

Стратегия замкнутого цикла

Какую модель развития выбирают для себя крупнейшие компании тепловой генерации и как меняется их роль в секторе энергомашиностроения

стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендинг
страниц

Портрет
компаний
и её
вакансий

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

ПОДРОБНОСТИ:

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

Уважаемые читатели!

Д

екабрь – время подведения итогов. Именно им посвящены **«Тема номера»** и **«Тенденции»**. В этом году регуляторы определились со среднесрочными перспективами атомной генерации и определили условия присоединения к энергорынку неценовых зон, крупнейшей из которых является Дальний Восток. После проведения весной второго отбора проектов в рамках программы ДПМ ВИЭ 2.0 были приняты значимые для зелёного сегмента решения о согласовании места размещения новых ВЭС и СЭС с «Системным оператором», часть из которых может быть перенесена на Дальний Восток

после перехода макрорегиона на рыночные условия. Здесь же вы найдёте обзор ключевых сделок в энергетике. Весенне-летнее ралли котировок акций отраслевых компаний второго и третьего эшелона, спровоцированное желанием прежде всего частных инвесторов найти идеи для вложения своих средств, по итогам трёх кварталов обернулось для этих компаний гигантскими, но лишь бумажными прибылями.

Среди ключевых событий, которые оказали или окажут существенное влияние на российскую энергетику в будущем, – значимый дефицит мощности почти в 4,5 ГВт, закреплённый в только что утверждённых Схеме и программе развития электроэнергетических систем (СиПР) на 2024–2029 годы. Основные параметры документа – в разделе **«Инфографика»**.

Одна из основных причин энергодефицита – продолжающийся в России рост майнинговых мощностей. Об ограничительных мерах, которые планирует реализовать Минэнерго для вытеснения этого бизнеса из энергодефицитных регионов, мы рассказываем в главном тексте номера. Как оценивают ситуацию сами майнеры, вы сможете узнать в рубрике **«Интервью»**, в рамках которой мы побеседовали с директором Ассоциации промышленных майнеров Сергеем Безделовым.

В **«Эксперт-клубе»** обсудили с экспертами отрасли планы по сокращению объёма резервов в рамках конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2027 год. Спросили специалистов, насколько актуально сокращение резервов и какой эффект оно даст на фоне нерешённого вопроса с сервисом иностранного геноборудования и роста аварийности в секторе.

Раздел **«Технологии»** на этот раз посвящён агрегаторам энергоспроса и перспективам развития этого направления в энергетике: целевая модель управления спросом будет запущена на ОРЭМ с 1 января после многолетней обкатки пилота на розничных рынках.

Раздел **Nota bene** в морозном декабре мы решили посвятить рассказу о том, как электричество помогает художникам создавать свои произведения. Как и всегда, в нашем журнале вы найдёте обзоры ключевых новостей и наиболее важных отраслевых тенденций.

Редакция журнала «Энергия без границ»

→

01



←
04

04 главные события
в России

06 главные события
в мире

↓
08



→
14

08 тема номера

Стратегия замкнутого
цикла

*Какую модель развития выбирают для
себя крупнейшие компании тепловой
генерации и как меняется их роль в секторе
энергомашиностроения*

12 инфографика

Электроэнергетика:
план 2024–2029

*Главное из Схемы и программы развития
электроэнергетических систем России*



14 тенденции

Итоги года

*Наиболее значимые отраслевые события
2023 года – в обзоре «Энергии без границ»*

20 эксперт-клуб

Вопрос
надёжности

*Эксперты говорят о том, насколько
актуально сокращение резерва мощности
в КОМ в условиях роста аварийности
в части регионов и нерешённых вопросов
с иностранным оборудованием*



↑
20



Учредитель и издатель:
 ПАО «Интер РАО»
 «Энергия без границ»,

6 (83) ДЕКАБРЬ 2023

12+

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



Адрес издателя: 105082, г. Москва,

Рубцовская наб., д. 3, стр. 1, оф. 903
 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, РИА «Новости», 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

Отпечатано в ИП Роммелаер М. О.

