

ЭБГ

Эксперт-клуб

16

Сколько
надо резервов?

Михаил Андронов:

24

«Потенциал управляемого снижения
спроса – 16 ГВт»

Регионы

28

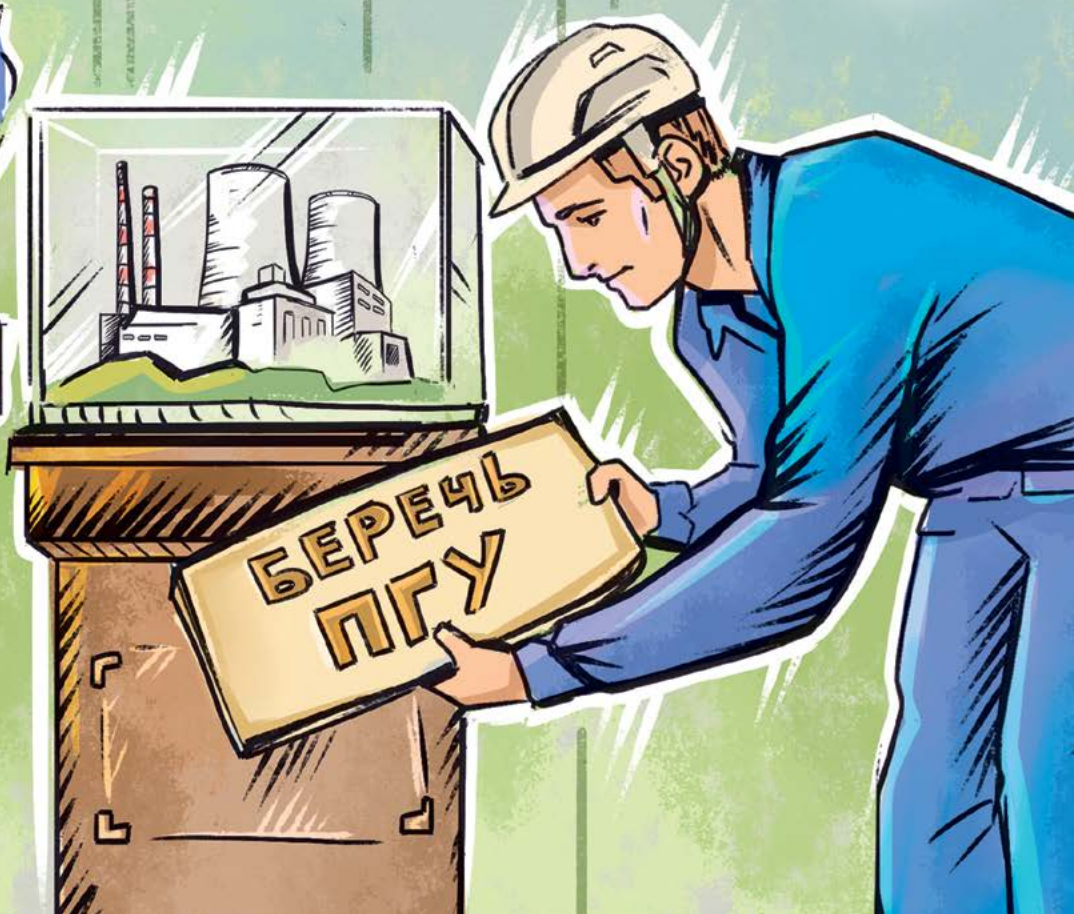
Центральный округ

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Форс-мажор для всех

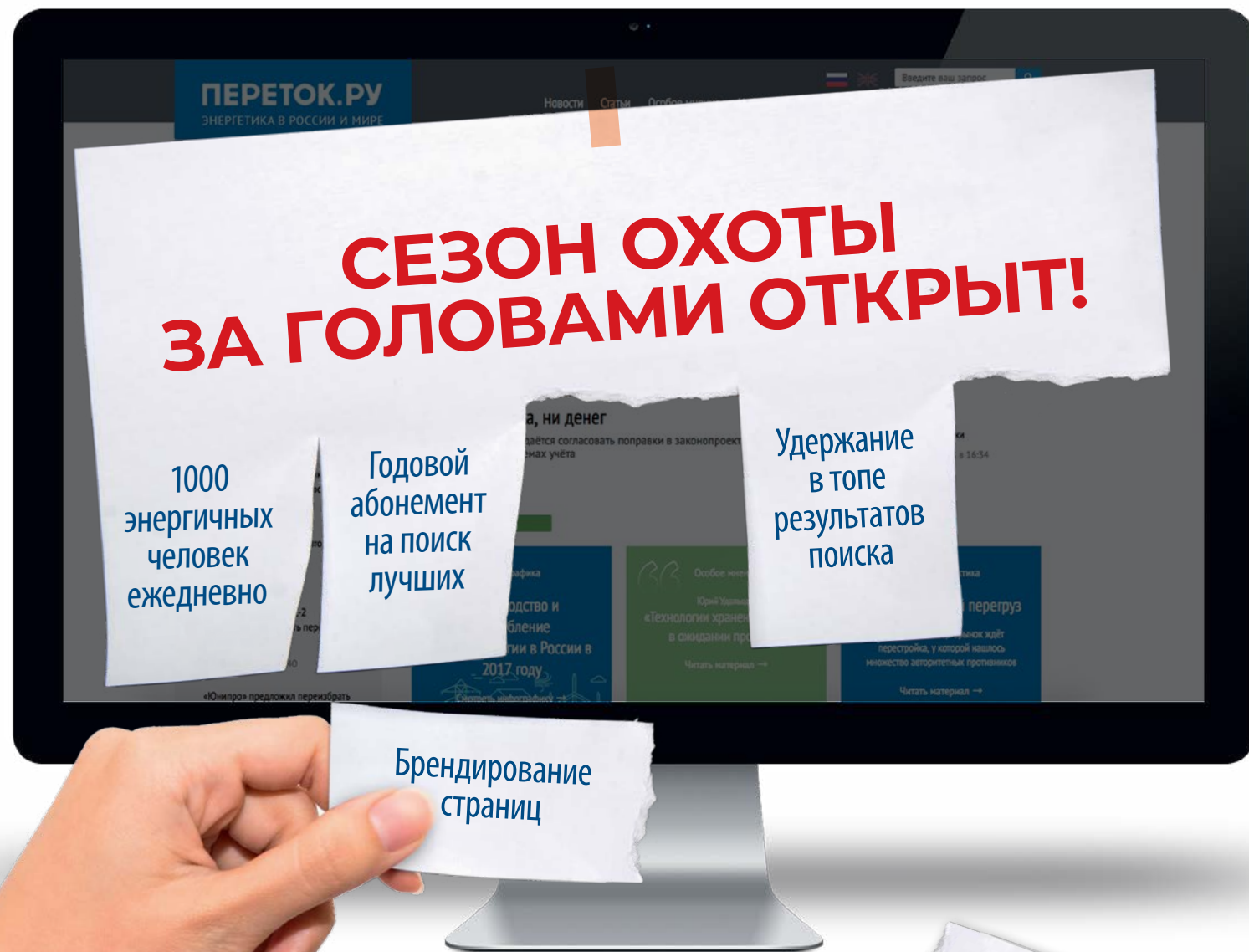
Проблемы отечественной
электроэнергетики на фоне
санкций и первоочередные
решения властей

стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ



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

ПОДРОБНОСТИ:

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

Уважаемые читатели!

○

тественная электроэнергетика настраивает свою работу в новых условиях. Уже очевидны перемены среди крупных игроков сектора – иностранные генераторы объявили о своём уходе и продаже активов российским компаниям. Из-за остановки сотрудничества с частью зарубежных производителей оборудования пересматриваются либо сроки реализации, либо проекты в целом. Одни энергокомпании в этой ситуации изучают предложения на рынках дружественных стран, прежде всего Китая и Ирана, вторые считают, что от импорта надо максимально отказываться и наращивать выпуск собственной продукции, в том числе в энергомашиностроении. Но всё это

требует времени, а в инвестпроектах в отрасли оно обычно ограничено условиями договоров. В **«Теме номера»** рассказываем, какие меры для поддержки энергетики приняли регуляторы и каковы дальнейшие перспективы.

Помимо реализации длинных инвестиционных проектов, энергетикам надо решать традиционную задачу подготовки к зиме. Здесь тоже учитываются смена пула поставщиков оборудования, вопросы сервисного обслуживания и новые логистические цепочки. В **«Инфографике»** собрали ключевые цифры по отопительному сезону 2021–2022 годов и подготовке к следующему ОЗП.

Летом одной из ключевых тем в отрасли снова стали резервы мощности. Не будем вдаваться в вопросы КОМ, регуляторы пока прорабатывают новый механизм. А о том, пришло ли сейчас время для задействования части резервов в работе и каков на сегодня их оптимальный объём, попросили рассказать экспертов и участников отрасли в рубрике **«Эксперт-клуб»**.

В **«Интервью»** спросили генерального директора и президента «Русэнергосбыта» Михаила Андропова о перспективах развития рынка управления спросом на электроэнергию в России, а также поговорили с ним о майнинге, программе установки интеллектуальных счётчиков, платёжной дисциплине и необходимых мерах поддержки.

В рубрике **NB** рассказываем о 25 годах истории «Интер РАО», которая отмечает свой юбилей. В разделе **«Регион»** на этот раз Центральный федеральный округ, чья энергосистема отличается самой высокой долей АЭС и концентрацией потребления в Москве и области.

С уважением,
редакция журнала «Энергия без границ»



06

04 главные события в России

06 главные события в мире

08 тема номера

Форс-мажор для всех

Проблемы отечественной электроэнергетики на фоне санкционного кризиса и первоочередные решения властей.

08



24



24 интервью

Михаил Андронов: «Потенциал управляемого снижения спроса – 16 ГВт»

Россия идёт по пути формирования полноценного рынка управления спросом на электроэнергию, считает президент «Русэнергосбыта» Михаил Андронов. «Энергия без границ» поговорила с ним о состоянии и развитии сектора, а также задала традиционные «кризисные» вопросы о динамике потребления энергии, долгах и мерах поддержки.

28 регионы

Центральный федеральный округ: крупные потребители и масштабные планы



16



32 NB

25 лет «Интер РАО»

В честь юбилея компании рассказываем о её пути от трейдингового подразделения РАО «ЕЭС России» до флагмана отечественной энергетики.

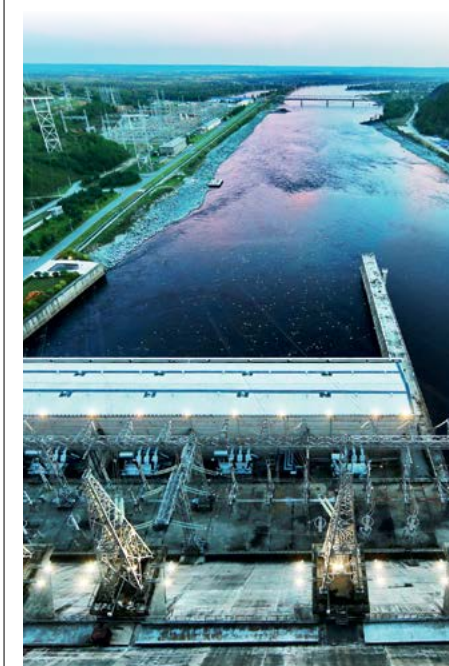


32

34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в июле – августе

36 фото номера

Летние рекорды потребления мощности в этом году мигрируют на восток страны



36

28



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 2 (73) ИЮЛЬ 2022

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»:
Павел ОКЛЕЙ, член правления –
руководитель блока
производственной деятельности
Александра ПАНИНА,
член правления – врио руководителя
блока трейдинга

Сергей ПИКИН, директор Фонда
энергетического развития
Юрий ШАРОВ, член правления –
руководитель блока инжиниринга

коммуникационная группа
MEDIA LINE

105082, г. Москва, ул. Большая
Почтовая, д. 43–45, стр. 3, этаж 3,
ком/рм 1/1–11
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор:
Людмила ВАСИЛЬЕВА

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

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

Типография: «Периодика»
(ИП Борзунов)
Адрес: 105066, г. Москва,
ул. Доброслободская, д. 14/2

Цена свободная

В РОССИИ

8 газовых турбин ГТЭ-170 ежегодно планируют выпускать «Силловые машины» начиная с 2025 года

1,5–

2%

может составить рост потребления электроэнергии в РФ в 2022 году, согласно прогнозам «Системного оператора»



Главными корпоративными новостями весны – лета ожидаемо стали сообщения о выходе иностранных инвесторов в российскую генерацию из бизнеса в РФ. Первое официальное заявление о договоре продажи в июне сделала итальянская Enel. Она продаст свои 56,43% в «Энел Россия» «Лукойлу» и фонду «Газпром-банк-Фрезия». Из сообщения Enel, размещённого на сайте Итальянской фондовой биржи, следует, что компания заключила два отдельных соглашения с покупателями на общую сумму \$135 млн. Закрытие сделки ожидается в третьем квартале и зависит от ряда условий, в частности от решения правкомиссии РФ по иностранным инвестициям и ФАС России. 16 июня, когда было объявлено о сделке, капитализация «Энел Россия» на Мосбирже составляла 19,73 млрд рублей (0,5578 рубля за акцию), доля Enel – 11,13 млрд рублей. Блок-пакет ОГК-5 в 2007 году обошёлся Enel в 39,2 млрд рублей (\$1,5 млрд), в начале 2008 года на offerту для получения контроля в будущей «Энел Россия» итальянцы потратили ещё 24,65 млрд рублей.

Финский энергоконцерн Fortum в мае объявил об уходе с россий-

ского рынка. В России у концерна есть дочерняя компания «Фортум», которая занимается производством и сбытом электрической и тепловой энергии. Также Fortum принадлежит 29,5% ТГК-1 (контролирующим акционером является «Газпром энергохолдинг» с долей в 51,79%). Помимо этого, международному энергетическому концерну Uniper SE, в котором Fortum владеет 76,1%, принадлежит 83,73% акций «Юнипро». В середине июня «Коммерсантъ» со ссылкой на источники сообщил, что Fortum собирает обязывающие предложения от потенциальных покупателей своих активов и рассчитывает закрыть сделку к 1 июля. Заинтересованность в покупке активов в кулуарах Петербургского экономического форума журналистам подтвердили гендиректор «Т Плюс» Андрей Вагнер (в интервью «РИА Новости» он говорил также об интересе к активам итальянской Enel, но та вскоре сообщила о сделке с «Лукойлом»), член правления «Газпрома» Геннадий Сухов и глава «Новатэка» Леонид Михельсон.

Июнь принёс несколько важных новостей, касающихся поставок оборудования.

Основной бенефициар «Силловых машин» Алексей Мордашов сообщил, что первый пилотный образец турбины ГТЭ-170 будет разработан в конце этого года, а осенью 2023 года концерн намерен поставить оборудование для Нижнекамской ТЭЦ «Татэнерго». В конце апреля на совещании по итогам ОЗП гендиректор «Газпром энергохолдинга» сетовал на задержку с заключением контракта на поставку турбин с ОДК. На ПМЭФ он сообщил журналистам, что договор всё же был подписан в 20-х числах мая. При этом генераторы не сбрасывают со счетов поставки оборудования из-за рубежа. Андрей Вагнер сообщил, что «Т Плюс» ведёт переговоры с азиатскими странами и с Ираном о поставках различного оборудования и комплектующих.

