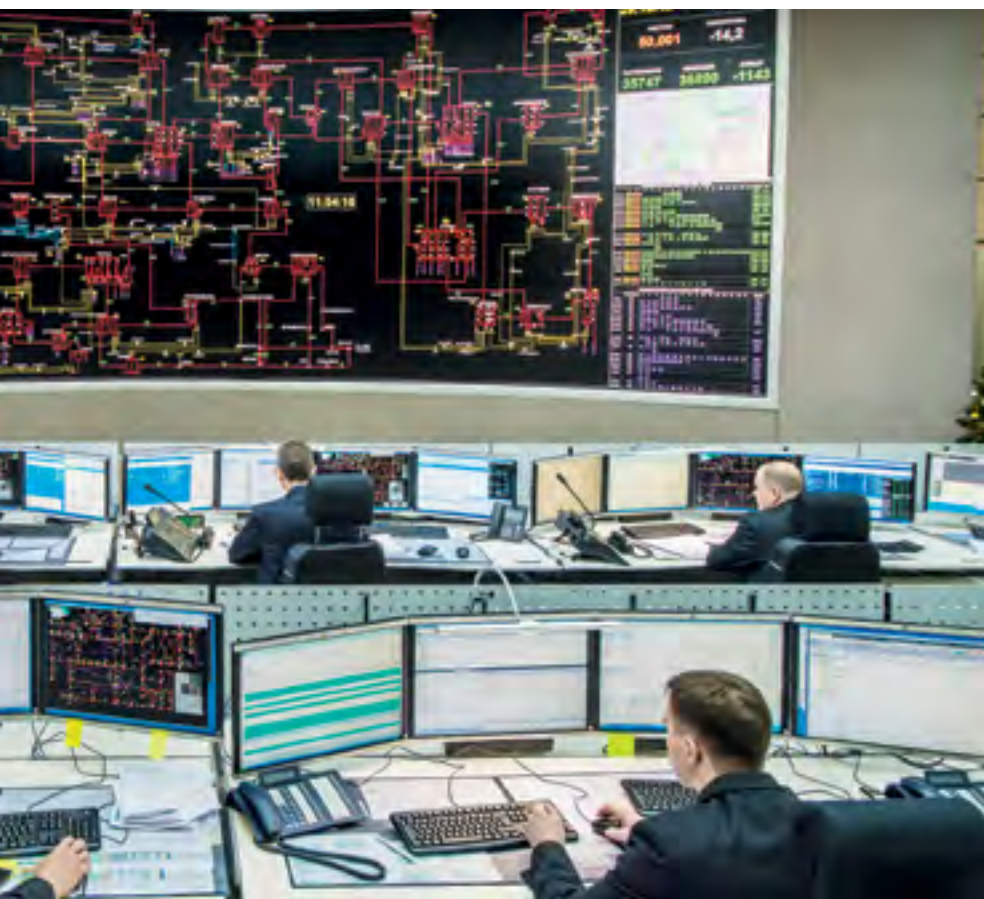
ной и реактивной мощности своих электростанций. Выполнение этих рутинных операций технологическим персоналом электростанций повышало вероятность ошибки и создавало риски возникновения отклонений фактической мощности ГЭС от плановых значений и, соответственно, дополнительных небалансов мощности в энергосистеме. За разрешением проблемы ПАО «РусГидро» обратилось в «Системный оператор».

В ответ на поступившее со стороны ПАО «РусГидро» обращение «Системный оператор» рассмотрел разные варианты решения проблемы. Первоначально возникла идея создания шлюза между сетью общего пользования и автоматизированной системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) гидроэлектростанций. Однако в итоге было принято альтернативное решение, широко распространённое и за рубежом. В его основе лежит принцип automatic generation control – система управления генерирующими объектами непосредственно из диспетчерских центров. Предложенная специалистами «Системного оператора» технология позволяла осуществлять доведение заданий плановой мощности до ГЭС по существующим каналам систем автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), связывающим централизованную (центральную координирующую) систему автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЦС (ЦКС) АРЧМ непосредственно с терминальными устройствами систем группового регулирования активной и реактивной мощности (ГРАМ) электростанций.

Выделенные каналы ЦС (ЦКС) АРЧМ между диспетчерскими центрами «Системного оператора» и ГЭС были организованы для обеспечения участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ), которое стало обязательным условием их работы на оптовом рынке электроэнергии. Большинство ГЭС установили мощность более 100 МВт к 2014 году завершили процесс подготовки к участию в АВРЧМ. Новая задача состояла в том, чтобы в едином канале передачи информации обеспечить трансляцию параллельного информационного потока и организовать передачу плановых диспетчерских графиков и команд таким образом, чтобы она не препятствовала основной функции системы АРЧМ – вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме. Эта задача была с успехом решена.