Адрес типографии: 107145, Москва,
 Б. Головин пер., д. 11

Подписано в печать: 19.12.2023

Дата выхода в свет: 27.12.2023

Тираж: 1500 экз.

Распространяется бесплатно

→
26



26 интервью

Сергей Безделов:
 «К сожалению, негатив
 ложится на всё понятие
 «майнинг»

*Директор Ассоциации промышленных
 майнеров рассказал «Энергии без границ»
 о взаимодействии с Министерством
 энергетики, оценке его инициатив, работе
 легальных и нелегальных майнеров, а также
 о прогнозах развития*

30 технологии

От управления
 спросом –
 к виртуальным
 электростанциям

*С 2024 года на российском оптовом
 энергорынке будет запущена целевая модель
 управления спросом на электроэнергию*

32 ИВ

Электрический свет
 как искусство

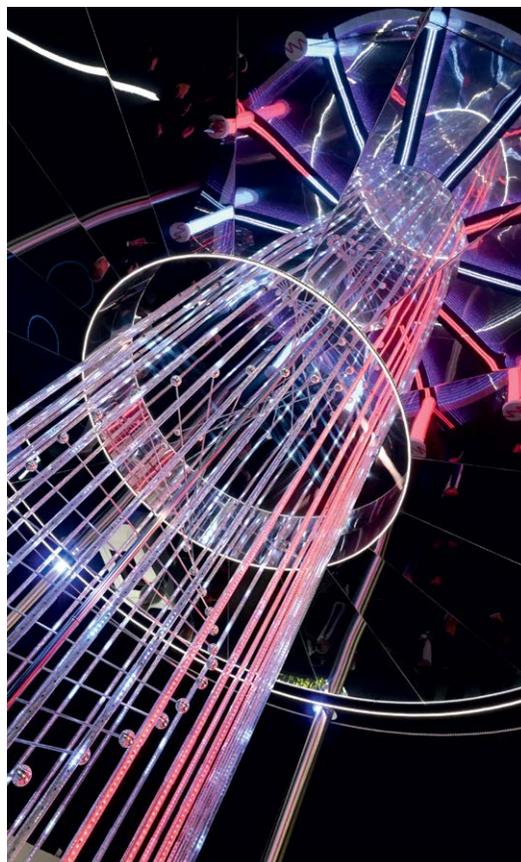
*Как электричество помогает художникам
 создавать свои произведения*

**34 календарь дней
 рождения
 ключевых лиц
 ТЭК России
 в январе-феврале**

36 фото номера

Павильон
 «Энергия жизни»
 на международной
 выставке-форуме
 «Россия»

↓
36



В РОССИИ

320,5

млрд рублей – общая задолженность российских потребителей за электроэнергию по итогам трёх кварталов 2023 года

8 декабря правкомиссия по электроэнергетике утвердила параметры конкурсного отбора проектов по строительству в Сибири новой генерации суммарной мощностью 1225 МВт. Из параметров отбора, утверждённых правкомиссией, следует, что для строительства потребуется до 518,2 млрд рублей (предельные капзатраты – 423 тысячи рублей за 1 кВт), базовая доходность составит 12%. Накануне «Коммерсант» сообщил, что на рассмотрение были представлены два варианта: первый соответствует новым параметрам, одобренным правкомиссией, и предполагает использование отечественного оборудования. Второй вариант дешевле (капзатраты – 334 млрд рублей суммарно, или 273 тысячи рублей за 1 кВт), но предполагает использование импортного геноборудования.

Помимо отбора генерации в Сибири, правительственная комиссия по вопросам развития электроэнергетики утвердила в декабре надбавку для энергорынка на уровне 31 млрд рублей, направленную на снижение цен на Дальнем Востоке в 2024 году. Это на 12,4% меньше, чем в текущем году, когда объём субсидирования, наоборот, увеличился на 5,7%, до 35,5 млрд рублей. Как сообщалось в ноябре, базовый тариф для коммерческих потребителей ДФО на высоком и среднем уровнях напряжения составит 6,83 рубля за 1 кВт•ч (+8,9%), на низком напряжении – 8,06 рубля (+9,1%). В Сообществе потребителей энергии отмечали, что для пропорционального обнуления надбавки к нормативному сроку – 2028 году – темпы её сокращения должны быть в 2,5–3 раза выше.