10 млрд рублей составит допэмиссия «РусГидро» в пользу государства, необходимая для консолидации 100% ДВЭУК-ГС

Главной регуляторной новостью месяца стали утверждённые в середине июня поправки в федеральный закон «Об электроэнергетике». Они предусматривают, что с 2023 года «Системный оператор ЕЭС» станет генпроектировщиком сектора и будет отвечать за разработку генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на долгосрочную перспективу, а также схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СИПР ЭЭС) на среднесрочную перспективу, включая решения по развитию ЕЭС и электроэнергетики регионов (раньше это было в ведении региональных властей). Кроме того, с 1 января 2024 года «Системный оператор» будет осуществлять оперативно-диспетчерское управление в технологически изолированных территориальных энергосистемах – Норильской и системах Чукотского автономного округа, Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей.

На ПМЭФ-2022 «Системный оператор» заключил с «Норникелем» и «РусГидро» соглашения о сотрудничестве по обеспечению централизованного оперативно-диспетчерского управления изолированными энергосистемами.

Одним из самых ожидаемых регуляторных проектов в этом году, пожалуй, является методика ФАС по определению обоснованности ценовых заявок на рынке «на сутки вперёд». Между тем в преддверии её обнародования служба рекомендовала энергетикам для снижения антимонопольных рисков при закупке угля и мазута разделять стоимость топлива на составляющие и применять топливные индикаторы СПбМТСБ.

Из значимых новостей месяца отметим также планы Минэнерго в течение двух-трёх месяцев провести конкурс по выбору проекта строительства генерации в Бодайбинском районе Иркутской области, необходимой для энергоснабжения Восточного полигона. Вероятно, в этом конкурсе смогут принять участие проекты гидрогенерации.

Внимание отрасли привлекло также заявление главы Минэнерго Николая Шульгинова о том, что тарифы на передачу должны быть едиными.

Как пояснилось в сообщении министерства, это должно убрать для будущих промпотребителей и инвесторов «фактор затрат на электроэнергию при выборе региона, в котором планируется развивать бизнес». Чуть позднее ФАС раскрыла подробности своего проекта о формировании тарифов на передачу на основе эталонов затрат. По данным на вторую декаду июня, служба выделила восемь эталонов затрат на содержание сетей. Факторы, которые ФАС учитывает при построении модели, – протяжённость и плотность ЛЭП, количество подстанций, разъединителей, выключателей, полезный отпуск, надёжность и качество энергоснабжения и др. В числе внешних факторов – средняя температура, интенсивность грозовой деятельности, площадь территории обслуживания и т. д.



Наблюдательный совет «Совета рынка» на заседании 22 июня единогласно избрал своим председателем замминистра энергетики Павла Сниккарса.

Г-н Сниккарс сменил на новом посту Юрия Удальцова, соратника Анатолия Чубайса и бывшего заместителя председателя правления «Роснано», который возглавлял набсовет с 2012 года.

По словам одного из собеседников «Коммерсанта», сложение полномочий было инициативой г-на Удальцова. Кандидатуру Павла Сниккарса выдвинул предправления «Совета рынка» Максим Быстров, рассказали источники издания.

Юрий Удальцов входит в палату представителей органов власти в набсовете регулятора. Он останется членом набсовета до принятия соответствующего решения правительством РФ, пояснили в «Совете рынка». Г-н Удальцов участвовал в реорганизации РАО «ЕЭС России» в 2000-е годы: он отвечал за концепцию реформы и за создание свободного энергорынка. В 2009 году Юрий Удальцов пришёл в «Роснано» и покинул госкорпорацию в прошлом году. Также новые кадровые назначения в июне произошли в Министерстве энергетики РФ. Департамент цифровой трансформации Минэнерго возглавил Антон Колыхалов. Он окончил факультет кибернетики Московского инженерно-физического института по специальности «автоматизированные системы обработки информации и управления». Ранее работал заместителем директора Департамента развития облачных сервисов и управления данными Минцифры России.

В МИРЕ



1. Киргизия

Экспорт в Китай

Власти Киргизии проводят переговоры с китайской стороной по вопросу экспорта киргизской электроэнергии в КНР. Об этом, как передал ТАСС, заявил глава кабинета министров республики Акылбек Жапаров.

«На уровне кабинета министров двух государств активно ведутся переговоры по поставкам нашей электроэнергии в Китай», – сказал г-н Жапаров.

По словам главы правительства, соответствующее соглашение может быть подписано сторонами в рамках предстоящего

государственного визита президента Киргизии Садыра Жапарова в КНР, сроки которого пока уточняются.

Между тем на протяжении нескольких лет Киргизия в осенне-зимний период вынуждена покупать электроэнергию в соседних странах Центральной Азии, поскольку имеющихся в ней генерирующих мощностей недостаточно для покрытия потребностей населения и промышленности. Пытаясь решить данную проблему, киргизские власти объявили о начале строительства крупной ГЭС «Камбар-Ата-1», намерении возвести две солнечные электростанции общей мощностью 1,5 ГВт, а также о планах строительства 600 МВт газовой генерации совместно с российскими компаниями.



2. Бразилия и Парагвай

Вторая ГЭС мира

Бразилия и Парагвай приступают к модернизации одного из самых крупных гидротехнических сооружений на планете – гидроэлектростанции «Итайпу», сообщила ассоциация «Глобальная энергия».

Итайпу – это вторая по мощности ГЭС в мире, уступающая только проекту «Три ущелья» в Китае (22,5 ГВт). Она расположена на реке Парана на границе Бразилии и Парагвая. Работы по проектированию и подготовке ГЭС были начаты в 1971 году, а строительство последних двух из 20 действующих генераторов было завершено в 2007 году. Мощность электростанции достигает 14 ГВт. Среднегодовая выработка электроэнергии к 2007 году достигла 85–98 млрд кВт•ч. В настоящее время электростанция обеспечивает около 8% бразильского рынка и 85% рынка электроэнергии Парагвая.

Модернизация распространяется на оборудование и системы всех 20 энергоблоков. Она также предполагает усовершенствование систем измерения, защиты, управления, регулирования и мониторинга гидроэлектростанции.



3. Индия

Солнечные крыши в Дели

Правительство Дели планирует к 2030 году обеспечить половину спроса на электричество за счет солнечной энергии, сообщила ассоциация «Глобальная энергия» со ссылкой на India Today. Руководство национальной столичной территории для этого собирается сделать обязательной установку фотоэлектрических панелей на крышах зданий государственных учреждений.

Дели является локомотивом развития городской солнечной энергетики: с 2016 года на столичную территорию пришлось 83% общенационального прироста мощности крышных фотоэлектрических панелей (230 МВт). Власти рассчитывают, что ввод новых солнечных агрегатов позволит лучше изучить механизмы управления пиковой нагрузкой. Это особенно важно в контексте стремительного роста числа электромобилей. Если за первый квартал 2021 года в Дели было продано 5244 электрокара, то за неполные три месяца 2022 года – 11 285 единиц, сообщало издание The Times of India.



4. Узбекистан

Приватизация в энергетике

Начало приватизации ведущих компаний топливно-энергетического комплекса, машиностроения и транспорта Узбекистана предусмотрено указом президента Шавката Мирзиёева, передал Интерфакс со ссылкой на текст документа.

Указом поручено до конца 2022 года начать работу по приватизации АО «Узбекнефтегаз», в том числе путём IPO (не менее 49% акций), а также государственной доли в размере 51% и более в АО «Тепловые электрические станции». До 1 сентября 2022 года

на утверждение в кабинет министров будет внесена стратегия реформирования АО «Узбек-гидроэнерго», предусматривающая строительство новых малых и средних ГЭС, в том числе на основе условий государственно-частного партнёрства.

Помимо этого, правительству поручено обеспечить получение международного кредитного рейтинга для «Национальных электрических сетей Узбекистана» (НЭСУ) до конца 2023 года, «Узтрансгаза» – до конца 2024 года, предусмотрев сохранение в полном распоряжении государства магистральных сетей НЭСУ и «Узтрансгаза», а также достижение самостоятельного привлечения средств международных банков и рынка капитала.



5. Китай

Прирост гидрогенерации

Китай ввёл в эксплуатацию восьмой из шестнадцати агрегатов гидроэлектростанции «Байхэтань» на реке Цзиньша в верхнем течении Янцы, которая по окончании строительства станет второй по величине ГЭС мира с общей установленной мощностью в 16 ГВт.

Полноценному запуску гидроагрегата № 5 (порядковый номер не соответствует очередности ввода в строй) предшествовала трёхдневная пробная эксплуатация, сообщили в ассоциации «Глобальная энергия». Первый гидроагрегат ГЭС «Байхэтань» заработал в июле 2021 года. Электростанция с тех пор выработала 26,9 млрд кВт•ч электроэнергии. После выхода на полную мощность она будет генерировать 62,4 млрд кВт•ч электроэнергии в год, что сопоставимо с полугодовой выработкой на всех типах электростанций в Нидерландах. Проект, реализующийся на границе провинций Сычуань и Юньнань, будет содействовать преодолению дисбаланса между энергопрофицитными центральной и западной частями Китая и энергодефицитным восточным побережьем страны.

Китай остаётся мировым лидером по темпам строительства гидроэлектростанций. С 2012 по 2021 год страна ввела в эксплуатацию 141 ГВт новых мощностей ГЭС – 52% от общемирового объёма (270 ГВт), согласно данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии.



Форс-мажор для всех

текст: Александра Белкина

Проблемы отечественной электроэнергетики на фоне санкционного кризиса и первоочередные решения властей.

Санкционный шторм в марте и начале апреля переместил российскую энергетику в условия новой реальности. Решение покинуть Россию приняли практически все крупнейшие иностранные производители энергетического оборудования. В сочетании с логистическими проблемами это создало риски для проектов строительства и модернизации ТЭС – массовые штрафы по ДПМ способны ввергнуть сектор в финансовый хаос. Меры, предпринятые Центробанком для защиты отечественной экономики, в частности повышение ключевой ставки до 20%, сформировали новые угрозы платёжной стабильности на ОРЭМ. О первой волне решений правительства и регуляторов, направленных на поддержку российской электроэнергетики, и дальнейших перспективах – в обзоре «Энергии без границ».

В первую очередь энергетики обратили внимание регуляторов на наиболее дорогие для них последствия исхода западных партнёров, нарушения цепочек поставок и логистические трудности.

Для генераторов это проекты строительства и модернизации энергообъектов в рамках механизмов ДПМ и КОММод, предусматривающих значительные штрафы за несоблюдение сроков вводов. Кроме того, несвоевременный ввод, по условиям программ, сокращает период возврата инвестиций, так что даже незначительные задержки грозят миллиардными убытками.

Поставки энергетического оборудования идут с задержками по 22 проектам модернизации ТЭС, рассказал в конце апреля на совещании по итогам ОЗП глава «Газпром энергохолдинга» (ГЭХ) Денис Фёдоров, выступавший от лица «Совета производителей энергии». По итогам первого квартала 12 проектов задерживались на срок до 300–450 дней из-за использования и необходимости «лечения» некачественных заготовок отечественного производства, поступления бракованной продукции, указано в его презентации. Зависимость российских производителей от импортных комплектующих, заготовок, материалов, сырья и так далее тормозит на срок

до полугода ещё 10 проектов. С учётом проектов обновления мощностей на Дальнем Востоке риски несоблюдения сроков из-за проблем с поставками оборудования есть по 30 проектам, добавил министр энергетики Николай Шульгинов. При этом надо отметить, что программа КОММод только стартовала – возврат обновлённых мощностей на ОРЭМ начался в этом году. По 2027 год включительно должно быть реализовано 122 проекта суммарной мощностью 25,2 ГВт, с учётом пяти проектов КОММод-ПГУ (1,6 ГВт) это

«Совет рынка» с 1 апреля отказался от начисления штрафов за непоставку или недопоставку мощности по объектам новой генерации, модернизации, а также ВИЭ и ТБО



составляет 62% от запланированного объёма программы.

Через пару дней согласованные правительством решения об отсрочках по проектам ДПМ были оформлены решением Наблюдательного совета «Совета рынка». Регулятор с 1 апреля отказался от начисления штрафов за непоставку или недопоставку мощности по объектам новой генерации, модернизации, а также ВИЭ и ТБО. Освобождение от взысканий – временная мера, подчёркивали в «Совете рынка». Проекты модернизации получили отсрочку без начислений и штрафов на год, ещё не введённая новая генерация – до конца 2023 года. СЭС и ВЭС получили двухлетний нештрафуемый период с даты начала поставки мощности (аналогичная мера предложена и для ТБО). Ввод малых ГЭС, которые были отобраны на конкурсах до 2017 года, разрешено задержать до 31 марта 2023 года, после 2017 года – на 2,5 года с даты начала поставки. Кроме того, инвесторам в проекты ВИЭ и ТБО разрешено до конца года отказаться от своих обязательств по соответствующим договорам.

Сетевые компании решением правительства были освобождены от тарифных последствий при регулировании в 2022–2023 годах из-за невыполнения инвестпрограмм; соответствующее постановление кабмина вышло 31 марта. От выполнения инвестиционных программ зависит объём необходимой валовой выручки (НВВ, учитывается в тарифе) компаний. Ранее не использованные инвестсредства вычитались из объёма НВВ на следующий год. Теперь же эта выручка не будет сокращаться вне зависимости от выполнения инвест-

Предправления «Совета рынка» Максим Быстров (слева) и директор «Сообщества потребителей энергии» Василий Киселёв ещё до инициативы Минэнерго по экономии ресурса ПГУ предлагали увязать оплату мощности с востребованностью оборудования

планов в горизонте этого и следующего годов. «Принятие документа обусловлено объективными причинами возможной задержки ввода в эксплуатацию объектов электросетевого хозяйства, в том числе из-за нарушения логистических цепочек поставок оборудования и комплектующих», – пояснили в правительстве.

«Такая мера даст возможность электросетевым компаниям ввести объекты в эксплуатацию чуть позже без применения к ним штрафных санкций, что в свою очередь позволит поддержать их финансово-экономическое состояние, сохранить источники финансирования инвестиционных программ на будущие периоды и обеспечить надёжное электроснабжение потребителей», – комментировал решение вице-премьер РФ Александр Новак.