Помимо экономии ресурсов для компании «РусГидро», существенным преимуществом данного подхода стали высокая надёжность и безопасность доставки команд в режиме реального времени. Технические и программные решения, применяемые для обеспечения работы этих каналов, были к тому времени уже хорошо отработаны и проверены на протяжении нескольких лет промышленной эксплуатации.

Подготовительный этап реализации проекта включал в себя создание специального полигона для отработки технологии. В ходе испытаний было использовано оборудование «Системного оператора» и имитаторы



реальных систем ГРАМ нескольких производителей. «Главной задачей было подтвердить, что для принятия команды дистанционного управления достаточно установленных на ГЭС контроллеров, то есть нет необходимости замены аппаратной части ГРАМ на электростанции, а требуется лишь внести изменения в настройки оборудования или реконфигурировать его, – подчёркивает Роман БОГОМОЛОВ. – Проведённые исследования позволили убедиться в том, что проблем не возникает: данные передаются по существующим резервированным каналам информационного обмена в полном объёме, корректно и в чётком соответствии с протоколами ГОСТ Р МЭК 60870–5–101/104, регламентирующими процессы дистанционного управления».

ПЕРВЫЙ ПОШЁЛ

По результатам проведённых испытаний были сформулированы общие технические требования для осуществления пилотного проекта. В рамках его реализации в Главном диспетчерском центре и филиалах АО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, ОДУ Сибири, ОДУ Урала и ОДУ Юга было внедрено унифицированное программное обеспечение цифровой системы дистанционного управления графиками нагрузок ГЭС, а на Зейской, Саяно-Шушенской, Камской, Ирганайской, Зеленчукской, Чиркейской, Саратовской, Нижегородской, Волжской, Жигулёвской и Чебоксарской ГЭС выполнена модернизация систем ГРАМ.

В ходе эксплуатации новая технология быстро продемонстрировала свои преимущества. Она позволяла существенно увеличить точность и скорость доведения заданий плановой мощности до систем управления генерирующим оборудованием. Кроме того, прямое, без участия оперативного персонала электростанции, дистанционное управление графиками нагрузки ГЭС минимизировало влияние человеческого фактора на работу оборудования, исключая вероятность ошибочных действий оперативного персонала электростанций при изменении режима работы гидроэлектростанции. Всё это имело несомненное благотворное значение для повышения стабильности функционирования ЕЭС России.

С ПРИЦЕЛОМ НА БУДУЩЕЕ

Внедрение технологии происходило и с дальним прицелом. В перспективе дистанционное управление нагрузкой генерирующих объектов создаёт условия для так называемого погружения внутрь часа – то есть осуществления расчётов и доставки планов балансирующего рынка (ПБР) на электростанции каждые 5–15 минут вместо используемого в настоящее время часового цикла. Это даст возможность более оперативно учитывать состояние электросетевого и генерирующего оборудования и более точно моделировать режим работы энергосистемы. Например, за рубежом во многих больших энергосистемах для компенсации возникающих отклонений электроэнергетического режима широко используются именно внутрис часовые

расчёты. С точки зрения рынка увеличение числа расчётов позволит более эффективно использовать доступные ресурсы мощности на электростанциях и актуальную пропускную способность сети, что обеспечит рост экономической эффективности работы энергосистемы в целом.

В феврале 2020 года результаты совместного цифрового пилотного проекта «Системного оператора» и ПАО «РусГидро» были одобрены участниками ведомственного проекта «Единая техническая политика – надёжность электроснабжения», реализуемого в рамках цифровой трансформации энергетики. Кроме того, было принято решение о дальнейшем развитии и тиражировании технологии. Это позволило компаниям приступить к активной фазе реализации проекта – внедрению технологии на всех ГЭС ПАО «РусГидро», участвующих в автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности (АВРЧМ) в ЕЭС России. «До конца 2020 года система будет введена в промышленную эксплуатацию на 17 ГЭС ПАО «РусГидро», на 18-й – Новосибирской ГЭС – система заработает в начале 2021 года. В планах – завершение тиражирования технологии на ГЭС, участвующих в АВРЧМ, а также на малых ГЭС, не участвующих в АВРЧМ, при условии незначительной доработки их систем обмена технологической информацией с автоматизированной системой АО «СО ЕЭС», – уточняет Роман БОГОМОЛОВ. Всего, по оценке «Системного оператора», уже к 2023 году к системе цифрового дистанционного управления могут быть подключены 33 ГЭС.

НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ

Сегодня проект организации дистанционного управления энергообъектами из диспетчерских центров «Системного оператора» выходит на новую стадию. Отработанная на ГЭС технология СДПМ позволяет применить её и в сфере тепловой генерации. На сегодняшний день достигнута договорённость с ПАО «РусГидро» о пилотном проекте на ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке.