7 декабря стало известно, что Минэнерго, вероятно, поддержит предложение генераторов о переносе с февраля на осень 2024 года сроков проведения конкурентного отбора мощности (КОМ) на 2027 год. Впрочем, если энергетики просили об отсрочке из-за неясности ситуации с сервисом импортных турбин, то Минэнерго будет вносить в правительство это же предложение для того, чтобы



в КОМ могли поучаствовать регионы неценовых зон, в частности Дальнего Востока, которые планируется включить в ценовые зоны ОРЭМ с середины будущего года.

В конце года власти активизировали усилия по консолидации сетевого сектора.

Действующие нормы предполагают, что максимальные требования к территориальным сетевым организациям (ТСО), призванные в несколько раз сократить число игроков на сетевом рынке, будут введены с 2025 года, когда каждая ТСО будет иметь минимум 300 км сетей и сетевое оборудование мощностью 150 МВА, а на 2024 год показатель пока утверждён на уровне 50 км и 30 МВА.

15 ноября на совещании об итогах подготовки к ОЗП замглавы Минэнерго Евгений Грабчак заявил, что министерство рассматривает возможность сокращения переходного периода и предельного ужесточения требований уже с 2024 года. Однако поправки в ФЗ-35 «Об электроэнергетике», вводящие институт системообразующих ТСО (СТСО), на базе которых будут консолидироваться электросетевые активы, до сих пор не приняты, так что ужесточить нормы на год раньше (с 1 января 2024 года) уже вряд ли получится, заявил **30 ноября** зампред думского комитета по энергетике Валерий Селезнёв. Сейчас регуляторы обсуждают возможность ужесточения требований не с 1 января, а с 1 июля 2024 года.

170,97

ГВт – новый исторический максимум потребления мощности в России, достигнутый 11 декабря 2023 года



В ходе COP28 зампредаправления Газпрома Олег Аксютин сообщил, что удельная стоимость сокращения выбросов парниковых газов при переводе угольной электростанции на газ в 17 раз меньше, чем при переходе на ВИЭ:

100 рублей

за одну сокращённую тонну CO₂-экв. против 1700 рублей

Впрочем, подготовка к консолидации продолжается. В конце ноября стало известно, что Минэнерго предлагает запретить региональным властям управлять ТСО. Они будут передавать активы «исключительно» в собственность СТСО, для чего нужно разработать механизм передачи сетевых объектов «за счёт увеличения доли РФ в уставном капитале» СТСО. Минэнерго также предлагает разрешить СТСО покупать частные сетевые компании за счёт дополнительных источников в тарифе на передачу. ГУП и МУП должны будут полностью передать активы в СТСО. В «Россетях» полагают, что инициатива обеспечит «надёжную работу и устойчивое развитие» сетевого комплекса. По оценкам аналитиков, инициатива может коснуться Москвы,

Санкт-Петербурга, Татарстана, Кузбасса и ряда других регионов, вызвав серьёзное сопротивление местных властей.

13 декабря Конференция ООН по изменению климата (COP28) одобрила соглашение об отказе от ископаемого топлива к 2050 году,

сохраняющее цель по ограничению роста температуры в 1,5 °С. В документе нет запрета на переходные виды топлива, к которым относятся, в частности, природный газ. Пункт 29 финального документа COP28 гласит: «Участники Парижского соглашения признают, что переходные виды топлива могут иметь определённую роль в содействии энергопереходу при обеспечении энергетической безопасности».

«Это важное и справедливое решение для развивающихся стран, не имеющих доступа к дорогим безуглеродным технологиям. Основной нашей задачей было не допустить (фиксации в документах. – Прим. ред.) отказа от ископаемого топлива и чётко прописать и лесные проекты, и атом в итоговых документах. Мы этого достигли и, как следствие, довольны тем документом, с которым мы согласились», – заявил первый замминистра экономического развития РФ Илья Торосов.

Среди прочих важных для РФ аспектов, зафиксированных в итоговом документе COP28, г-н Торосов отметил признание важности атомной генерации, водорода и технологий улавливания и хранения углерода (CCS).