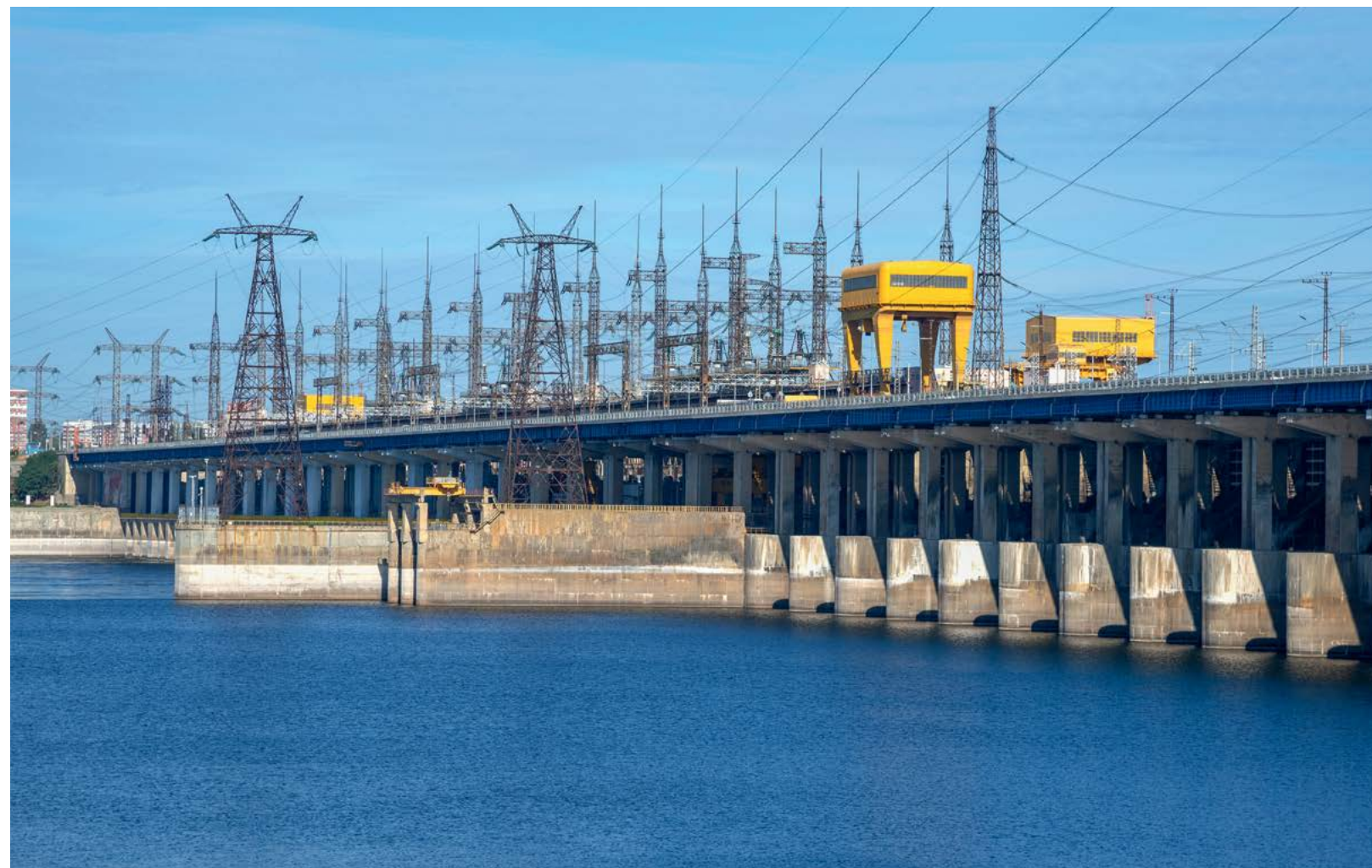
Кроме того, по предложению Минэнерго приостановлено действие

требования о непревышении стоимости инвестпроектов субъектов электроэнергетики над объёмом финансовых потребностей, которые рассчитаны по укрупнённым нормативам типовых технологических решений.

О бщей мерой поддержки, нацеленной на обеспечение бесперебойной работы сектора, стала задача льготных кредитов. Системообразующие компании ТЭК могут получить займы по льготной ставке на поддержание текущей деятельности по ставке 11% годовых на срок до 12 месяцев. Лимит для одного предприятия установлен в сумме 10 млрд рублей, для группы компаний – 30 млрд рублей.

Сбытовые компании заявили о необходимости дополнительной поддержки. Они попросили не наказывать их за срыв программ по установке умных электросчётчиков в многоквартирных домах. В 2022 году общие расходы гарантирующих поставщиков на эту программу должны были составить 28,5 млрд рублей, из которых в тарифах (сбытовой надбавке) учтены лишь 16,4 млрд. Профильная ассоциация указывала на отсутствие источников дофинансирования, одновременно опасаясь дефицита приборов, цены на которые к апрелю уже выросли на 30–50% из-за санкций и логистических проблем. Сбыты попросили Минэнерго в этом году не наказывать их за физическое неисполнение объёмов инвестпрограмм по установке счётчиков, а неосвоенный объём перенести на 2023–2024 годы.

В озможные штрафы за недобор новых счётчиков выглядят минимальной проблемой на фоне рисков гарантирующих поставщиков на ОРЭМ. Причина коллизии – в ключевой ставке ЦБ, точнее, её резком повышении – с 9,5 до 20% – в конце февраля. Позднее она была снижена сначала до 17%, а затем – до 14%, но финансовые риски на ОРЭМ это не отменяло. По действовавшим правилам ключевая ставка является базовой для расчёта пени и штрафов при неоплате коммунальных услуг и электроэнергии в рознице и на оптовом рынке. В условиях повышенной ключевой ставки санкции становятся непропорциональными и неподъёмными для потребителей. Для граждан и юрлиц в рознице власти быстро приняли решение производить расчёты исходя из февральского значения ставки ЦБ в 9,5%.



Сбыты предложили распространить действие нормы на всю цепочку и рассчитывать по такой же ставке штрафы на оптовом рынке. В противном случае при ухудшении платежей со стороны, например населения и бюджетных структур (33% выручки), ГП придётся брать кредиты на исполнение обязательств перед генкомпаниями и сетями, хотя расходы на обслуживание ссуд в сбытовых надбавках лимитированы. На фоне роста ставок в годовом исчислении масштаб возможного привлечения кредитов составит 100–120 млрд рублей, предупреждали сбыты и просили включить их в список системообразующих для получения доступа к льготным деньгам под 11%. Николай Шульгинов заявил, что ГП попадут в перечень в случае возникновения проблем с платёжной дисциплиной в секторе.

Аналогичные опасения роста неплатежей высказывались в секторе на старте пандемии коронавируса в 2020 году, но тогда эти риски в целом не оправдались. По итогам января – июня 2022 года

Сетевые компании решением правительства были освобождены от тарифных последствий при регулировании в 2022–2023 годах из-за невыполнения инвестпрограмм

ситуация с платёжной дисциплиной в оптовом сегменте выглядела благополучно: уровень расчётов превысил 100%, суммарная задолженность снизилась на 8,3 млрд рублей, до 78 млрд. В рознице показатель платёжной дисциплины по итогам первого квартала составил 95,6%, что на 0,5% больше, чем в январе – марте 2021 года, суммарный долг на РРЭ – 355,3 млрд рублей. Но в начале мая Центр финансовых расчётов (структура «Совета рынка») отказался от ежемесячной публикации данных о задолженности за электроэнергию – они теперь будут публиковаться поквартально и отдельно по РРЭ и ОРЭМ. По данным еженедельного отчёта «Совета рынка», по состоянию на 1 июля общая задолженность на ОРЭМ составляла чуть менее 69,5 млрд рублей.

В середине апреля Набсовет «Совета рынка» принял решение временно приостановить оплату пеней до принятия правительством решения об уровне расчётной ставки. В кабине завершается разработка проекта, который наделит правительство правом самостоятельно определять её размер, пояснял тогда Максим Быстров. Заморозка оплаты неустоек в апреле нужна для того, чтобы иметь возможность снизить её размер после принятия соответствующих изменений в нормативно-правовую базу. Закон, наделивший правительство этими полномочиями, был подписан 1 мая. В середине месяца в публичном пространстве появился неавторизованный проект постановления правительства, предписывающий проводить расчёты всех санкций на энергорынке до конца этого года исходя из ключевой ставки на 27 февраля (9,5%). В отрасли беспокоились: наличие пониженных штрафных ставок у энергетиков делает выгодной практику фактического перекредитования промышленности за счёт энергорынка. Для пополнения оборотных средств предприятиям оказывается выгоднее не платить энергетикам, так как штрафные санкции ниже банковской ставки, а кредит ещё нужно оформить и получить. В «Совете рынка» заявили, что намерены сбалансировать ситуацию за счёт повышающих коэффициентов, зависящих от длительности просрочки. По принципу «чем дольше не платишь – тем выше пени».

«Это позволит, с одной стороны, смягчить штрафы для потребителей, по тем или иным причинам допустивших просрочку платежа, и не усугублять ситуацию ещё больше. С другой – установить размер неустойки, в годовом

исчислении сопоставимый с текущими рыночными ставками по кредитам, исключив таким образом соблазн для «кредитования» за счёт энергорынка», – рассказали в «Совете рынка». Однако в июне ключевая ставка вернулась на досанкционный уровень и острота вопроса сгладилась.

О тдельная головная боль энергетиков – различные проблемы с поставками оборудования на фоне санкционного давления:

от него страдают не только производственные, но и логистические цепочки. В части паросиловых блоков ситуация менее острая. Хотя Денис Фёдоров и говорит о проблеме низкого качества отечественного оборудования, влияющего на сроки реализации проектов обновления ТЭС, но в целом этот сегмент может быть обеспечен российскими производителями.

«Ближняя по годам часть программы модернизации зиждется на паросиловых установках, а это изначально российское оборудование. В этом смысле у нас проблем каких-то нет. Мы на уровне либо завершённой контракции, либо контрактующемся... Всё по графикам движется», – сообщил 19 мая глава «Т Плюс» Андрей Вагнер.

«Может, по каким-то узлам мы не достигли тех прочностных характеристик и того качества, которое имеется в альтернативах, которые до этого использовались, но всё можем со временем локализовать. В том числе это касается и повышения качества тех узлов, которые сейчас у нас являются проблемными», – заявил в конце апреля генеральный директор «ОДК Инжиниринг» Андрей Воробьёв. Структуры «Ростеха», организуемые среди прочего выпуск газовой турбины ГТД-110М, в состоянии обеспечить производство своего модельного ряда собственными силами, заверил он.

П ромышленное производство экономически эффективных парогазовых установок (ПГУ) в России пока не развёрнуто.

Сейчас, по данным «Системного оператора» (СО), в ЕЭС работает 22 ГВт газовых турбин, в том числе 17,8 ГВт в составе ПГУ суммарной мощностью 25,8 ГВт. Фактически все они – иностранного производства. По данным замглавы ГЭХа Павла Шацкого, в первой ценовой зоне оптового энергорынка (европейская часть РФ и Урал) доля импортных ПГУ составляет около 14%, но в некоторых регионах доходит до 40%.

Пятый санкционный пакет Евросоюза, принятый в начале апреля, запретил экспорт в Россию паровых котлов и турбин (и запчастей к ним), которые использовались в России в составе ПГУ. Несмотря на то что запчасти для больших газовых турбин (более чувствительное для отрасли оборудование) под ограничения ЕС не попали, ситуацию для российских энергокомпаний это принципиально не меняет. Все крупнейшие мировые поставщики энергетического оборудования (прежде всего Siemens и General Electric, чьи ПГУ наиболее распространены в РФ) в марте – апреле самостоятельно заявили об уходе из России. Кто-то из них просто списывает активы и фиксирует убытки, как Siemens Energy, оценившая потери в €300–400 млн выручки. При этом губернатор Воронежской области Александр Гусев заявил, что местный завод «Сименс энергетика трансформаторы» (входит в подразделение Siemens Energy) продолжит работу, но схема его управления будет изменена. Как именно – он не уточнил. Другие, как финский Fortum, надеются продать активы, но, реально оценивая возможную цену сделки, уже списывают часть инвестиций в убытки (пока €2,1 млрд). Французская Schneider Electric, в российском подразделении которой 3,5 тысячи сотрудников, объявила о намерении продать активы в России локальному руководству.

Более или менее есть понимание, как восстанавливать лопатки и элементы «горячей части» по импортным турбинам E-класса, говорит Денис Фёдоров. По его словам, в прошлом году «ГЭХ Сервис газовых турбин» провёл главную инспекцию вообще без привлечения иностранных специалистов: «На сегодня по классу E мы на 99% можем работать без иностранных шеф-инженеров». Но по классу F сектор практически полностью зависит от импортных комплектующих, констатирует г-н Фёдоров.

В этих условиях генераторы предложили внести изменения в федеральный закон «Об энергетике», которые позволят не вовлекать излишне в процесс производства электроэнергии энергоблоки, построенные по ДПМ на иностранном оборудовании. Необходимо обеспечить дополнительную гибкость в ресурсе наработки оставшегося мото-часа на этих турбинах, заявил в Госдуме 19 апреля г-н Шацкий.

«Потому что все они находятся в разной стадии готовности к проведению очередного сервиса. А без сервиса, к сожалению, такого типа оборудование не может работать дальше. Наша задача –



Pimen / Shutterstock.com

Сбыты попросили Минэнерго в этом году не наказывать их за физическое неисполнение объёмов инвестпрограмм по установке счётчиков, а неосвоенный объём перенести на 2023–2024 годы

выйти на сервис по тому оборудованию, где мы готовы, скомплектованы, – сказал топ-менеджер ГЭХа. – Летом мы готовы экономить мото-часы и комплектоваться для предстоящего сервиса. Главное, пройти как можно больше зим».

Генкомпании нашли поддержку по этому вопросу у профильных регуляторов. Минимизация загрузки ПГУ не создаст существенных проблем в энергосистеме, так как мощность холодного резерва в ходе прошедшего ОЗП (по данным СО ЕЭС, 23,1 ГВт при максимуме нагрузки 165,6 ГВт) превышала суммарный объём газовой генерации. Идею поддержали в Минэнерго: для экономии ресурсов ПГУ нужно снизить приоритет импортных ПГУ при отборе оборудования, внеся изменения в правила рынка, заявил Николай Шульгинов. При этом часть мощностей всё же будет использоваться «по необходимости»: в отдельных энергорайонах с высокой долей ПГУ их одновременный вывод из работы может сказаться на надёжности энергоснабжения, предупредил глава СО ЕЭС Фёдор Опадчий. Сократить загрузку ПГУ по фоне проблем с запчастями планируется временно.

«Данный механизм планируется ввести на срок до двух лет, с возможным снижением для объектов генерации оплаты мощности до 10%», – сказал Николай Шульгинов 19 мая на встрече с Президентом РФ Владимиром Путиным.

Ранее глава Минэнерго предупреждал, что при таком подходе говорить о сохранении полной оплаты мощности не приходится. Это вписывается в общий тренд: сейчас регуляторы, по словам главы

Минэнерго, вплотную приблизились к теме дифференциации оплаты мощности в зависимости от востребованности оборудования.

Минпромторг – автор концепции параллельного импорта – настойчиво предлагает идти другим путём, не сокращая выработку на экономически эффективных ПГУ. Ввоз оригинальных запчастей через третьи страны без контакта с производителями из недружественных стран, по мнению чиновников, должен решить проблему дефицита запчастей для импортных энергоустановок. Так, в перечень товаров для параллельного импорта, составленный министерством, попали газовые турбины GE – их ввоз разрешён с 6 мая.