В дальнейшем же, основываясь на результатах пилотных проектов, новая цифровая технология автоматизированного доведения пла-



новых диспетчерских графиков может быть применена не только для электростанций, подключённых к АРЧМ, но и для всех электростанций ЕЭС России. Сдерживающим фактором, по словам Романа БОГОМОЛОВА, в данном случае является только уровень автоматизации тепловых электростанций: «Использование каналов АРЧМ – лишь одно из частных решений задачи доведения заданий плановой мощности до генерирующих объектов. Наличие со стороны «Системного оператора» каналов АРЧМ и систем ГРАМ на электростанции не является единственным и строго обязательным условием для подключения к СДПМ. Эта задача может быть решена и за счёт других технологических ноу-хау, например, за счёт модернизации АСУ ТП станций или





НОРМАТИВНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Для того чтобы систематизировать все процессы, связанные с внедрением технологии дистанционного управления из диспетчерских центров, «Системный оператор» выступил инициатором разработки серии национальных стандартов «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Дистанционное управление». Серия стандартов устанавливает единые требования к осуществлению изменения технологического режима работы и эксплуатационного состояния электросетевого оборудования, устройств РЗА, изменения нагрузки генерирующего оборудования электростанций с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров и включает в себя: ГОСТ Р «Требования к управлению электросетевым оборудованием и устройствами релейной защиты и автоматики»; ГОСТ Р «Требования к управлению активной мощностью генерирующего оборудования гидроэлектростанций»; ГОСТ Р «Требования к управлению активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»; ГОСТ Р «Требования к информационному обмену при организации и осуществлении дистанционного управления»; ГОСТ Р «Реализация защищённого профиля протокола МЭК 60870–5–104 для организации информационного обмена в электроэнергетике Российской Федерации»; а также «Требования к дистанционному управлению активной мощностью генерирующего оборудования тепловых электростанций (для реализации пилотных проектов)», которые после доработки по итогам реализации пилотного проекта также будут закреплены в качестве национального стандарта.

организации дополнительных шлюзов между программным обеспечением, осуществляющим приём плановых графиков, и программным обеспечением, передающим их на исполнительные органы объекта диспетчеризации. Однако до тех пор, пока не достигнут определённый уровень автоматизации, говорить о том, что технология СДПМ может быть применена сразу ко всем ТЭС, преждевременно».

«Системный оператор» считает повсеместное внедрение технологии, несомненно, целесообразным. Реализация проекта создаёт преимущества не только для каждой электростанции в отдельности, но и для энергосистемы в целом. В числе наиболее очевидных системных эффектов – значительное

ускорение восстановления схемно-режимной ситуации в ЕЭС России при возникающих отклонениях электроэнергетического режима, а также обеспечение работы по заданному графику электростанций, не подключённых к СДПМ, за счёт изменений нагрузки генерации с внедрённой СДПМ.

ГЛАВНЫЙ ВЕКТОР

Внедрение технологий дистанционного управления – один из главных векторов Энергетической стратегии РФ на период до 2035 года. В соответствии с утверждённым Правительством РФ планом, в течение ближайших 15 лет оперативно-диспетчерское управление режимами работы объектов электрической сети 220 кВ и выше и объектов генерации 25 МВт и выше в Единой энергетической системе России должно полностью перейти в дистанционный формат.

Сегодня развитие технологий дистанционного управления составляет и важнейшую часть технической политики «Системного оператора», которая направлена на решение вопросов развития и повышения надёжности функционирования ЕЭС России. В настоящее время, помимо развития технологии дистанционного управления объектами гидрогенерации, в соответствии с согласованными с субъектами отрасли планами, «Системный оператор» продолжает реализацию проектов дистанционного управления оборудованием и устройствами подстанций 110 кВ, а также режимами работы как уже построенных, так и планируемых к вводу электростанций ВИЭ. С успехом решаются задачи организации дистанционного управления устройствами РЗА и вспомогательным режимным оборудованием.

Все эти проекты лежат в русле глобального мирового тренда на цифровую трансформацию электроэнергетики и способствуют достижению её главной цели – построению новых, более эффективных моделей цифрового управления технологическими и бизнес-процессами в отрасли. ■



30 | Свет праздника

Станислав
ПАХОТИН

Представить новогодние торжества без украшенных разноцветными огнями улиц уже практически невозможно. Не изменила эту многолетнюю традицию и обрушившаяся на мир пандемия COVID-19. Улицы и площади городов уже с ноября начинают переливаться всеми возможными цветами, удивляя жителей и туристов всё более масштабными световыми инсталляциями. Было ли так всегда? И какие существуют традиции в световом оформлении городов? Обо всём этом – в нашей публикации.



Император Пётр I

«ПО НОЧАМ ОГНИ ЗАЖИГАТЬ...»