1 декабря Президент РФ Владимир Путин подписал указ, в соответствии с которым ЛУКОЙЛ может выкупить принадлежащие UROC Limited 2,6 млрд акций «ЭЛ5-Энерго» (7,4% уставного капитала), увеличив свою долю до 63,84%. В «ЭЛ5-Энерго» не комментировали, чьи интересы представляет кипрская компания, купившая долю в 2021 году, но источники Интерфакса на фондовом рынке предполагали, что UROC может быть связана с ближневосточным инвестфондом AGC Equity Partners, который ранее входил в консорциум с РФПИ и австралийским фондом Macquarie.



▲ Евгений Грабчак

Арсений Казу / Роскомпресс



В МИРЕ



1. Германия

ТЭЦ всё ещё нужны

В Германии планируется строительство двух ТЭЦ на природном газе мощностью 680 МВт каждая, говорится в международном обзоре «Системного оператора».

Для этого немецкая энергокомпания EnBW заключила с GE Vernova два десятилетних контракта на строительство и поставку оборудования, а также программные решения, техническое и сервисное обслуживание.

ТЭЦ планируется построить недалеко от Штутгарта и запустить к концу 2026 года. Электростанции должны заменить действующую угольную генерацию. Каждая ТЭЦ будет оснащена газовой турбиной GE 9HA.01, паровой турбиной STF-D650, генератором W88 и паровым котлом-утили-



заторм на три давления. Для технологического управления работой ТЭЦ будет использоваться программное обеспечение Mark VIe Distributed Control System компании GE Vernova. В будущем предполагается перевод электростанций с угля на водородное топливо.



Srevan Karayil / Shutterstock.com

2. ОАЭ



Плюс парогазовая генерация

В Объединённых Арабских Эмиратах введена в коммерческую эксплуатацию парогазовая электростанция (ПГЭС) Hamriyah мощностью 1,8 ГВт, говорится в международном обзоре «Системного оператора».

ПГЭС состоит из трёх групп ПГУ, оснащённых парогазовым оборудованием H-класса производства GE Vernova в составе газовой турбины 9HA.02 с генератором H84, паровой турбины STF-D650 с генератором A74 и котла-утилизатора. Разработчиком проекта и владельцем ПГЭС Hamriyah является консорциум SHIPCO. Строительством ПГЭС в соответствии с EPC-контрактом занималась GE Vernova, которая также будет осуществлять техническое обслуживание и необходимые ремонтные работы на ПГЭС в течение 25 лет. На реализацию проекта в 2019 году было привлечено около \$1 млрд частных и государственных инвестиций.



3. ЮАР



Солнечный парк

Южноафриканская энергокомпания Eskom планирует построить на западе страны солнечную электростанцию мощностью чуть более 1 ГВт, говорится в материалах ассоциации «Глобальная энергия».

Проект будет состоять из трёх очередей мощностью 342 МВт каждая. Строительством первой очереди займётся южноафриканская Solar Africa, а второй и третьей – немецкая Solentix, автор всего проекта.

Доля солнечной энергетики в ЮАР по итогам 2022 года составила 2,9%. Страна входит в первую десятку государств мира по добыче угля, который остаётся основным топливом для производства электроэнергии в ЮАР: по оценке экспертов ассоциации «Глобальная энергия», его доля в структуре выработки в 2022 году составила 84,6%.

Ключевым низкоуглеродным источником электроэнергии для ЮАР остаются атомные реакторы, на долю которых в 2022 году приходилось 4,7% выработки. По данным



4. Финляндия

Аварийные цены

Финская атомная электростанция (АЭС) «Олкилуото-3» мощностью 1,6 ГВт в течение десяти дней в ноябре дважды приостанавливала свою работу из-за аварийных ситуаций.

В обоих случаях речь шла о проблемах с автоматикой турбин. Угроз для безопасности не было, однако остановки продолжались суммарно пять дней. На сегодняшний день самым серьёзным последствием остановок АЭС стал резкий рост цен на энергорынке Nord Pool.