Комментируя новость об уходе Siemens, глава Минпромторга Денис Мантуров назвал его неожиданным, но выразил надежду, что заинтересованные в продукции Siemens компании воспользуются возможностями параллельного импорта: «То есть, если напрямую это (оборудование) не будет поставляться, есть возможность закупать через другие, дружественные страны». Для создания таких возможностей кабмин готовит систему господдержки поставок в Россию критического оборудования из-за рубежа, ориентируясь на иранскую практику. Власти хотят давать компаниям льготные кредиты и субсидии на покупку незаменимых импортных товаров в условиях масштабных санкций. В список среди прочего оборудования для ТЭК планируется включить паровые и газовые турбины. Многие игроки сектора скептически относятся к этому плану, вспоминая неудачную попытку «Ростеха» договориться о поставке турбин для ТЭС в Тамани с иранской компанией Marpa, которая выпускает их по лицензии Siemens.

Пока все ПГУ остаются в работе и останавливаются лишь на плановые ремонты согласно графикам, говорят источники в секторе; регуляторы текущий уровень загрузки ПГУ не комментируют. Проблема с запчастями реальна, но экономить мото-часы в текущих правилах рынка с финансовой точки зрения – выстрел себе в ногу, говорят два собеседника. Помимо ДПМ-штрафов, генераторам придётся вводить менее эффективную генерацию, в том числе с отрицательной рентабельностью. Пока компании обсуждают лишь создание единого обменного фонда запчастей из имеющихся у генераторов запасов для предотвращения дефицита на первом этапе.

Энергетика: итоги ОЗП 2021–2022 годов

Потребление электроэнергии в ЕЭС России в ОЗП (млрд кВт·ч)

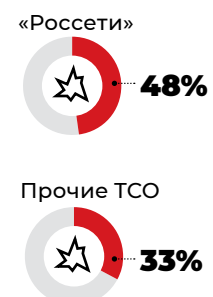


Число аварий

- Генерация
- Магистральные сети (от 110 кВ и выше)
- Распределительные сети (6–110 кВ)



Прирост аварийности в распредсетях по итогам ОЗП 2021–2022



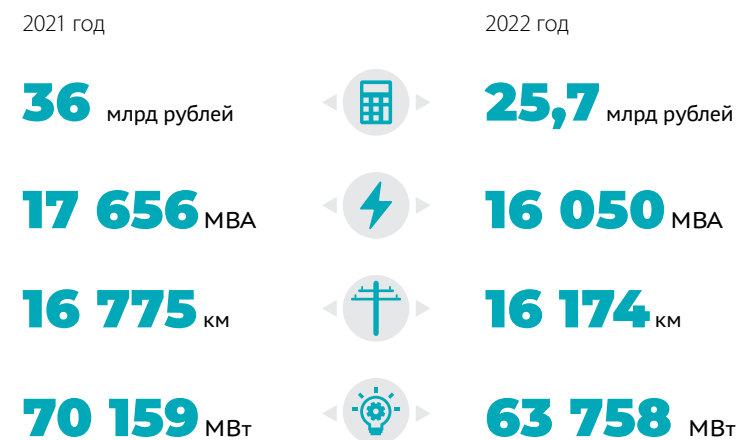
Основные причины роста аварийности в распредсетях в ОЗП 2021–2022

- Неблагоприятные погодные условия
- Высокий уровень износа распределительных сетей
- Повышение достоверности отчётности

Ремонтная программа 2022 года

- Запланированные затраты
- Трансформаторные мощности
- ЛЭП
- Генерация

Капитальный и средний ремонт



Техпереворужение и реконструкция в рамках инвестпрограмм, утверждаемых Минэнерго РФ

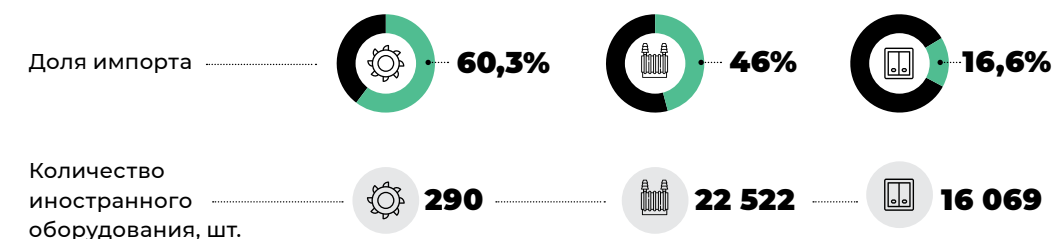


* Вводы.

Специфика подготовки к отопительному сезону 2022–2023 годов

- Ограничение поставок импортируемых запчастей и услуг
- Недоступность иностранных сервисных специалистов

Иностранное оборудование



На **11,2%**

до 1,983 млн человек, в ОЗП 2021–2022 выросло число потребителей, затронутых отключениями электроэнергии, по сравнению с прошлым ОЗП

3 объединённых энергосистемах – Центра, Северо-Запада и Востока – во время отопительного сезона зафиксированы исторические максимумы потребления

161,4 ГВт

составил одномоментный максимум спроса в ЕЭС в ОЗП 2021–2022: на 4 ГВт выше уровня прошлого отопительного сезона

СКОЛЬКО НАДО РЕЗЕРВОВ?

В российской электроэнергетике много лет ведутся споры о том, сколько должно быть резервов мощности для обеспечения надёжной работы энергосистемы. Пришло ли сейчас время для задействования части резервов в работе и каков на сегодня их оптимальный объём – попросили рассказать экспертов и участников отрасли.

ЭКСПЕРТЫ:

Олег Баркин,
член правления – заместитель председателя правления
Ассоциации «НП Совет рынка»

Василий Киселёв,
директор Сообщества потребителей энергии

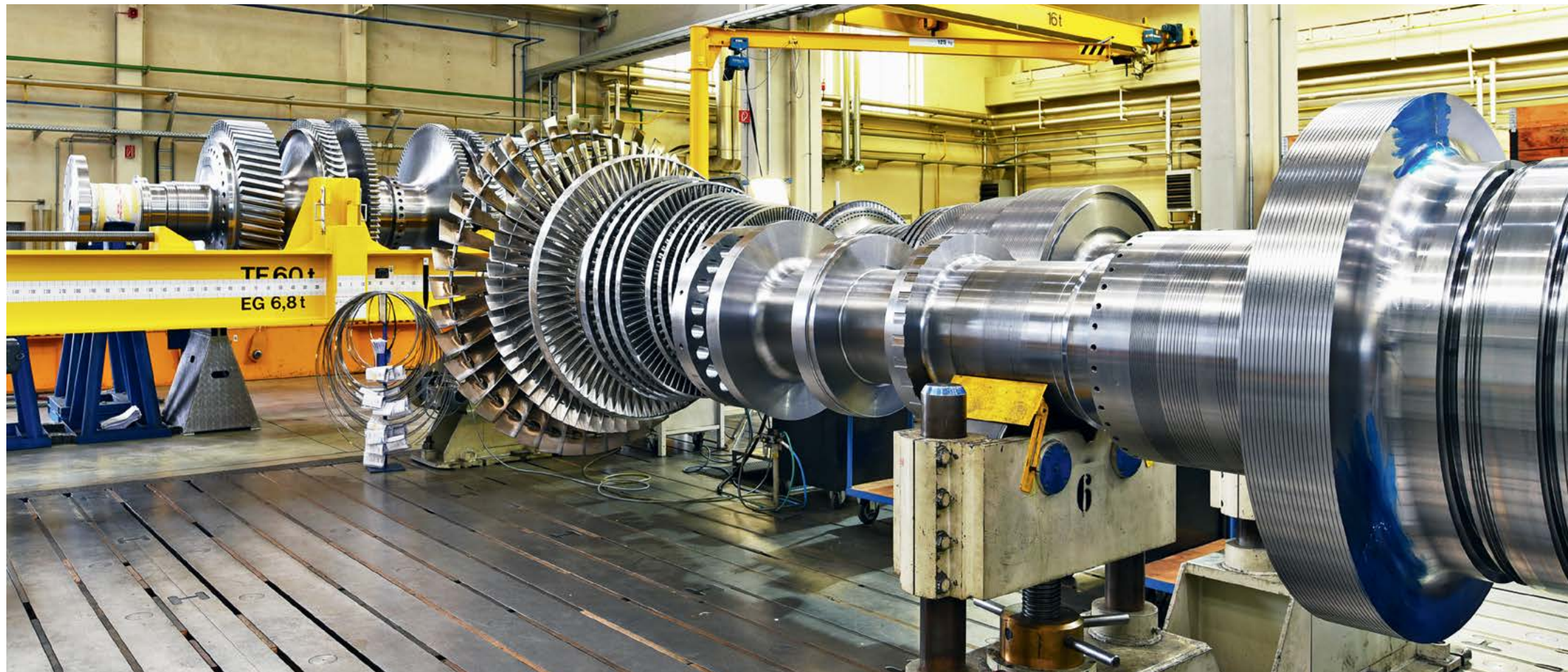
Николай Посыпанко,
руководитель направления регулирования энергорынков VYGON
Consulting

Владимир Скляр,
независимый эксперт



Олег Баркин

По итогам 2021 года, по данным «Системного оператора», «выпускаемые резервы мощности» (резервы мощности, которые не локализованы на отдельных территориях и могут использоваться в иных частях энергосистемы) ЕЭС России составили около 31 ГВт. При оценке достаточности или избыточности резерва в первую очередь следует принимать во внимание необходимость поддержания баланса в энергосистеме и долгосрочной надёжности



энергоснабжения. Хотелось бы напомнить, что потребление в ЕЭС России неуклонно растёт. Так, несмотря на спад электропотребления в 2020 году в результате ограничений, вызванных распространением COVID-19, в декабре 2021 года был зафиксирован исторический максимум потребления – на уровне 161,4 ГВт. Кроме того, следует учитывать, что единая энергосистема России характеризуется большой протяжённостью электрической сети и удалённостью центров питания, что, в свою очередь, требует наличия дополнительных распределённых резервов генерирующей мощности.

Учёт вышеуказанных факторов значительно усложняет задачу оценки оптимального размера резервов генерирующих мощностей, но, безусловно, подчёркивает его необходимость в целом.

Дополнительные сложности создают и существующие санкционные реалии. Начавшиеся сложности с поставками иностранного энергетического оборудования (в первую очередь используемого для строительства и эксплуатации парогазовых (ПГУ) и газотурбинных

(ГТУ) установок) и необходимых запчастей, а также с привлечением необходимых специалистов для ремонта и обслуживания данного оборудования заставляют задуматься о возможных нюансах, касающихся продолжения его стабильной эксплуатации. При этом в ЕЭС России по итогам 2021 года функционирует более 26 ГВт ПГУ и около 8 ГВт ГТУ, и большая их часть – иностранного производства. Разработка и ввод локализованных газовых турбин пока предполагается только в 2027–2029 годах в рамках реализации программы модернизации тепловых электростанций.

На фоне указанных рисков возникла необходимость экономии ресурсов ПГУ и ГТУ, которую можно реализовать путём удержания такого оборудования в холодном резерве, с включением в работу лишь в исключительных случаях.

Помимо этого, в ЕЭС России функционирует, по различным оценкам, порядка 22–24 ГВт распределённой генерации, большая часть которой также зарубежного производства. В связи с этим на фоне санкционных

На фоне санкционных ограничений значительно выросла вероятность, что потребители приостановят эксплуатацию собственных станций и частично или полностью вернуться к потреблению из общей сети. Таким образом, резерв может понадобиться и под этот дополнительный спрос

ограничений значительно выросла вероятность, что потребители, которые когда-то перешли на собственную генерацию, приостановят эксплуатацию собственных станций и частично или полностью вернуться к потреблению из общей сети. Таким образом, резерв может понадобиться и под этот дополнительный спрос.

Возвращаясь к указанным выше оценкам резервов мощностей с учётом потенциального увеличения спроса из-за прекращения энергоснабжения за счёт собственной генерации потребителей и вероятностью снижения включённости станций с газовыми турбинами, текущий объём резервов может оказаться востребованным.

В части экономии ресурсов ПГУ и ГТУ следует также упомянуть, что эксплуатационные затраты на содержание и ремонт станций в значительной степени зависят от количества часов загрузки оборудования. Поэтому уменьшение времени использования генерирующего оборудования должно значительно снизить стоимость его обслуживания.

Важно понимать, что для замещения выработки ПГУ потребуется загружать более дорогое паросиловое оборудование, которое ранее обеспечивало резерв в энергосистеме. Это может привести к росту цен на электрическую энергию на оптовом рынке. Но допустить рост цен в условиях экономии эксплуатационных затрат поставщиков – спорное решение. Поэтому для соблюдения баланса интересов потребителей и поставщиков энергорынка целесообразно оплачивать мощность оборудования, ресурс которого экономится, в меньшем объёме.

В связи с этим «Советом рынка» совместно с «Системным оператором» подготовлены предложения по комплексному решению, обеспечивающему экономию ресурсов ПГУ и ГТУ, с учётом интересов и поставщиков, и потребителей электрической энергии и мощности.

Стоит отметить, что «Совет рынка» давно высказывал идею дифференциации оплаты мощности всех электростанций на оптовом рынке в зависимости от их востребованности (загрузки с учётом типа генерации – например, невысокая загрузка пиковых станций является абсолютно обоснованной): меньше платить за мощность менее востребованным, больше платить более востребованным. Такой подход позволит стимулировать

производство электрической энергии с использованием более эффективного оборудования, а также компенсирует более востребованным станциям прирост эксплуатационных затрат из-за увеличения загрузки оборудования. Рассчитываем, что указанные предложения будут рассмотрены в рамках совершенствования процедуры КОМ и будут реализованы к ближайшему отбору.



Василий Киселёв

Резерв фактического резерва только в ценовых зонах оптового энергорынка, где преимущественно установлены ПГУ, примерно в 2,8 раза больше суммарной мощности работающих в России ПГУ, не говоря уже о ЕЭС России в целом. Мощность всей генерации с использованием газовых турбин составляет около 23 ГВт, в Европейской ценовой зоне оптового энергорынка объектов чуть меньше – около 21,4 ГВт.

Если взять прошлогодний рекордный пик потребления мощности в ЕЭС России – 161,4 ГВт, то для покрытия спроса, с учётом современного уровня нормативного резерва (9,7%), экономике необходимо не более 185–190 ГВт эффективной генерирующей мощности. А в энергосистеме сейчас около 247 ГВт. То есть по меньшей мере в энергосистеме около 57 ГВт – невостребованных, но оплачиваемых объектов.

В первой ценовой зоне пиковое потребление колеблется около 120–123 ГВт, а для обеспечения баланса мощности при заданных параметрах надёжности дополнительно требуется всего 11,5 ГВт. Итого объём необходимой мощности в Европейской части России с учётом перспективной потребности и опережающих темпов



Grigori Pissatskii / Shutterstock.com

Резерв генерации необходимо оптимизировать и делать это гораздо энергичнее, чем в прошлые годы. Например, через экономические стимулы

развития экономики с дополнительным стратегическим запасом составит 140 МВт. Установленная мощность электростанций ценовой зоны, зафиксированная «Системным оператором», составляет 165 ГВт. Таким образом, фактический резерв в Европейской зоне в два раза больше реально функционирующей генерации с использованием ПГУ. При этом загрузка (КИУМ) примерно пятой части этой мощности не превышает 50%.