В Россию европейские традиции празднования Нового года и Рождества пришли в начале XVIII века. Император Пётр I не только изменил дату празднования Новолетия, перенес её с 1 сентября на 1 января, но и распорядился, как именно подданные должны отмечать смену одного календарного года на другой. В знаменитом указе № 1736 «О праздновании Нового года» он писал: «А в знак того доброго начинания и нового столетнего века в царствующем граде Москве... генваря с 1 по 7 число по ночам огни зажигать из дров, или хворосту, или соломы, а где мелкие двory, собрався пять или шесть двory, такой огонь класть или, кто похочет, на столбиках поставить по одной, по две или по три смоляные и худые бочки и, наполняя соломою или хворостом, зажигать, перед бурмистрскою ратушею стрельбе и таким огням и украшению, по их рассмотрению, быть же».

С тех пор празднование Нового года в дореволюционной России всегда сопровождалось в Санкт-Петербурге и губернских центрах огненными шоу, пиротехническими представлениями и украшением ёлок, установленных на их главных площадях.



Впрочем, следует уточнить, что вплоть до конца XIX века новогодние гуляния в столице Российской империи были скромными, куда более значимым праздником являлось Рождество. Причём в первой половине XIX столетия оно отмечалось с ещё большим размахом в связи с тем, что 25 декабря праздновалось и изгнание из России наполеоновских войск. При этом все празднества и торжества проходили, как правило, в домах, усадьбах или во дворцах. С этим связано и то, что украшали в первую очередь домашние ели. Зажжённые на них небольшие свечки создавали особую атмосферу праздника. При этом были небезопасны и обязывали хозяев дома всегда соблюдать меры предосторожности. В целях предупреждения пожаров некоторые зажиточные семейства даже держали специального слугу, который неустанно дежурил возле ели. А ведро с водой рядом с рождественским деревом было в каждом доме.

РАСКРАШЕННЫЕ ЛАМПОЧКИ

В конце же XIX века, с изобретения помощника Томаса Эдисона – Эдварда Джонсона, начинается эра электрических гирлянд. В 1882 году Эдвард Джонс соединил между собой 80 маленьких электрических лампочек, которые были раскрашены в разные цвета: красный, синий и белый. Уже спустя 13 лет была изготовлена первая новогодняя электрическая гирлянда, украшавшая ель перед Белым домом. Последующее появление уличных рождественских ёлок с электрическими гирляндами было в российской Финляндии в 1906 году.

Настоящий прорыв в использовании электрических огней в качестве украшения произошёл только в 1917 году, когда 15-летний подросток Альберт Садакка, прочитав о трагическом возгорании ёлочных свечей в Нью-Йорке, решил сам создать по-настоящему безопасную и доступную гирлянду. Он замкнул цепочку лампочек в единую решётку, создав таким образом то, что в современном понятии и является электрической гирляндой.

В Советской России массовое производство домашних и уличных гирлянд началось лишь в 1938 году. Это были обычные автомобильные лампочки, припаянные

к одному проводу, покрашенные лаками и красками.

В конце 50-х годов стали появляться гирлянды-игрушки: внутри фигурки из толстого стекла закреплялась нить накаливания, а сама фигура вставлялась в цоколь, который был закреплён на проводе. С течением времени электрогирлянда претерпела ряд изменений по форме и принципам действия. С развитием электроники возникли блоки управления, которые задавали различные программы включения или выключения отдельных светящихся элементов.

В настоящее время существует несколько видов электрических гирлянд. Есть конструкции, когда лампочки расположены на проводе одна за другой, есть так называемый световой занавес, или световая сеть. Есть конструкции, когда лампочки спрятаны внутри гибкого шнура, способного защитить от воздействия и соприкосновения поверхности с нагретыми элементами. Это гирлянды дюралайт, их используют для выделения контуров здания или создания рекламных вывесок.

Но самым значимым изменением в устройстве электрогирлянд стал переход на использование светодиодов. Светодиодные и волоконно-оптические гирлянды не представляют никакой угрозы с точки зрения пожаробезопасности и электробезопасности. Благодаря этому они могут быть использованы на морозе и даже в воде. Помимо прочего, они более экономичны и служат гораздо дольше.



Российская
рождественская
открытка, начало
XX века



МИР В ОГНЯХ

Изобретение и усовершенствование гирлянд, а особенно использование светодиодов кардинально изменили практики новогоднего освещения в России и за рубежом.

По установившейся традиции, световое убранство в столице Великобритании появляется уже в октябре. Это помогает создать праздничное настроение заранее и погрузить горожан в атмосферу рождественского чуда – ведь для англичан этот праздник, пожалуй, самый любимый и почитаемый.

Первыми преобразаются витрины магазинов: за чисто вымытыми стеклами невероятным образом, буквально за одну ночь появляются светящиеся фигурки оленей, крохотные ёлки, имбирные пряники самых невообразимых форм – сказка уже совсем близко. Сам город делается нарядным и невероятно уютным.