Так, после аварии, которая произошла 19 ноября, средняя стоимость электроэнергии на торгах 21 ноября оказалась в 2,5 раза выше, чем 20 ноября: 288 евро за 1 МВт•ч против 116 евро соответственно. Пиковая цена на торгах 21 ноября достигла 777 евро, минимальная составила 91 евро. Аналогичные цены сформировались во всех странах Балтии (в Литве, Латвии, Эстонии). Ситуацию усугубили низкая скорость ветра и холодная погода. Цены на тот момент оказались самыми высокими для Финляндии и стран Балтии в 2023 году.



Jan von nebanan / Shutterstock.com

АЭС «Олкилуото» находится в Западной Финляндии, расположена на побережье Ботнического залива Балтийского моря, на полуострове Олкилуото. Три действующих реактора производят примерно 30% потребляемой в стране энергии.



5. Китай

Первая в мире АЭС четвёртого поколения

В начале декабря Китай ввёл в эксплуатацию первую в мире атомную электростанцию четвёртого поколения «Шидаовань», передаёт агентство ТАСС со ссылкой на Государственное энергетическое управление КНР.

«Шидаовань» с высокотемпературным газоохлаждаемым реактором (ВГР) находится на территории восточной провинции Шаньдун. В госуправлении подчеркнули, что преимущество ВГР – безопасность при выработке электроэнергии, в связи с чем технология имеет широкие перспективы.

АЭС «Шидаовань» проработала в тестовом режиме в течение 168 часов и была официально введена в коммерческую эксплуатацию. Как отметили в ГЭУ, это первая в мире атомная электростанция четвёртого поколения, и ввод реактора в эксплуатацию свидетельствует о том, что «Китай достиг ведущего мирового уровня в исследованиях, разработках и применении технологий ядерной энергетики четвёртого поколения».



МАГАТЭ, в стране действуют два реактора (АЭС «Коберг») общей «чистой» мощностью 1,85 ГВт, которые были подключены к сети в 1984–1985 годах. К числу низкоуглеродных источников также относятся четыре вида ВИЭ – гидроэлектростанции, солнечная и ветровая генерация, а также энергоустановки, использующие биомассу в качестве топлива. Их суммарная мощность по итогам 2022 года достигла 10,3 ГВт, а общая доля в структуре генерации – 9,1%.



Стратегия замкнутого цикла

текст: Александра Белкина

Пришедшие вместе с антироссийскими санкциями в 2022 году новые условия работы затормозили движение энергокомпаний в намечавшихся стратегических направлениях. Энергетикам потребовалось взять паузу, чтобы оценить весь спектр влияния ограничений на отрасль. Отчасти эта работа всё ещё продолжается: для какого-то оборудования проводится поиск поставщиков из дружественных государств, другому пытаются обеспечить сервис внутри страны. Рассматривая отрасль в целом, пока рано говорить о чётко сформированных новых путях развития, но нельзя пройти мимо значимого тренда, которому следуют два крупнейших игрока на рынке тепловой генерации – «Интер РАО» и «Газпром энергохолдинг».



▲ Завод «Воронежский» трансформатор»



В декабре этого года СТГТ сообщило об увеличении производственной загрузки в полтора раза по сравнению с предыдущим годом – компания выполнила более

30

заказов для девяти заказчиков



▲ Площадка СТГТ в Ленобласти

Суть стратегии – движение по направлению, с одной стороны, к диверсификации бизнеса, с другой – к консолидации всех необходимых производств и компетенций. Компании и в досанкционном мире не были ограничены рамками исключительно производства электроэнергии, развивая, например, сбытовое и инжиниринговое направления, однако теперь оба генератора претендуют на роль значимых игроков рынка энергомашиностроения.

В октябре 2022 года группа «Интер РАО» приобрела у немецкой Siemens завод «Воронежский трансформатор» и долю в 65% в СТГТ (это совместное предприятие (СП), в котором ещё 35% принадлежат «Силовым машинам»). СТГТ на тот момент осуществляло

сервис и производство газовых турбин SGT5-2000E мощностью 187 МВт, а также сервисное обслуживание газовых турбин SGT5-4000F мощностью 329 МВт.