Даже если допустить необходимость временного снижения интенсивности использования ПГУ, экономика всё равно ежегодно переплачивает на содержание ненужной генерации около 50 млрд рублей. Между тем эти средства могли бы пойти на развитие промышленного производства, импортозамещение, на развитие собственных

компетенций по созданию и эксплуатации отечественных газовых турбин, наконец. Но продолжают тратиться, по сути, впустую.

Таким образом, никакой дальновидности в сохранении такого масштабного резерва нет, впрочем, если только его создатели не допускают ещё более объёмных вызовов для отрасли. Но тогда возникают вопросы: а зачем в таком объёме содержать резерв, какого он качества, зачем при таких объёмах резерва была инициирована модернизация ТЭС? Вывод – резерв генерации необходимо оптимизировать и делать это гораздо энергичнее, чем в прошлые годы. Например, через экономические стимулы – дать год-два для нештрафуемого выхода из обязательств в отыгранном КОМ, для остальных ввести дифференцированную оплату мощности в зависимости от загрузки так, чтобы стимулировать вывод из эксплуатации низкоэффективных объектов, а к объектам с околонулевой загрузкой – применять штрафы.

Теперь непосредственно к вопросу использования ПГУ. Предлагаемое энергетиками снижение интенсивности их использования не предполагает пропорционального снижения платежа за мощность в соответствии с действующими договорами. Иначе зачем было бы это обсуждать? Другими словами, энергетика хотели бы не работать, но максимально сохранить платёж. При этом останов ПГУ может привести к дополнительному росту цены РСВ на 15–20%, поскольку вместо эффективной генерации будет задействовано низкоэффективное паросиловое оборудование с высокими удельными топливными затратами.

В итоге, суммируя этот ценовой прирост с затратами на содержание резерва и платежом за мощность ПГУ, такое решение может обойтись экономикекратно дороже замены газовых турбин целиком. Вдобавок энергетика предлагают доплатить им за простой объектов именно сейчас, в тот момент, когда экономике остро необходимы ресурсы для её перестройки.

Заплатить сейчас втридорога, чтобы потом сэкономить копейки, – разве можно назвать такое решение рациональным и сбалансированным? Кроме этого, стремление и дальше ехать на старом багаже заставляет сомневаться в реальности намерений энергетиков как можно быстрее наращивать свои компетенции в части отечественных газовых турбин.



Николай Посыпанко

Наличие резервов в энергосистеме – аксиома, но вопрос обоснованности их величины не прост. Устойчивой энергосистеме требуются разные виды «запасных» мощностей. По назначению резервы можно условно разделить на:

- оперативные (нагрузочные) – задействуемые при отклонениях в режимах выработки и потребления, в том числе внутри часа;
- тактические (аварийные, ремонтные) – для реагирования на аварийные ситуации, резкие приросты потребления при прохождении зимних или летних пиков, ремонтных кампаний генераторов;
- стратегические – для обеспечения долгосрочного развития энергосистемы.

Таким образом, резервы позволяют устранять ошибки в планировании, сохранять устойчивость и надёжность электроснабжения и компенсировать вывод мощностей в ремонт или техперевооружение, а также облегчать развитие энергетических систем.

В единой энергосистеме России 247 ГВт генерирующих мощностей. Пиковый спрос, который обычно приходится на декабрь, в 2021 году установил новый рекорд – 165 ГВт. То есть запас генерации сверх максимального спроса составил около 75 ГВт (+ 45%) даже без учёта ВИЭ. При этом фактический доступный резерв (превышение генерирующей мощности в работе над пиковым спросом – reserve margin) «Системный оператор» определил на уровне лишь 41 ГВт, или 25% сверх пикового спроса. Разница объясняется тем, что более 20 ГВт мощностей в момент прохождения пика выведены в ремонт, ещё около 20 ГВт – это сезонные ограничения выдачи мощности – ГЭС, ВИЭ и ТЭС.

В мировой практике показатели резерва генерации сравнимы с отечественными:

в США reserve margin находится в диапазоне 10–30%, в Китае в среднем на уровне 30%. При этом регуляторы стремятся так или иначе нормировать и снижать резервы, прежде всего за счёт экономических механизмов, таких как рынки мощности. Целевые reserve margin в лучших практиках находятся в диапазоне 10–15%, хотя в Великобритании на сегодня плановые резервы в момент прохождения пика спроса составляют лишь около 7%. Часть национальных операторов для нормирования резерва использует целевой показатель числа часов недостатка генерации (LOLE), обычно принимаемый в диапазоне 3–8 ч в год.

Избытки в российской энергосистеме появились, главным образом,

за счёт реализации программы ДПМ в 2010-х годах. Наличие резерва позволило Минэнерго запустить в 2019 году масштабную программу модернизации ТЭС с одновременным выводом из эксплуатации до 8 ГВт мощностей. В отсутствие такого запаса потребовался бы иной подход к приоритизации проектов по обновлению энергетики: часть из них, вероятно, пришлось бы отложить или реализовывать очень быстро, в течение периодов низкого потребления. Больше внимания привлекло бы развитие сетей, ведь в последние годы «Системный оператор» фиксирует от 7,5 до 12 ГВт невыпускаемых резервов, которые невозможно использовать из-за сетевых ограничений.

20 из 30 ГВт мощностей ТЭС, построенных в рамках ДПМ, – это ПГУ, большая часть которых выполнена на базе зарубежных газовых турбин. Прежде всего именно эти блоки позволили снизить расходы топлива в российской электроэнергетике с 330 грамм у. т. на кВт•ч в 2010 году до 306 грамм у. т. на кВт•ч в 2021 году (–7%).

Отказаться от использования ПГУ можно, но это приведёт к увеличению объёмов сжигания природного газа и росту цен на оптовом рынке. Кроме того, по нашим оценкам, несмотря на наличие внушительных резервов, «лишней» генерации, готовой к несению нагрузки, не так много. Остановка ПГУ, ежегодно вырабатывающих около 150 млрд кВт•ч, потребует от генераторов оптимизации

ремонтных кампаний на прочем оборудовании, ведь по данным СО ЕЭС, в среднем в течение года 30–35 ГВт мощностей находятся в ремонте.

В условиях «мобилизации» российской энергетики решение остановить требующие импортных запчастей и сервиса турбины может быть принято. Но наравне с такой мерой хотелось бы видеть и инициативы реального снижения зависимости от импорта в энергетике, например, реинжиниринга и производства запасных частей, укрепления экспертизы в сервисе газовых турбин.

На первый план в условиях сложностей в использовании ПГУ и роста выработки ВИЭ (3 ГВт ВЭС и СЭС введены за последние три года) выходит также каче-



Несмотря на наличие внушительных резервов, «лишней» генерации, готовой к несению нагрузки, не так много. Остановка ПГУ, ежегодно вырабатывающих около 150 млрд кВт•ч, потребует от генераторов оптимизации ремонтных кампаний на прочем оборудовании

ство располагаемых резервов. В 2021 году более 30% тестовых команд «Системного оператора», предусмотренных правилами рынка, не были выполнены, то есть оказалось, что конкретные резервные мощности де-факто не выполняют своей функции.

Многие генерирующие компании в свете озвученных Минэнерго планов по зелёному переходу уже заявили о ключевой роли тепловой генерации в балансировании погодозависимых ВИЭ. Но для того, чтобы выполнять такую функцию, ТЭС должны и сами готовиться к технологической трансформации: повышать манёвренность своих блоков, наращивать диапазоны регулирования, учиться работать в условиях частых пусков и остановов. Поиск же оптимальной величины резервов в энергосистеме должен осуществляться путём эволюции рынков мощности и рынка системных услуг: формирования качественных ценовых сигналов для инвестиций в генерацию, развития технических требований к оборудованию, оптимизации размещения генерации ВИЭ, а также стимулирования использования накопителей энергии.

Отдельного внимания заслуживает сетевой комплекс, в котором «защит» значительный потенциал по повышению эффективности всей энергосистемы. Новые проекты по снятию сетевых ограничений и снижению технологических потерь должны быть в приоритете.



Владимир Скляр

Дискуссия об оптимальном объёме резервов мощности в российской энергосистеме не нова и многогранна.

Количество аргументов множится – от возможной остановки иностранных ПГУ до необходимости пересмотра результатов долгосрочного КОМ на фоне изменения траектории динамики спроса на электроэнергию в условиях экономической волатильности. Тем не менее мы попытаемся выделить основные аргументы, которые нам кажутся релевантными.

1. Технологический минимум. Книжное определение необходимого объёма технологического минимума в энергосистеме гласит, что оператору необходимо держать в горячем резерве такой объём мощности, который сможет покрыть спрос в случае выбытия крупнейшего энергообъекта в энергосистеме. Логика такого подхода достаточно ясна – надёжность энерго мощностей не достигает 100%, случаи выбытия крупных мощностей из работы хоть и не регулярны, но периодичны. Аварии на Саяно-Шушенской ГЭС, Рефтинской ГРЭС, Берёзовской ГРЭС – лидерах российского флота электрогенерации – тому подтверждение. Учитывая экономическую стоимость перебоев в поставке электроэнергии, переплата за поддержание в резерве необходимых мощностей сравнима с платой за страховку, которая составляет лишь малую часть страховой суммы. Учитывая такой подход, российской энергосистеме требуется 30,3 ГВт мощностей резервов, из них 22 ГВт в первой ценовой зоне, 6,4 ГВт во второй ценовой зоне и 2 ГВт в ОЭС

Востока. Это, по нашим оценкам, примерно на треть меньше текущих резервов в энергосистеме.

2. Перспективное развитие. Энергообъекты требуют существенных сроков строительства, а значит, перспективного планирования для обеспечения будущих потребностей экономики в энергоресурсах. На сколько заранее стоит думать о таком планировании? В среднем, типовая ПГУ требует 18–24 месяца строительства при наличии оборудования. Сроки строительства АЭС могут достигать 10 лет и больше, строительство крупных ГЭС с искусственным водохранилищем может длиться и четверть века. То, что может казаться избыточным сейчас, может достаточно быстро превратиться в хроническое снижение надёжности энергосистемы. Так, по нашим расчётам, при отсутствии инвестирования в новые мощности (ДПМ ПГУ, ДПМ ВИЭ, КОМ НГ) и поддержание работы старых (ДПМ-1, ДПМ-2) и либерализации правил вывода мощностей из работы (упрощение вывода мощностей, выработавшей свой парковый

ресурс), коэффициент резервирования в РФ может достигнуть технологически критического уровня в 4% уже в 2028 году. Система в условиях высокой изношенности (36% мощностей старше 45 лет) даже при ограниченном росте спроса (0,2% ежегодно в долгосрочной перспективе) за шесть лет исчерпывает свои возможности поддержания высокой технологической надёжности для экономики. Если учесть возможную необходимость отказа от блоков, работающих на иностранных ПГУ и турбинах (22 ГВт), то при остановке инвестиций в секторе энергосистема станет бутылочным горлышком экономики уже через 3–4 года.

3. Вариативная мощность. В последние годы важность системного резервирования проявилась и в новой области – управлении мощностью ВИЭ. Учитывая 100%-ную вариативность основных видов ВИЭ – солнечной и ветроэнергетики – «Системному оператору» необходимо иметь инструментальный его резервирования

в случае отсутствия климатических ресурсов. Недорезервирование таких мощностей, как это было в разгар энергокризиса в ЕС в 2021–2022 годы, может нести существенную стоимость для всей экономики – как через ограничения энергоснабжения, так и через галопирующий рост цен на энергоресурсы. В РФ пока проблема не критична (ВИЭ составляют 2% от установленной мощности энергосистемы и 0,5% от выработки), однако должна учитываться при выработке подходов к перспективному планированию, учитывая, что выбор стоит между ограниченными инвестициями в модернизацию старых ТЭС сейчас или существенно более дорогим строительством новой генерации через 5–8 лет.

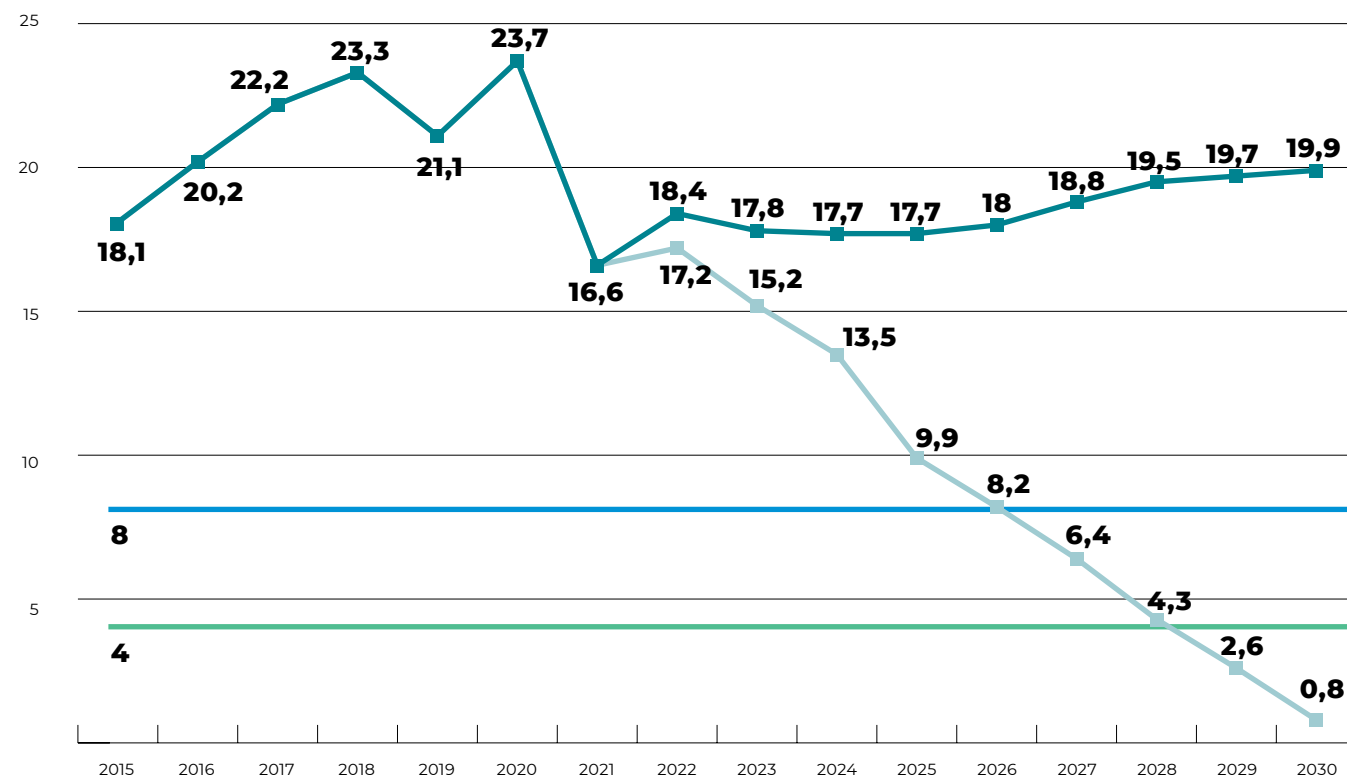
4. Прочие соображения. Данная дискуссия невозможна без учёта целого ряда других, неясных на данный момент факторов. Планирует ли правительство сохранить вектор на декарбонизацию энергосистемы через акселерированный вывод из работы угольных мощностей и замещение их газовыми ПГУ и ВИЭ объектами? Это потребует повышения требований по резервированию. Насколько долго сохранится всплеск в стоимости нового энергооборудования (по нашим данным, рост составил около 100% за последние 12 месяцев)? Если это новый статус-кво, поддержание в работе старых мощностей через программу ДПМ-2 на среднесрочном горизонте будет выгодней потребителям, чем закрытие избыточных мощностей сейчас и строительство новых, когда в них появится необходимость. Останутся ли в работе иностранные ПГУ, скажем, через пять лет?