В неофициальной столице США – Нью-Йорке – уже много десятилетий существует традиция зажигания огней на Рождественской ёлке в «Рокфеллер-центре». На одной из центральных площадей города устанавливают громадные красные ёлочные шары, на многих улицах располагаются красочные фургончики, декорированные в стиле наступающих праздников, где можно купить милые рождественские игрушки и, конечно же, тёплые напитки и ароматную выпечку. Да и сами жители города всегда украшают свои дома гирляндами, фонариками и ёлочными венками.

О приближении Рождества в самом романтическом городе на Земле – Париже – можно узнать по витринам его главных магазинов Printemps и Galeries Lafayette. Центры торговли и роскоши будто бы соревнуются друг с другом – у кого сказка получится прекраснее, чьё чудо наиболее правдоподобно.

Среди парижской рождественской цветовой гаммы очень часто в фаворе белый цвет. Так, например,



В 2020 году
на оформление улиц
и парков правительство
Москвы направило

**561 МИЛЛИОН
РУБЛЕЙ**

Оформление витрин магазина Printemps

витрина Dior украшена огромной серебристой елью, которая будто бы срослась со стенами старинного дома, в котором расположился элитный бутик.

Наряжаются и улицы, серый дождливый город будто бы каждый раз ждёт снега, увы – в столице Франции снег увидеть можно совсем нечасто. Поэтому снегопад из падающих белых огоньков – настоящее чудо и утешение для миллионов парижан и туристов.

Берлин в рождественские и новогодние праздники расцветает, и кажется, что от невероятной серьёзности немцев не остаётся и следа. Очень часто на улицах немецкой столицы встречаются и украшения в стиле современного искусства: ёлки, которые куда больше похожи на переливающиеся в вечерних сумерках конусы, цилиндры необъятных размеров, среди которых настоящие (или искусственные) рождественские деревья кажутся лишь подобием праздничного украшения.

С РОССИЙСКИМ РАЗМАХОМ

За последние пять лет уличное новогоднее освещение российской столицы стало ещё одной её достопримечательностью. Красная площадь и Никольская

Ёлка в «Рокфеллер-центре»





улицы, парки «Сокольники» и Горького, Измайловский и ещё десятки мест в новогодние и рождественские дни оказываются яркими маяками для горожан и туристов.

К этому город готовится ещё осенью. На деревьях начинают появляться первые гирлянды, а Тверская становится невиданным сияющим коридором под

вечно звёздным небом – множество нитей с тысячами крошечных лампочек протянулись от дома к дому. Не уступают в яркости и оригинальности новогодней подсветки крупные торговые комплексы, правительственные здания и многочисленные офисные центры.

В Северной столице улицы, набережные и мосты в этом году начали украшать к Новому году уже в ноябре, а ближе к 31 декабря город предстал во всей красе. В первую очередь праздник пришёл на площадки у станций метро. Вслед за этим над улицами появились красивые растяжки. В разных точках мегаполиса выросли световые тематические опоры. По задумке властей Санкт-Петербурга, в городе зажгли одновременно более трёх тысяч элементов праздничного оформления. Владельцы магазинов, кафе и ресторанов также внесли свой вклад в украшение города. На тросах через реки и деревья появились сияющие гирлянды и звёздочки, над улицами – световые композиции.

Украшения в виде нот и скрипичных ключей, палитр и театральных масок разместили на площади Искусств. В зимние сады превратились Васильевский остров и Александровский сад. На опорах фонарей набережных Петроградской стороны засияли паруса.

Дворцовая площадь залилась «ледяным светом». Фонарные столбы в центре Северной столицы тоже преобразились. На Адмиралтейской, Лейтенанта Шмидта и Петровской набережных появились «каравеллы», на Кронверкской и Мытнинской – «паруса», у Ростральных колонн – два «зимних паруса». ■

Санкт-Петербург.
Стрелка Васильевского острова

ПРОФЕССИОНАЛЫ РЕКОМЕНДУЮТ

- Освещение улиц должно не только обеспечивать безопасность, но и быть частью композиции ночного города.