Организация инспекций газовых турбин зарубежного производства, которые невозможны в связи с уходом специалистов и компаний, – цель приобретения активов у Siemens, пояснили в «Интер РАО». Импортное оборудование есть у большинства генкомпаний, так что сервисные услуги, как и трансформаторы, в ближайшие годы будут чрезвычайно востребованы. «Компания СТГТ в последние годы активно занималась сервисом газовых турбин, у неё есть эти компетенции, она обеспечена необходимыми запчастями и комплектами минимум на полтора года. В течение этого времени наша задача – выстроить

новые логистические цепочки поставок: там, где есть возможность, – организовать производство в РФ, где нет возможности – договариваться о поставках в дружественных странах», – пояснил стратегию нового мажоритария СП представитель «Интер РАО».

Очевидно, ожидания оправдали себя. В декабре этого года СТГТ сообщило об увеличении производственной загрузки в полтора раза по сравнению с предыдущим годом: «СТГТ в 2023 году успешно выполнило более 30 заказов для девяти заказчиков. Компания активно занималась изготовлением продукции для газовых турбин большой мощности, а также выполняла заказы по ремонту лопаток и проводила главные и малые инспекции газовых турбин на электростанциях. Департамент сервиса и технического обслуживания СТГТ успешно провёл 26 инспекций, в том числе главные инспекции пяти газовых турбин и двух генераторов. Кроме того, в сервисном центре компании был успешно выполнен ремонт деталей горячего тракта. Работа по локализации деталей и материалов для ремонта компонентов горячей части турбин продолжается, включая исследования отечественных порошков для теплозащитных покрытий». Также СТГТ активно сотрудничает с «Силовыми машинами» по проекту создания российских газовых турбин, которые законтрактованы для установки, в частности, на Каширской ГРЭС «Интер РАО».

Выкуп доли в СТГТ у Siemens сделал «Интер РАО» ключевым центром компетенций по ремонту импортных газовых турбин в России. За два года до этого Группа увеличила до контрольной (50,99%) свою долю в «Русских газовых турбинах» (РГТ) – СП со вторым крупнейшим игроком газотурбинного рынка – американской GE. Помимо основной площадки в Рыбинске, в Калуге был создан центр сервисного обслуживания оборудования GE.

Второй актив, приобретённый у Siemens, завод «Воронежский трансформатор», казался более непривычным бизнесом для «Интер РАО», чем СТГТ. Предприятие выпускает оборудование мощностью до 250 МВА и напряжением до 330 кВ, его доля на российском рынке составляла около 25%. В «Интер РАО» пояснили, что это приобретение даст синергетический эффект в связке с купленными в прошлом году инжиниринговыми активами, которые занимаются в том числе сетевым строительством. Хотя сфера работы завода несколько шире. Его гендиректор Игорь Иванов в интервью «Энергии без границ»



в начале этого года говорил, что к июню планируется завершить собственный дизайн первого тягового трансформатора для поездов. Уже в начале ноября «Воронежский трансформатор» подписал контракт с «Уральскими локомотивами» на производство тяговых трансформаторов для электропоездов «Ласточка ЭС105».

В 2023 году в сфере интересов «Интер РАО» оказались также паровые турбины. Производитель электротехнического оборудования «Мосэлектрощит» в апреле приобрёл у структур «Реновы» крупнейшего в стране производителя паровых турбин – Уральский турбинный завод (УТЗ). Он специализируется на их выпуске, сервисе и модернизации.

В июле стало известно, что «Мосэлектрощит» и «Ковровский электротехнический завод», которыми владеет Александр Плакида, передали принадлежащие им 100% ООО «УТЗ Актив» в залог структуре «Интер РАО» – ООО «Актив-Энергия». Полностью завершить приобретение УТЗ «Интер РАО» планирует до конца первого квартала 2024 года.

Из менее масштабных приобретений, но важных в свете тренда на самообеспечение Группы, выделим также угольные активы – месторождение, основным потребителем которого является Гусино-озёрская ГРЭС.