Вывод. В условиях сползания кривой роста спроса на электроэнергию вниз на фоне замедления экономической активности, сохранение инвестиционных программ в энергосекторе на ранее одобренных уровнях будет, по нашему прогнозу, поддерживать резерв энергосистемы на уровне 16–19% на всём обозримом горизонте планирования. Такой объём будет примерно на треть выше технологически необходимого. Однако и противоположный полюс – полная остановка инвестиций и проедание накопленных ресурсов энергосистемы (сценарий, схожий с развитием Украинской энергосистемы в 1992–2020 годах) – грозит или резким повышением количества аварий в сек-

В условиях сползания кривой роста спроса на электроэнергию вниз на фоне замедления экономической активности сохранение инвестиционных программ в энергосекторе на ранее одобренных уровнях будет поддерживать резерв энергосистемы на уровне 16–19%

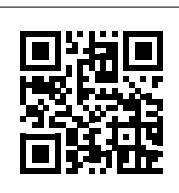
торе (при сохранении жёстких требований при выводе мощностей из работы), или возвращением призрака «ножниц Чубайса» уже к 2028–2030 годам. Подход к необходимому резерву требует корректировки, но нам кажется, реализовывать такие корректировки необходимо через корректирующий аукцион КОМ на 2025 год и далее и пересмотр подходов к программам поддержки инвестиций в секторе. В текущих реалиях резерв вполне может снизиться на 10–15 ГВт без потери надёжности – как текущей, так и перспективной. Какие 15 ГВт вывести – иностранные ПГУ из-за невозможности обслуживания, угольные блоки из-за декарбонизации или замыкающие блоки на кривой РСВ для снижения цен потребителям – и есть необходимая суть этой дискуссии.

Прогноз динамики коэффициента резервирования системы в различных сценариях (%)



* Reserve margin – превышение генерирующей мощности в работе над пиковым спросом.

Михаил Андронов: «Потенциал управляемого снижения спроса – 16 ГВт»



Интервью на сайте
Peretok.ru



Россия идёт по пути формирования полноценного рынка управления спросом на электроэнергию, считает генеральный директор, президент «Русэнергосбыта» Михаил Андронов. «Энергия без границ» поговорила с ним о состоянии и развитии сектора, а также задала традиционные «кризисные» вопросы о динамике потребления энергии, долгах и мерах поддержки.

– Михаил Сергеевич, какую долю рынка управления спросом занимает сейчас «Русэнергосбыт»? Каков в целом сейчас объём этого рынка и как, по вашим оценкам, будет расти рынок и доля компании на нём в среднесрочной перспективе?
– Не секрет, что первыми эту программу начали в США. Понятно, что она делалась не только чтобы заработать. Главная задача заключалась в создании возможности для электростанций

максимально долго работать в базовом режиме, а не переключать постоянно режимы с одного на другой. Это выгодно и производителям энергии, потому что если оборудование часто переключается, то, естественно, чаще происходят поломки, увеличивается расход топлива, ухудшаются экологические параметры и т. д. Любое переключение – это всегда некий стресс: и для оборудования, и для системы. Demand response – это, по большому счёту,

попытка сделать так, чтобы как можно больше станций работали в более-менее щадящем технологическом режиме. Тема сегодня остаётся актуальной. Особенно если учесть, что на фоне зелёной повестки атомная промышленность снова выходит в лидеры с точки зрения углеродной нейтральности. Это абсолютно правильно, в атомной генерации масса достоинств, но есть один недостаток: её режимы невозможно часто менять.

Поэтому управление спросом активно развивается. На наш взгляд, правильный срок оценки самого процесса не год, не два, а пять, может быть, даже десять лет. Когда мы поймём, что суточные графики потребления становятся более сглаженными, то увидим, что энергетическое оборудование эксплуатируется в более плановом режиме, соответственно, с меньшими расходами, авариями, поломками, износом.

Нам кажется, что этот эффект будет достигнут только тогда, когда мы с вами не просто будем об этом думать как жильцы, как руководители каких-то предприятий. А когда мы будем думать с позиции инвесторов. Здесь есть несколько фаз. Первая: когда вы, выходя из дома, выключаете свет. Вторая: когда вы думаете, как построить свой рабочий график так, чтобы на этом сэкономить или заработать. Третий вариант: когда вы начинаете думать как инвестор. Например, собирается какая-нибудь крупная компания строить завод. Как его построить таким образом, чтобы уже даже на стадии проектирования программировать возможность участия в рынке управления спросом? Чтобы это сделать, инвестор должен быть уверен, что в течение 10, а то и 20 лет будут неизменные в целом правила игры, понятные и логичные, и его первоначальные инвестиции, которые потребуются для того, чтобы построить своё производство немножко по-другому, окупятся.

Если говорить о текущем этапе развития управления спросом в России, то мы находимся в начале пути, но последовательно движемся к созданию полноценного рынка. Компании Группы ЕСН занимают на нём около 40%. Нам нравится этот бизнес, мы стратегически видим себя в нём.

– Какова в течение суток разница между пиковым потреблением и ночным?

– Потребление ночью меньше в среднем на 25%.

– На сколько можно сгладить эту разницу?

– Американцы считают, что оптимальный объём мощности управления спросом, то есть мощности, которую потребитель может безболезненно для себя разгрузить в пиковые часы, составляет от 5 до 10% от общего потребления. У нас в стране потребление в пике составляет около 165 ГВт. Соответственно, потенциал снижения – 16 ГВт. То есть, как видите, 10% – это много.

Сейчас объём рынка порядка, если не ошибаюсь, 1 ГВт с небольшим. Так что возможен рост ещё примерно в 16 раз.

Вообще существует два типа снижения потребления: один – планово-экономический, второй – экстренный, когда у вас происходит какая-то авария, отключение из-за непогоды например.

На самом деле первый опыт управления спросом в России был именно экстренный. В 2005 году была очень холодная зима. РАО ЕЭС и особенно «Мосэнергосбыт» работали в ручном режиме. Не хватало тепла, энергии, поэтому обзванивали предприятия, и если понимали, что есть какой-то цех или здание, которое не нуждается в тепле, то его подачу перераспределяли.

И это второе направление, я думаю, тоже будет в России развиваться. Когда предприятия с условным потреблением в 10 МВт заранее говорят, что в случае какой-то непредвиденной ситуации они готовы сразу отключать 2 или 3 МВт. Их заранее не предупреждают. Случилась авария. Что делать? Не хватает на всех электроэнергии. Нужно кого-то выключить. Их и выключают.

– Это позволит как-то оптимизировать резерв?

– Это позволит просто быть уверенным... Сейчас социальная функция энергетики с каждым годом всё больше и больше. Я могу сказать, самый страшный сон энергетика – это снегопад перед Новым годом или ураган, не дай бог. Потому что все знают, что каждый человек в России имеет право включить телевизор вечером и посмотреть на Новый год то, что мы обычно смотрим: «Голубой огонёк» и поздравление руководителя нашей страны. Поэтому, конечно, хочется второй механизм. Он удобный, полезный, он работает. Во всём мире он тоже есть. Мы думаем, что это направление тоже будет развиваться.

– Какова текущая динамика потребления? Какой ваш прогноз до конца года?

– В первые четыре месяца было превышение. В мае и июне мы видим уже небольшое – на 1–2% – снижение к уровню прошлого года. В целом по году не факт, что будет снижение. Потому что, например, если раньше везли много продукции на Запад – сейчас очень много везут на Восток. На десятки процентов больше. Это означает, что тратится больше энергии. Если из европейской части России везти что-то в Европу или во Влади-

Михаил Андронов:

Если говорить о текущем этапе развития управления спросом в России, то мы находимся в начале пути, но последовательно движемся к созданию полноценного рынка

восток, то очевидно, что на перевозку во Владивосток надо больше энергии. Если в первые месяцы все в ожидании запасались впрок нужными товарами и поэтому энергопотребление было выше, то сейчас, в последние 1,5 месяца, мы видим снижение. Пока сложно сказать, что будет, это наши оперативные данные по потреблению в регионах России, где мы работаем – это 70 регионов. Я смотрю статистику ежедневную, еженедельную и вижу, что был рост в первые четыре месяца, сейчас снижение, но сказать, что это большая тенденция, пока нельзя.

– Как отрицательная динамика потребления может сказаться на рынке управления спросом?

– Такие колебания на уровне 1–2% особенно никак не скажутся. Более того, потребители стали более внимательно думать о своих затратах и доходах. Раньше у некоторых энергопотребителей была очень активная производственная программа. Часто они извинялись и говорили, что мы готовы снижаться, но прямо сейчас у нас срочный заказ, мы работаем 24/7 и не сможем снизить потребление. Теперь мы видим, что наш потребитель начинает говорить: хорошо, у нас срочный заказ, но давайте мы всё-таки попробуем разгрузиться, а потом, попозже чуть-чуть, сделаем. То есть начинают уже больше считать деньги.

– «Совет рынка» и «Системный оператор ЕЭС» в конце прошлого года разработали и направили в Минэнерго новые правила работы агрегаторов. Регуляторы предложили оказывать эту услугу на оптовом рынке и учитывать при конкурентном отборе мощности. В Минэнерго говорили, что рассчитывают запустить целевую модель с 2023 года. На ваш взгляд, требуется какая-либо корректировка этой целевой модели с учётом новых условий? Срок запуска модели комфортен для рынка?

– Вы знаете, я многодетный отец и знаю, что когда ребёнок идёт в первый класс, там его хвалят, вместо оценок ставят звёздочки, какие-то ёлочки рисуют и не ругают, чтобы у него возникло желание учиться. Такая фаза у нас была в управлении спросом. Но теперь мы перешли в среднюю школу, и здесь, конечно, нужны оценки. Сейчас предлагается, чтобы были не только пряники за то, что ты разгружаешься, но и кнуты, если ты не исполняешь то, что обещал. Это нормально, это нормальная фаза для любого рынка. Мы знаем наших клиентов, мы с ними активно и очень глубоко изучаем правила. Безусловно, мы их видели и мы участвовали в обсуждении. К чести Минэнерго и «Системного оператора», они очень много общаются с ключевыми игроками на этом рынке. Пытаются создать рынок, который полезен для энергосистемы и удобен для активных участников. Поэтому мы считаем, что это нормально. Так и должно быть. Если мы претендуем на вознаграждение за то, что мы разгружаемся, то должна быть и система штрафов. Это хорошо. Мы считаем, что это приведёт рынок к более серьёзному отношению и сделает его устойчивым и долгосрочным.

– Насколько привлекательны для потребителей предлагаемые ценовые параметры?

– В этом вопросе мы, конечно, считаем, что наши уважаемые коллеги-генераторы много лет так системно и справедливо критикуют ценообразование на КОМ, что мы с ними согласны. Этой цены, конечно, не достаточно. Более того, мы считаем, что с точки зрения конечного потребителя нужно использовать средневзвешенную цену. Это будет нормально, потому что фактически от того, что мы участвуем в рынке, снижается цена для потребителей, что хорошо. И вознаграждение, которое мы должны получать, конечно, должно быть не тарифное, а должно смотреть на цену рынка, а не только на цену КОМ.

– Один из текущих прогнозов предполагает рост потребления в стране за счёт увеличения спроса со стороны майнеров. Как охарактеризуете ситуацию в этой сфере?

– Что касается майнинга, то мы видим два аспекта. Первое: безусловно, мы все знаем, что майнинг существует, что многие компании в России занимаются этой темой. Мы считаем, что в этом нет ничего плохого. Наша позиция такая, как позиция Минэнерго. Мы считаем, что это нормальные потребители. Если люди готовы в соответствии со всеми правилами безопасности, правилами оптового рынка покупать энергию и использовать её для майнинга – это их дело. Это нормальный потребитель, который должен платить налоги, платить за электроэнергию. Вопрос в том, что пока речь идёт о не очень большой мощности – около 1 ГВт. Но не надо заниматься майнингом, притворяясь индивидуальным потребителем, физическим лицом. Конечно, это не очень хорошо. Когда люди нормально заключают договоры, оплачивают энергию, мощность – пожалуйста.

Другое дело, что, учитывая ESG-повестку, мне кажется немножко странным, когда многие международные компании, с одной стороны, призывают к зелёной энергии, а с другой – в мире тратится огромное количество, десятки, если не сотни мегаватт, мощности на то, чтобы фактически греть воздух. Получается так, что мы тратим энергию на создание чего-то виртуального. По крайней мере пока я не вижу, как (я не IT-специалист, конечно) это улучшает жизнь человека. Если потратить энергию, чтобы обогреть дом, – понятно. Или чтобы приготовить еду или сделать автомобиль – тоже понятно. Здесь изготавливаем некоторую абстракцию, но она потребляет очень много энергии. При этом мои коллеги из этой области говорят, что существуют и другие способы поддержания процесса обмена криптовалютами, которые не требуют таких энергозатрат.

Я считаю, что майнер – это нормальный потребитель, он должен платить за электроэнергию. Обсуждается какой-то специальный сбор... Мы же не знаем, сколько они зарабатывают. Мы не можем это подсчитать – это происходит в виртуальном пространстве. Поэтому для государства, наверное, было бы разумным (знаю, что такая концепция предлагается Минэнерго, её тоже обсуждали) брать налог с потреблённой электроэнергии. Потребил – столько-то заплатил. Я считаю, что это хороший способ. Почему нет?



Natalia Savilova / Shutterstock.com

Михаил Андронов:

Сбытовым компаниям льготные кредиты нужны в случае, когда складывается плохая ситуация с платежами. Пока мы видим, что платежи идут нормально, наверное, не стоит включать нас в перечень

– Какова сейчас ситуация с расчётами за электроэнергию?

– Мы регулярно обсуждаем это и на Наблюдательном совете «Совета рынка». Ежемесячно отслеживаем показатели. Пока, к нашему глубокому удовлетворению, все группы потребителей относятся ответственно, все платят. Физические лица всегда отличались – особенно последние 5–10 лет – стабильными платежами, но и все юрлица корректно платят.

– Ряд крупных потребителей рассматривают возможность напрямую выйти на оптовый рынок (в частности, на ОРЭМ вышла «Иркутская нефтяная компания»). На ваш взгляд, это начало новой тенденции или просто единичные случаи?

– Я бы сказал, что это даже завершением не назовёшь, потому что все потребители, которые посчитали необходимым выйти на ОРЭМ, давно уже вышли. У них есть свои компании, у них есть очень выгодные контракты. Мы не видим сейчас никакой тенденции. Всё очень спокойно.