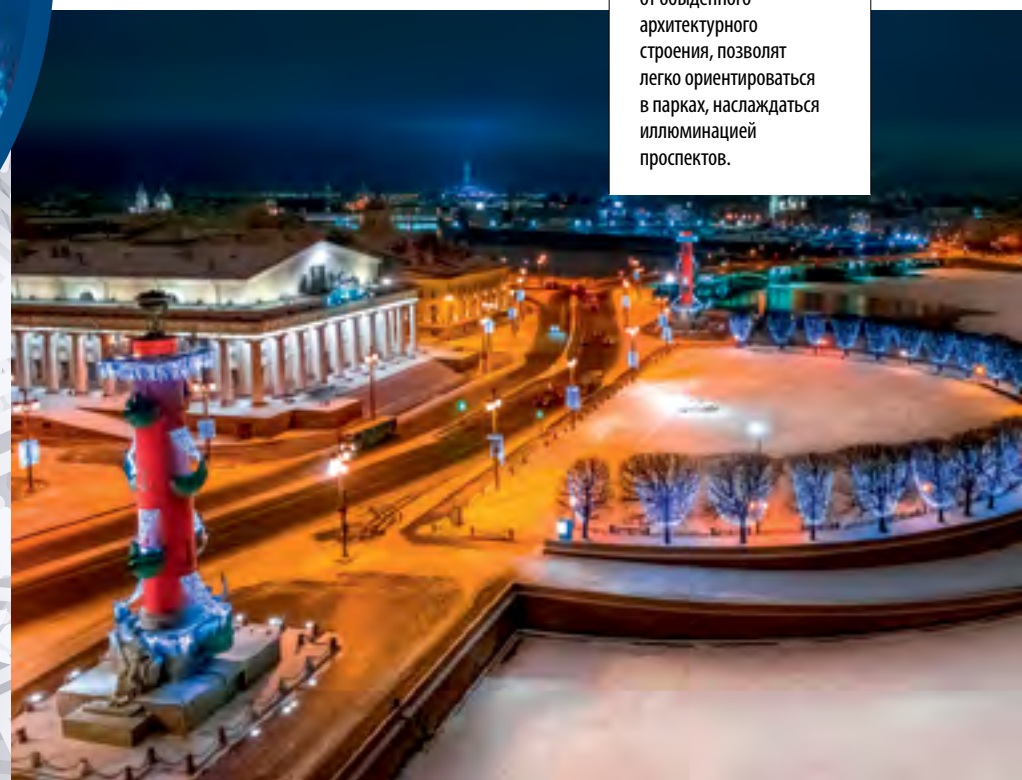
Установленные на большой высоте фонари дают мягкий рассеянный поток света. Часто к ним крепятся неоновые конструкции, создающие праздничный вид улиц и проспектов.

- Искусственная иллюминация водоёмов и фонтанов всегда привлекает внимание.

Воду можно «окрасить» в разнообразные оттенки, создать блики и переливы. Существуют специальные светильники, которые устанавливаются на дне водоёма, и вода выглядит загадочной и манящей.

- При невозможности провести электропроводку для ландшафтного освещения часто используют светильники на солнечных батареях и светодиодах.

- Правильно подобранные световые эффекты могут полностью поменять впечатление от обыденного архитектурного строения, позволяя легко ориентироваться в парках, наслаждаться иллюминацией проспектов.



1 ЯНВАРЯ

БЕЗЗУБЦЕВ Валерий Сергеевич (1953 г.), директор по технологическому развитию ОАО «Концерн Росэнергоатом»

БИКМУРЗИН Азат Шаукатович (1969 г.), директор нефтегазохимического комплекса ПАО «Татнефть»

ПЕТРОСЯН Рачик Ашотович (1979 г.), директор по цифровой трансформации госкорпорации «Ростех»

ТРЕМБИЦКИЙ Александр Вячеславович (1965 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор)

2 ЯНВАРЯ
ГОЙЗЕНБАНД Александр Аркадьевич (1980 г.), директор Нижегородской ГЭС филиала ПАО «Русгидро»

ДЕРИПАСКА Олег Владимирович (1968 г.), предприниматель

РУСНАК Олег Викторович (1970 г.), заместитель генерального директора — управляющий директор АО «ОДК — Газовые турбины»



КОЗЛОВ Александр Александрович (1981 г.), министр природных ресурсов и экологии РФ

3 ЯНВАРЯ
СУНГУРОВ Виталий Леонидович (1975 г.), генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» — «ОДУ Востока»

ПОТАНИН Владимир Олегович (1961 г.), владелец и президент компании «Интеррос», президент и председатель правления ГМК «Норильский никель»

4 ЯНВАРЯ



ОПАДЧИЙ Фёдор Юрьевич (1974 г.), заместитель председателя правления АО «СО ЕЭС»

ШУВАЛОВ Игорь Иванович (1967 г.), председатель государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ»

5 ЯНВАРЯ
РАДИОНОВА Светлана Геннадьевна (1977 г.), руководитель Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (Росприроднадзор)



ШАСКОЛЬСКИЙ Максим Алексеевич (1975 г.), руководитель Федеральной антимонопольной службы (ФАС России)

6 ЯНВАРЯ
МООР Александр Викторович (1974 г.), губернатор Тюменской области

7 ЯНВАРЯ
НАЗАРОВ Виктор Николаевич (1974 г.), управляющий директор филиала ПАО «Квадра» — «Воронежская генерация»

ШЕМАЯКИН Николай Александрович (1974 г.), генеральный директор ООО «Мосэлектротриц»

10 ЯНВАРЯ



МИТИН Сергей Александрович (1974 г.), директор Пермской ГРЭС, филиала АО «Интер РАО — Электрогенерация»

12 ЯНВАРЯ



ПРИХОДЬКО Сергей Эдуардович (1957 г.), помощник председателя Правительства РФ

13 ЯНВАРЯ
ЛИЗУНОВ Алексей Анатольевич (1971 г.), председатель правления — генеральный директор ПАО «ТГК-14»

14 ЯНВАРЯ
ОСТРОВСКИЙ Алексей Владимирович (1976 г.), губернатор Смоленской области

15 ЯНВАРЯ
КОНОПЛЁВ Сергей Иванович (1959 г.), директор ТЭЦ-6 ПАО «Иркутскэнерго»

16 ЯНВАРЯ
СЕНТЮРИН Юрий Петрович (1960 г.), генеральный секретарь Форума стран — экспортёров газа (ФСЭГ)

18 ЯНВАРЯ
СИТНИКОВ Сергей Константинович (1963 г.), губернатор Костромской области

19 ЯНВАРЯ
ТЕКСЛЕР Алексей Леонидович (1973 г.), губернатор Челябинской области

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ — 2021

Январь

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
				1	2	3
4	5	6	7	8	9	10
11	12	13	14	15	16	17
18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31

20 ЯНВАРЯ
ЖВАЧКИН Сергей Анатольевич (1957 г.), губернатор Томской области

СТАРОВОЙТ Роман Владимирович (1972 г.), губернатор Курской области

21 ЯНВАРЯ
ГРАЧЁВ Павел Сергеевич (1973 г.), генеральный директор ПАО «Полюс», независимый директор в Совете директоров ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «Русгидро»

22 ЯНВАРЯ
ГОЛУБЕВ Евгений Геннадьевич (1973 г.), технический директор — главный инженер Псковской ГРЭС, филиала ПАО «ОГК-2»

НИКОЛАЕВ Айсен Сергеевич (1972 г.), глава Республики Саха (Якутия)

САМОРОДОВ Евгений Владиславович (1976 г.), управляющий директор филиала ПАО «Квадра» — «Центральная генерация»

24 ЯНВАРЯ
РЯБИКИН Владимир Анатольевич (1965 г.), генеральный директор ПАО «Россети Волга»



ГУРЫЛЁВ Олег Юрьевич (1963 г.), директор Калининградской ТЭЦ-2, филиала АО «Интер РАО — Электрогенерация»

26 ЯНВАРЯ



КОВАЛЁВ Юрий Борисович (1968 г.), директор Кармановской ГРЭС, филиала ООО «БГК»

ПРОСКУРИН Андрей Геннадьевич (1977 г.), генеральный директор АО «НИКИМТ-Атомстрой»

ХЛОПЯНОВ Андрей Георгиевич (1971 г.), министр природных ресурсов и охраны окружающей среды Ставропольского края

29 ЯНВАРЯ
РЯБОВ Дмитрий Владиславович (1967 г.), генеральный директор АО «ТЭК Мосэнерго»

30 ЯНВАРЯ
ГОЛУБЕВ Василий Юрьевич (1957 г.), губернатор Ростовской области

31 ЯНВАРЯ



МИЛЛЕР Алексей Борисович (1962 г.), председатель правления ПАО «Газпром» — заместитель председателя Совета директоров ПАО «Газпром»

1 ФЕВРАЛЯ
ОЛЬХОВСКИЙ Гурген Гургенович (1933 г.), президент ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт»

ТРАВНИКОВ Андрей Александрович (1971 г.), губернатор Новосибирской области

ключевых персон топливно-энергетического комплекса России

Февраль

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
1	2	3	4	5	6	7
8	9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	20	21
22	23	24	25	26	27	28

2 ФЕВРАЛЯ
ВЕЛИХОВ Евгений Павлович (1935 г.), почётный президент ФГБУ «Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»

КУВШИННИКОВ Олег Александрович (1965 г.), губернатор Вологодской области

3 ФЕВРАЛЯ
КАРАПЕТАН Станислав Сейранович (1977 г.), генеральный директор ООО «Интертехэлектро — Новая генерация»

КАШЕВАНОВ Андрей Борисович (1961 г.), заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы РФ

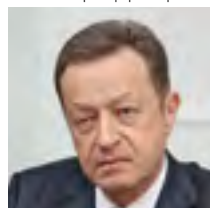
7 ФЕВРАЛЯ
ГАЛИУЛЛИН Радик Завитович (1964 г.), директор Казанской ТЭЦ-2, филиала АО «Татэнерго»

9 ФЕВРАЛЯ
МИЛОТВОРСКИЙ Владимир Эвальдович (1964 г.), генеральный директор ПАО «Магаданэнерго»

10 ФЕВРАЛЯ
БАКУРИН Сергей Фёдорович (1967 г.), директор Шатурской ГРЭС, филиала ПАО «Юнипро»

МЕДВЕДЕВ Иван Владимирович (1955 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

ЧИСТЯКОВ Владимир Сергеевич (1959 г.), генеральный директор ООО «Тольяттинский трансформатор»



ЧУБАЕВ Александр Анатольевич (1960 г.), исполнительный вице-президент корпорации Fortum, глава дивизиона «Россия», генеральный директор ПАО «Фортум»