– Для «Русэнергосбыта» актуален вопрос переноса обязательств (в физических объёмах) по установке интеллектуальных приборов учёта? Какие параметры по программе установки ИСУ, на ваш взгляд, сейчас были бы оптимальны?

– Мы всегда относились к этой программе очень осторожно. Россия – огромная страна. Есть высокотехнологичные регионы, например Москва, где потребители сидят буквально друг у друга на головах в многоэтажных зданиях и где, наверное, это можно сделать, потому что покрытие всеми средствами связи просто колоссальное. Но есть посёлки на БАМе, на Транссибе, где стоят дома барачного типа, где люди до сих пор живут. И ставить счётчик стоимостью десятки тысяч рублей не рационально, не нужно. Более того, со связью там большие проблемы. Мы всегда считали, что хочется сделать максимально интеллектуально заряженный счётчик. Тем более что наш акционер – компания Enel – первой в мире сделала интеллектуальную систему учёта для всей страны. У нас действительно большое генетическое желание сделать масштабный проект, но при этом они нам первыми сказали, что существуют разные особенности. Надо везде подходить индивидуально. В крупных городах – да, всё понятно. В посёлках должен быть какой-то более упрощённый способ. Это первое.

Второй вопрос – это, конечно, вопрос безопасности. Интеллектуальный прибор

учёта, как правило, подразумевает возможность дистанционного отключения. Вопрос, кто это делает? Поэтому счётчики должны быть сертифицированы с точки зрения безопасности потребителей, чтобы их не могли отключить дистанционно, в том числе хакеры.

Третий вопрос – до конца не решена проблема комплексной замены. Предположим, в многоквартирном доме у кого-то из жильцов подошёл срок замены счётчиков. По закону мы должны поставить интеллектуальный счётчик. Мы готовы ставить, но мы хотели бы сделать это сразу на весь дом. Получается так, что мы в течение восьми лет срока жизни счётчика должны каждый год приходить и менять по 5–10 счётчиков. Представляете, сколько это работы? Каждый раз проект, каждый раз подрядная организация работает. В идеале нам хотелось бы, но мы этого не добились, чтобы при замене счётчиков мы меняли бы их во всём доме. Опять же нерешённая проблема: у человека счётчик свой. Он его купил в своё время и поставил. Мы говорим, что убираем и ставим интеллектуальный счётчик. А потребитель в ответ: «Это мой счётчик, это моя собственность. Кто вы такие?»

Плюс, конечно, технологически сейчас, когда все цепочки претерпевают самые разнообразные трансформации, мы видим, что нужно сделать паузу и посмотреть, как это будет работать. Потому что звучало много вариантов создания собственной элементной базы. Конечно, это можно сделать, но пока у нас в стране производство доступных по цене и интеллектуально заряженных счётчиков мы не видим. Это не очень хорошо.



Виталий Невар / ТАСС

– Из-за санкций вы фиксируете сейчас рост цены или сложности с приобретением ИСУ?

– Рост цены происходит точно. На 40–50%.

– Видите ли вы необходимость во включении сбытовых компаний в перечень системообразующих предприятий, что открывает доступ к льготному кредитованию под 11%?

– Сбытовым компаниям льготные кредиты нужны в случае, когда складывается плохая ситуация с платежами. Пока мы видим, что платежи идут нормально, я считаю, что, наверное, не стоит включать нас в перечень.

– Какие ещё меры поддержки от государства необходимы сейчас сбытовым компаниям? Может быть, не финансовые, а регуляторные. Изменение параметров программы по внедрению ИСУ было бы значимо?

– Да, это очень важно.

– Может, ещё что-то?

– Нет. Мне кажется, это самое правильное, потому что, конечно, умные приборы учёта – это будущее, мы к этому идём. Другое дело, что хочется сделать всё более плавно, технологически оправданно и рационально с точки зрения стоимости. Если в доме барачного типа, где квартира стоит 30–50 тысяч рублей, ставить счётчик, который стоит 30 тысяч, – это и дорого, и неоправданно. Безусловно, будущее – за умными счётчиками, прогресс не остановить. Просто всё надо делать правильно, корректно, с минимальными затратами и учитывая ситуацию.



Крупные потребители и масштабные планы

текст: Ирина Боршова

Центральный федеральный округ является одним из крупнейших потребителей электроэнергии в России, при этом внутри самого округа почти половину спроса формирует Московский регион. По утверждённому плану развития энергетики, в ближайшие семь лет в Центральном регионе будет введено больше всего новой генерации. Преимуществом ЦФО всегда была близость к экспортным рынкам, однако из-за санкций экспорт электроэнергии из РФ существенно сократился, что отразилось и на динамике выработки в округе.

В Центральном федеральном округе входят 18 регионов России, расположенных в ОЭС Центра (в неё, кроме них, включена ещё Вологодская область, которая относится к Северо-Западному округу). На долю электростанций ЦФО приходится примерно пятая часть установленной мощности Единой энергосистемы России – около 49 ГВт.

Электросетевой комплекс в Центральном округе насчитывает 2588 линий электропередачи класса напряжения 110–750 кВ и более 2000 трансформаторных подстанций и распределительных устройств электростанций соответствующего уровня напряжения.

В ЦФО находится крупнейший в России узел энергосистемы – Москвы и Московской области, который имеет стратегическое значение и требует особого внимания к обеспечению надёжности режимов, говорится в материалах «Системного оператора». Кроме того,

в макрорегионе находятся развитые узлы электропотребления, в которых размещены предприятия чёрной металлургии и крупные промышленные городские центры (Белгородский, Липецкий). Особенностью Объединённой энергосистемы Центра является самая высокая в ЕЭС удельная доля атомных электростанций в структуре генерирующей мощности.

В прошлом году потребление электроэнергии в Центральном округе составило 241,5 млрд кВт•ч – около 22% от потребления в ЕЭС в целом. В 2022 году рост продолжался в течение пяти месяцев, однако в июне потребление в ОЭС Центра сократилось на 2,8%, а выработка – на 7,7%. Сокращение стало следствием санкций в отношении РФ – часть предприятий внутри страны сократили или приостановили производство, а также был прекращён экспорт электроэнергии в страны Балтии и Финляндию.

На Москву и область как самый крупный узел пришлось почти 48%



В 2021 году на долю Центрального округа пришлось 22% от общего объёма потребления электроэнергии в Единой энергосистеме РФ

потребления округа в 2021 году (115,5 млрд кВт•ч). В схеме и программе развития (СИПР) ЕЭС до 2028 года прогнозируется, что к этому сроку спрос на энергию в Москве и Подмосковье вырастет до 120,9 млрд кВт•ч. Это в значительной мере будет связано со строительством жилья и объектов инфраструктуры, развитием транспортной системы и вводом новых электростанций.

В утверждённой в феврале этого года СИПР отмечается, что ОЭС Центра является лидером по запланированным вводам генерирующих мощностей до 2028 года – более 4,5 ГВт. Из них 2,4 ГВт – это ввод на площадке Курской АЭС двух энергоблоков типа ВВЭР-ТОИ установленной мощностью по 1,2 ГВт каждый в 2025 и 2027 годах. Остальные плановые вводы приходятся на теплогенерацию. Из крупных проектов можно отметить Каширскую ГРЭС (900 МВт), УТЭЦ-2 Новолипецкого меткомбината (300 МВт) и четыре мусоросжигающие ТЭС «РТ-Инвеста» мощностью по 70 МВт каждая.

Модернизация генерирующих мощностей в ОЭС Центра в 2022–2028 годах

должна затронуть 3,95 ГВт (110 МВт ГЭС, остальная генерация – ТЭС). Планируется, что результате обновления мощность энергообъектов суммарно возрастет на 382 МВт.

Больше всего внимания сейчас, пожалуй, привлекает проект строительства двух парогазовых энергоблоков на Каширской ГРЭС. Электростанция мощностью 12 МВт была построена в 1922 году по плану ГОЭЛРО. Впоследствии её мощность на пике превышала 2 ГВт, в 2019 году «Интер РАО» начало вывод энергоблоков из эксплуатации, и сейчас её мощность равна нулю. В мае 2021 года Каширская ГРЭС была отображена в рамках конкурса на модернизацию с использованием отечественного оборудования. К 2028 году на электростанции будет построено два энергоблока по 450 МВт каждый на базе российской газовой турбины, которую разрабатывают «Силловые машины». Первая турбина ГТЭ-170.1 должна быть поставлена в 2025 году, говорил ранее гендиректор «Силмаша» Александр Конюхов. Как сообщал в июне основной бенефициар «Силмаша» Алексей Мордашов, пилот-

ный образец турбины будет разработан в конце этого года.

Второй громкий проект строительства генерации – это мусоросжигающие ТЭС. Летом 2017 года «РТ-Инвест» (25% у «Ростеха») выиграл конкурс на строительство пяти МТЭС на 335 МВт. Четыре объекта строятся в Подмосковье, один – в Татарстане. ТЭС причислены к возобновляемым источникам энергии, САРЕХ – 127 млрд рублей. Станции строятся по договорам предоставления мощности (ДПМ) сроком на 15 лет, за срыв срока ввода предусмотрены штрафы и разрыв ДПМ. «РТ-Инвест» должен был ввести объекты 1 декабря 2022 года, но потом сдвинул срок на 2023 год. Мусоросжигающие ТЭС являются одним из наиболее дорогих ДПМ-проектов, которые оплачиваются потребителями оптового энергорынка. Это редкий случай, когда большинство участников отрасли выступает за то, чтобы как минимум в будущем снять с рынка эту нагрузку, поясняя, что утилизация мусора не является задачей электроэнергетики. Споры вызывал также факт отнесения мусоросжигания к ВИЭ.

Испытания как вызов

Системы возбуждения для турбо- и гидрогенераторов

Авторы:

Дмитрий Павлович, заместитель начальника сектора разработок систем возбуждения гидрогенераторов, дирекция по системам автоматики энергетических машин АО «Силловые машины»

Лилия Самсонова, начальник управления систем автоматического управления и систем возбуждения, дивизион промышленной продукции АО «Силловые машины»

Санкционная нагрузка, с которой «Силловые машины» столкнулись в 2018 году, среди прочего, сформировала сегодняшний путь развития существующих и новых серий систем возбуждения турбо- и гидрогенераторов. Специалисты компании разработали и успешно реализуют программу импортозамещения в этом направлении. Основной целью стартового этапа было сокращение доли иностранных комплектующих, второго и дальнейших этапов – максимальное замещение компонентов с использованием отечественных аналогов.

Учитывая тенденции в развитии систем возбуждения, новые требования к оборудованию со стороны заказчиков и сертифицирующих организаций, «Силловые машины» уделили развитию этого направления особое внимание. Высокая конкуренция с отечественными и иностранными производителями всегда была дополнительным фактором качественного развития. Уникальные технические решения, надёжность, гарантийный и постгарантийный сервис оборудования стали визитной карточкой систем возбуждения «Силловых машин» и позволили не только на равных конкурировать с такими производителями, как ABB, GE и Basler, но и задавать собственные высокие стандарты в этом сегменте.

За прошедшие годы «Силловые машины» реализовали полноценный комплекс мероприятий для создания оборудования, в котором применяются комплектующие российских производителей. В частности, специалисты компании изменили конструкцию и технологии существующей линейки систем возбуждения, подобрали отечественных поставщиков и проработали логистические цепочки поставок, разработали новые линейки оборудования систем возбуждения (серия «Оптима») с использованием российских составляющих.

Успех программы импортозамещения в «Силловых машинах» был обусловлен тремя основными причинами. Во-первых, в компании много лет работает одно из лучших в стране конструкторских бюро. Сотрудники КБ обладают огромным,

по-настоящему бесценным практическим опытом производства наукоемкого технологического оборудования для энергетики. Во-вторых, компания отказалась от крупноузловых закупок. Сборка оборудования (в том числе тиристорных мостов), а также изготовление значительного количества деталей и силовых коммутационных аппаратов (АГП, силовых контакторов, разъединителей) от начала и до конца производились полностью на площадках «Силловых машин», по чертежам и технологиям, разработанным конструкторскими и технологическими службами компании. И третья причина успеха – уникальный полномасштабный испытательный стенд, который позволяет проводить комплексные испытания систем возбуждения в параметрах, максимально приближенных к условиям эксплуатации на площадках заказчика.

В настоящее время с уверенностью можно заявить о том, что принятое решение о минимизации (а в отдельных случаях – о полном отказе) от импортных комплектующих привело к положительным результатам, которые неоднократно подтверждали заказчики компании.

Одним из ярких примеров успешной внутрироссийской кооперации являются системы возбуждения серии «Оптима», которые сочетают передовые разработки, технологии и накопленный опыт «Силловых машин».

Подходы к проектированию, использованные при создании линейки «Оптима», и высокая востребованность этих систем возбуждения позволили под другим углом рассмотреть и новые потребности



Система возбуждения серии «Оптима» для турбо- и гидрогенераторов с токами возбуждений до 2500 А



Характеристика

Количество единиц оборудования в стандартном комплекте поставки СВ для турбо- и гидрогенераторов, шт.

Габаритные размеры щита возбуждения типа ЩВ-2Е (естественное воздушное охлаждение), на сравнимые значения токов (Д × Ш × В), мм

Габаритные размеры щита возбуждения типа ЩВ-2П (принудительное воздушное охлаждение), на сравнимые значения токов (Д × Ш × В), мм

Тип конструкции тиристорного моста

Система возбуждения серии «Оптима»

3 (для ТГ), 4 (для ГГ)

(трансформатор возбуждения, трансформатор электроторможения (если требуется ЭТ, для СВ ГГ), щит возбуждения (ЩВ), разрядное сопротивление)

3600 × 1000 × 2600

3600 × 1000 × 2600

Выкатная

Классическая система возбуждения

4 (для ТГ), 4 (для ГГ)

(трансформатор возбуждения, трансформатор электроторможения (если требуется ЭТ, для СВ ГГ), щит возбуждения (ЩВ), шкаф ввода резерва (ШВР), разрядное сопротивление)

4200 × 1000 × 3000

4400 × 1000 × 2700 – ЩВ

4600 × 1000 × 2700 – ЩВ (с аппаратурой ЭТ)

1200 × 1000 × 2400 – ШВР

Стационарная

«Интер РАО» – 25 лет!

текст: Николай Алейник

2022 год – юбилейный для Группы «Интер РАО». Компания ведёт свою историю с мая 1997 года, когда при РАО «ЕЭС России» был создан оператор международной торговли электроэнергией – ЗАО «Интер РАО ЕЭС». За 25 лет небольшое подразделение с десятком сотрудников выросло в одного из флагманов отечественной экономики, который не только вносит значительный вклад в модернизацию российской энергетики, но и развивает смежные сектора.

1997–2002

Начало

Выстраивание трейдинговой работы, создание торговых «дочек» за рубежом, выход на федеральный оптовый энергорынок (ФОРЭМ). Организованы поставки энергии в Калининград и Белоруссию из Литвы.