12 ФЕВРАЛЯ
СОРОКИН Игорь Николаевич (1970 г.), министр промышленности и энергетики Ростовской области

13 ФЕВРАЛЯ
ВЛАДИМИРОВ Виктор Николаевич (1956 г.), директор Канской ТЭЦ Красноярского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

ЯРИН Андрей Вениаминович (1970 г.), начальник Управления Президента РФ по внутренней политике

15 ФЕВРАЛЯ
ГЛАДКОВ Вячеслав Владимирович (1969 г.), врио губернатора Белгородской области

ДЕРЕЖКОВ Андрей Владимирович (1968 г.), директор Каскада Верхневолжских ГЭС, филиала ПАО «Русгидро»

РУДЕНЯ Игорь Михайлович (1968 г.), губернатор Тверской области



ЧЕЛОВЕЧКИН Максим Юрьевич (1969 г.), директор Гусиноозёрской ГРЭС, филиала АО «Интер РАО — Электрогенерация»

ШЛЕГЕЛЬ Александр Эдуардович (1951 г.), заместитель генерального директора — директор Красноярского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

16 ФЕВРАЛЯ
ГЛАДКИХ Борис Михайлович (1983 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

17 ФЕВРАЛЯ
АРТЮХОВ Дмитрий Андреевич (1988 г.), губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа



ВАЙНО Антон Эдуардович (1972 г.), руководитель Администрации Президента РФ

НОСОВ Сергей Константинович (1961 г.), губернатор Магаданской области



РОГАЛЁВ Николай Дмитриевич (1962 г.), ректор НИУ «Московский энергетический институт»

РУКША Вячеслав Владимирович (1954 г.), заместитель генерального директора — директор дирекции Северного морского пути госкорпорации «Росатом»

УВАРОВ Алексей Константинович (1975 г.), заместитель руководителя аппарата Правительства РФ

18 ФЕВРАЛЯ
НЕГАНОВ Леонид Валериевич (1972 г.), советник генерального директора ПАО «Россети»



ПОЛОЧАНСКИЙ Владислав Иосифович (1973 г.), генеральный директор АО «ТЭК-11»

19 ФЕВРАЛЯ



ЛИВИНСКИЙ Павел Анатольевич (1980 г.), генеральный директор ПАО «Россети»

РУДСКОЙ Андрей Иванович (1957 г.), ректор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета Петра Великого (СПбГПУ)

СИПЯГИН Владимир Владимирович (1970 г.), губернатор Владимирской области

20 ФЕВРАЛЯ
АБРАМОВ Александр Григорьевич (1959 г.), председатель Совета директоров EVRAZ plc



НОВИКОВ Сергей Геннадьевич (1962 г.), статс-секретарь — заместитель генерального директора по обеспечению государственных полномочий и бюджетного процесса госкорпорации «Росатом»

21 ФЕВРАЛЯ
БИТАРОВ Вячеслав Зелимханович (1961 г.), глава Республики Северная Осетия



ФИЛАТОВ Дмитрий Александрович (1968 г.), член правления — руководитель дивизиона «Снабжение» ПАО «Интер РАО», генеральный директор ООО «Интер РАО — Центр управления закупками»

22 ФЕВРАЛЯ



ЯНОВСКИЙ Анатолий Борисович (1957 г.), заместитель министра энергетики РФ

23 ФЕВРАЛЯ
БОГОМАЗ Александр Васильевич (1961 г.), губернатор Брянской области



ЗВЕГИНЦОВ Стефан Владимирович (1968 г.), глава Enel в России, генеральный директор ПАО «Энел Россия»

25 ФЕВРАЛЯ
УСТИНОВ Владимир Васильевич (1953 г.), полномочный представитель Президента РФ в Южном федеральном округе

27 ФЕВРАЛЯ
КУМПИЛОВ Мурат Каральбиевич (1973 г.), глава Республики Адыгея

ПЕТРУНИН Николай Юрьевич (1976 г.), заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

ШАФРАНИК Юрий Константинович (1952 г.), председатель совета Союза нефтегазопромышленников России

28 ФЕВРАЛЯ
ГОРДЕЕВ Алексей Васильевич (1955 г.), заместитель председателя Государственной Думы Федерального Собрания РФ



36 | Ледовое побоище

Нагрузка на электросети, вызванная невиданной силы ноябрьским ледяным дождём в Приморье, оказалась в несколько раз выше всех заявленных запасов прочности для проводов и опор линий электропередачи. Так, провод марки АС-185/43 диаметром 19,6 мм километровой длины имеет массу 846 кг. При наледи толщиной 20 мм она увеличивается в 3,7 раза, толщиной 40 мм – в 9 раз, при толщине льда в 60 мм – в 17 раз. Общая масса линии электропередачи из восьми проводов километровой длины возрастает соответственно до 25, 60 и 115 тонн. ■