2003–2006

Освоение генерации

«Интер РАО» начинает самостоятельный экспорт энергии из России и становится производителем электроэнергии. Сначала компания арендует блок Ириклинской ГРЭС

у «Оренбургэнерго», первым собственным активом в генерации становится блокпакет ОАО «Северо-Западная ТЭЦ» – вложенные средства идут на достройку второго энергоблока станции.

2012–2014

Консолидация

Завершение реорганизации. Под 100%-ный контроль «Интер РАО» переходят генактивы ОГК-1 и ОГК-3, приобретает ряд перспективных активов. Утверждается новая дивидендная политика: отныне выплаты составят до 25% от чистой прибыли по МСФО вместо прежних 5% по РСБУ.

2007–2011

Активный рост

Утверждается целевая модель реструктуризации ЗАО «Интер РАО ЕЭС». Компания объединяет генерирующие активы и в ходе реформирования РАО «ЕЭС России» приобретает статус контролирующего акционера в ряде энергетических и сбытовых структур. Создаётся единая операционная компания с прямым участием в её уставном

капитале акционеров РАО и присоединяемых обществ. В конце 2009 года суммарные генмощности Группы «Интер РАО» достигают 18 ГВт, она становится вторым по размеру теплогенератором страны (вслед за ГЭКом). С покупки контрольного пакета ГК «Кварц» в 2010 году начинается создание собственного инжинирингового дивизиона.

2015–2019

Повышение эффективности и ввод новых мощностей

Группа реализует актуализированную стратегию для повышения эффективности. «Интер РАО» проводит реструктуризацию активов: в частности, продаются акции некоторых российских и зарубежных генкомпаний, не вписывающихся в стратегию; покупаются и консолидируются сбытовые структуры. В октябре 2015 года Президент РФ Владимир Путин поручает

«Интер РАО» ещё один масштабный проект – строительство четырёх ТЭС (суммарно около 1 ГВт) в Калининградской области. Одновременно завершаются масштабные вводы по программе ДПМ: за 10 лет Группой реализовано 20 собственных проектов суммарной мощностью 6 ГВт.

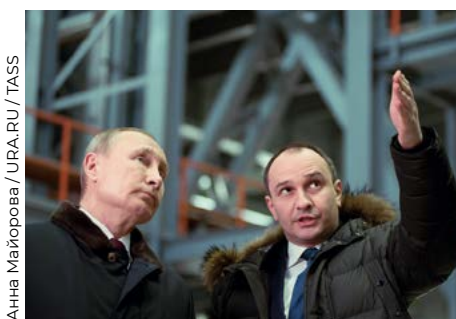
К началу 2020-х годов «Интер РАО» превращается в одного из ключевых игроков электроэнергетического рынка.

Она занимает третье место в отрасли по величине установленной мощности и по выработке электроэнергии после «Росатома» и «РусГидро», являясь первой по этим показателям среди теплогенерирующих компаний. В 2009–2019 годах установленная мощность электростанций Группы выросла почти в четыре раза, выработка – в 6,5 раза, выручка – в 15 раз (превысив 1 трлн рублей), EBITDA – в 13 раз, а производительность труда – в 2,24 раза.

На этапе стратегического развития

Утверждённая осенью 2020 года Стратегия развития «Интер РАО», являющаяся долгосрочным планом на ближайшее десятилетие, предполагает фокусировку на внутреннем рынке на фоне сложной геополитической обстановки. Сейчас уже очевидно, что такое решение оказалось верным. Инвестируя в России почти 1 трлн рублей, Группа к 2030 году планирует увеличить выручку и EBITDA компании в 2,3 раза, чистую прибыль – в 2,5 раза.

К концу десятилетия основной вклад в EBITDA будет давать отечественная генерация (60–70%). «Интер РАО» участвует в проекте создания отечественных газовых турбин, выиграв конкурс на обкатку машин ГТЭ-170 на площадке Каширской ГРЭС; реализует проекты в рамках программы модернизации ТЭС, уже получив право обновить 10,4 ГВт изношенных мощностей. Сократив за пять лет потребление топлива в пересчёте на 1 кВт•ч выработки на 6% (с 316 г в 2014 году до 295 г в 2019 году) и суммарные выбросы CO₂ на 15% (до 78,9 млн т CO₂-эквивалента), «Интер РАО» за счёт модернизации



Анна Майорова / URA.RU / TASS

мощностей сократит удельные топливные расходы к 2030 году ещё на 7%.

Сотни миллиардов рублей будут вложены в федеральную программу модернизации ТЭС, индивидуальные проекты энергоснабжения в интересах регионов и конкретных компаний, а также экономически эффективную покупку активов. Инжиниринговый блок сосредоточен на внутригрупповых проектах, объём которых оценивается в 30–40 млрд рублей в год, ещё 15–20 млрд будут тратиться на текущие ремонты.

К концу нынешнего десятилетия на сбытовой сегмент будет приходиться 15–20% EBITDA: сейчас компания занимает около 18% на розничном рынке РФ, за счёт органического роста эту долю планируется увеличить до 20%. Оставшиеся 5–10% финансовых поступлений будут приходиться на новые, прежде всего цифровые и ин-



30,7

ГВт составляет установленная мощность электростанций Группы «Интер РАО»

жиниринговые, проекты. Конкурентным преимуществом энергетиков при развитии в цифровом секторе является гигантская абонентская база потребителей, прежде всего населения, которому можно предлагать фактически неограниченный перечень цифровых услуг. «Интер РАО» намерено активно развивать сотрудничество с компаниями из смежных секторов – финтех, IT и т. д. Помимо цифровизации производства (предиктивный анализ, компьютерное моделирование и т. д.), сбыта и бизнес-процессов, «Интер РАО» может создать собственную единую цифровую платформу, а также IoT-платформу сбора энергоданных (интернет вещей).

В связи с существенными геополитическими изменениями сейчас перед «Интер РАО» стоят масштабные задачи, которые потребуют как серьёзной перестройки бизнес-процессов, так и крупных инвестиционных вложений, говорит генеральный директор Группы Борис Ковальчук. На этом фоне особое внимание будет уделено вопросам импортозамещения и цифровизации, работа в этом направлении будет идти ускоренными темпами.

Борис Ковальчук:

Менеджмент «Интер РАО» приложит максимум усилий, чтобы Группа поступательно развивалась, а главное, обеспечивала надёжное энергоснабжение потребителей и энергетическую безопасность РФ, была надёжной опорой для укрепления экономики страны

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

Июль

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	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								

август

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	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																

1 июля

Дёмин Александр Викторович
1977 г.

статс-секретарь – заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

3 июля



Орлов Дмитрий Станиславович
1973 г.

заместитель генерального директора, руководитель блока розничного бизнеса ПАО «Интер РАО»



Панасюк Сергей Яковлевич
1973 г.

генеральный директор АО «ТомскРТС»



Спицын Сергей Геннадьевич
1971 г.

директор Печорской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

5 июля

Великороднов Валерий Александрович
1963 г.

директор филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

6 июля

Бутко Александр Александрович
1964 г.

управляющий директор ПАО «Мосэнерго»

Рязанов Алексей Владимирович
1966 г.

начальник Республиканской службы по тарифам Республики Мордовия

7 июля

Панфилов Дмитрий Николаевич
1973 г.

генеральный директор ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт» (ВТИ)

8 июля

Петров Олег Валентинович
1964 г.

генеральный директор АО «Россети Тюмень»

9 июля

Хвалько Александр Алексеевич
1964 г.

заместитель генерального директора – директор по сбыту АО «Концерн Росэнергоатом»

10 июля

Конюхов Александр Владимирович
1975 г.

генеральный директор АО «Силловые машины»

11 июля

Моисеев Тимур Владимирович
1968 г.

директор ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго»

Решетников Максим Геннадьевич

1979 г.
министр экономического развития РФ

Шалатов Андрей Леонидович
1969 г.

директор ГРЭС-3 им. Р. Э. Классона – филиала ПАО «Мосэнерго»

12 июля



Фёдоров Денис Владимирович
1978 г.

генеральный директор ООО «Газпром энергохолдинг»



Фёдоров Евгений Владимирович
1978 г.

вице-президент по энергетике, член правления ПАО «ГМК «Норильский никель»

13 июля

Чуйченко Константин Анатольевич
1965 г.

министр юстиции РФ

14 июля

Ковалевский Алексей Николаевич
1975 г.

исполняющий обязанности руководителя службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского АО – Югры

14 июля

Григоренко Дмитрий Юрьевич
1978 г.

заместитель Председателя Правительства РФ – руководитель аппарата Правительства РФ

Чухахин Евгений Валентинович
1976 г.

генеральный директор ООО «Холдинг-энергия»

Шалай Виктор Владимирович
1950 г.

президент Омского государственного технического университета

Шахрай Игорь Степанович
1975 г.

генеральный директор Unigreen Energy

15 июля



Гальперин Михаил Львович
1983 г.

заместитель генерального директора, руководитель блока правовой работы ПАО «Интер РАО»

16 июля

Галажинский Эдуард Владимирович
1968 г.

ректор Национального исследовательского Томского государственного университета



Файрушина Марина Анатольевна
1969 г.

заместитель генерального директора по вопросам отраслевого регулирования и тарифообразования ПАО «Интер РАО»

18 июля



Грбчак Евгений Петрович
1979 г.

заместитель министра энергетики РФ

19 июля

Мусатов Виктор Юрьевич
1962 г.

председатель Государственного комитета Псковской области по природопользованию и охране окружающей среды

20 июля



Максимов Андрей Геннадьевич
1981 г.

директор департамента развития электроэнергетики Минэнерго России

21 июля



Бобылев Пётр Михайлович
1980 г.

директор департамента угольной промышленности Минэнерго РФ

21 июля

Орешкин Максим Станиславович
1982 г.

помощник Президента РФ

22 июля

Асхатов Рустем Алифович
1969 г.

генеральный директор АО «Мостранснефтепродукт»

24 июля

Брилёв Сергей Борисович
1972 г.

президент ассоциации по развитию международных исследований и проектов в области энергетики «Глобальная энергия»

Станкевич Юрий Аркадьевич
1976 г.

член Комитета Государственной думы РФ по энергетике

25 июля

Кудряшов Сергей Иванович
1967 г.

генеральный директор АО «Зарубежнефть»

26 июля



Кириенко Сергей Владимирович
1962 г.

первый заместитель главы Администрации Президента РФ, председатель Наблюдательного совета ГК «Росатом»

28 июля

Кузьмин Игорь Анатольевич
1975 г.

генеральный директор ПАО «Россети Ленэнерго»

Маганов Наиль Ульфатович
1958 г.

генеральный директор ПАО «Татнефть»

28 июля

Наталенко Александр Егорович
1946 г.

председатель Совета директоров ПАО «Новатэк»

28 июля

Семиколонов Артём Викторович
1978 г.

управляющий директор ПАО «ОГК-2»

1 августа



Сорокин Павел Юрьевич
1985 г.

первый заместитель министра энергетики РФ

2 августа

Сергеев Александр Михайлович
1955 г.

президент Российской академии наук

4 августа

Быков Дмитрий Евгеньевич
1966 г.

ректор Самарского государственного технического университета

4 августа

Мольков Сергей Сергеевич
1980 г.

заместитель генерального директора – управляющий директор АО «ОДК – Газовые турбины»

5 августа

Сюткин Сергей Борисович
1959 г.

генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Центра»

5 августа

Гасанов Джамаладин Набиевич
1964 г.

член Комитета Государственной думы РФ по энергетике

5 августа

Наталенко Александр Егорович
1946 г.

председатель Совета директоров ПАО «Новатэк»

5 августа

Семиколонов Артём Викторович
1978 г.

управляющий директор ПАО «ОГК-2»

6 августа

Кузнецов Владимир Леверьевич
1955 г.

председатель Российского профсоюза работников атомной энергетики и промышленности

9 августа

Берёзкин Григорий Викторович
1966 г.

председатель Совета директоров Группы «ЕЧН»

9 августа

Хуснуллин Марат Шакирзянович
1966 г.

заместитель Председателя Правительства РФ

10 августа

Левченко Роман Алексеевич
1979 г.

генеральный директор ПАО «Россети Северный Кавказ»

10 августа

Спасский Николай Николаевич
1961 г.

заместитель генерального директора – директор блока международной деятельности ГК «Росатом»

11 августа

Завальный Павел Николаевич
1961 г.

председатель Комитета Государственной думы РФ по энергетике, президент Российского газового общества

11 августа

Король Борис Михайлович
1955 г.

вице-президент ПАО «Транснефть»



Михельсон Леонид Викторович
1955 г.

председатель правления ПАО «Новатэк», председатель Совета директоров ПАО «СИБУР Холдинг»



Шугаев Дмитрий Евгеньевич
1965 г.

заместитель председателя Совета директоров ПАО «Интер РАО», директор Федеральной службы по военно-техническому сотрудничеству

12 августа

Матюхин Алексей Геннадьевич
1988 г.

начальник управления регулирования жилищно-коммунального хозяйства ФАС России

13 августа

Дорофеев Антон Владимирович
1976 г.

директор Чебоксарской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

13 августа

Полторанин Святослав Иванович
1966 г.

технический директор – главный инженер Новосибирской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

14 августа

Бердников Роман Николаевич
1973 г.

член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»



Мурзин Александр Сергеевич
1979 г.

генеральный директор ПАО «Тамбовская энерго-сбытовая компания»

15 августа

Гущин Сергей Владимирович
1968 г.

директор ТЭЦ-16 – филиала ПАО «Мосэнерго»

16 августа

Петров Василий Юрьевич
1946 г.

президент Пермского национального исследовательского политехнического университета

17 августа



Вагнер Андрей Александрович
1957 г.

председатель правления, генеральный директор ПАО «Т Плюс»

17 августа

Киров Сергей Анатольевич
1976 г.

член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»

17 августа

Мольский Алексей Валерьевич
1980 г.

член правления, заместитель генерального директора по инвестициям, капитальному строительству и реализации услуг ПАО «Россети»

20 августа



Чемезов Сергей Викторович
1952 г.

генеральный директор Государственной корпорации «Ростех»

22 августа

Шмаль Геннадий Иосифович
1937 г.

президент Союза нефтегазопромышленников России

22 августа

Новожилов Илья Борисович
1983 г.

директор Конаковской ГРЭС – филиала ПАО «Энел Россия»

23 августа

Хлебов Алексей Васильевич
1971 г.

генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Сибири»

23 августа

Горбатенко Андрей Анатольевич
1958 г.

генеральный директор ООО «Сибирская тепло-сбытовая компания»

28 августа

Хардинов Михаил Юрьевич
1982 г.

финансовый директор En+ Group, руководитель энергетического бизнеса

31 августа

Омельчук Василий Васильевич
1953 г.

заместитель генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» – директор филиала «Кольская атомная станция»

24 августа

Летние рекорды потребления мощности в этом году в основном отмечаются на востоке России. К началу июля новые максимальные уровни зафиксировали в Амурской области, Красноярском крае, Якутии и объединённой энергосистеме Сибири.

Владимир Смирнов / ТАСС



коммуникационная группа
MEDIALINE



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
РОССЕТИ ЦЕНТР
РОССЕТИ УРАЛ
РОССЕТИ ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

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

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

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

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