Судя по результатам, выбранная компанией стратегия оправдывает себя. Как следует из отчётности «Интер РАО» по МСФО, по итогам января – сентября 2023 года выручка сегмента «Инжиниринг» увеличилась на 60% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, до 37,9 млрд рублей. Как пояснялось, это вызвано тем, что Группа наращивает показатели в рамках осуществления крупных проектов для электросетевого комплекса РФ.

Выручка сегмента «Энергомашиностроение» «представлена результатами деятельности компаний, приобретённых в октябре 2022 года и июле 2023 года», говорилось в материалах «Интер РАО». За первые девять месяцев 2023 года она выросла на 7,2 млрд рублей и составила 7,4 млрд рублей.

С стратегия «Газпром энергохолдинга» (ГЭХ) по сути хоть и схожа с той, что прослеживается у «Интер РАО», назвать идентичными их нельзя. ГЭХ пробует создать с нуля производство элементов газовых турбин, ждёт полностью

российские турбины ГТД-110М от Объединённой двигателестроительной корпорации (ОДК), но при этом заявил новый проект ТЭС в Якутии, где планирует использовать китайские газотурбинные установки.

Следует отметить, что у ГЭХ есть весьма непростой опыт эксплуатации предыдущей версии турбины от ОДК, и, возможно, именно эти проблемы вызвали желание компании максимально диверсифицировать поставщиков оборудования.

В начале октября ООО «Газпром энергохолдинг литейные технологии» начало строительство литейного комплекса по производству лопаток газовых турбин в Тульской области. Комплекс предназначен для изготовления лопаток для промышленных, энергетических



Как следует из отчётности «Интер РАО» по МСФО, по итогам января – сентября 2023 года выручка сегмента «Инжиниринг» выросла на

60%



У ГЭХ есть весьма непростой опыт эксплуатации предыдущей версии турбины от ОДК, и, возможно, именно эти проблемы вызвали желание компании максимально диверсифицировать поставщиков оборудования

< Гусинозёрская ГРЭС

вить на станцию две китайские газовые турбины AGT-110 – аналог российской ГТД-110М. Независимый эксперт Юрий Мельников пояснял газете, что значимого опыта коммерческой эксплуатации китайской турбины AGT-110 нет, тем более за пределами Китая. Первый образец, указывал аналитик, тестировался на ТЭС СНООС в Шэньчжэне в 2021–2022 годах, в том числе с подключением к энергосистеме. Разнесённый по времени запуск в эксплуатацию газотурбинной и паросиловой частей ПГУ, который, по данным издания, планирует сделать ГЭХ на ТЭС «Чульман», – очень необычное и рискованное решение, которое увеличит сроки ввода энергоблока в эксплуатацию, повысит суммарные затраты и снизит надёжность, считает г-н Мельников.

и судовых турбин. Предприятие станет крупнейшим в России специализированным литейным комплексом, указывалось в материалах ГЭХ.

Производственные возможности комплекса составят 34 тысячи отливок в год. Его строительство планируется завершить в 2025 году. Выпуск первой партии продукции ожидается в 2026 году. Инвестиции в проект составят более 13 млрд рублей.

Около месяца спустя Газпром сообщил о заключении соглашения о технологическом партнёрстве с ОДК. «Стороны проработают условия поставок и сервисного обслуживания газотурбинных энергетических установок (ГТЭ-110М) на базе двигателей большой мощности (ГТД-110М) в том числе для проектов Газпрома в электроэнергетике. Компании

также планируют взаимодействовать по вопросам производства лопаток – ключевого и самого сложного в изготовлении элемента газовых турбин. В частности, стороны изучат перспективы организации выпуска лопаток для газотурбинных установок большой мощности», – говорилось в пресс-релизе Газпрома.

В мае прошлого года, по следам инновационного конкурса проектов модернизации тепловых электростанций, прошедшего в 2021 году, ГЭХ и ОДК подписали контракт на поставку на Новочеркасскую ГРЭС трёх турбин ГТД-110М.

При этом в апреле правкомиссия по электроэнергетике согласовала Газпрому строительство ТЭС «Чульман» в Якутии мощностью 330 МВт. «Коммерсант» сообщал, что ГЭХ планирует поста-



Электроэнергетика: план 2024–2029

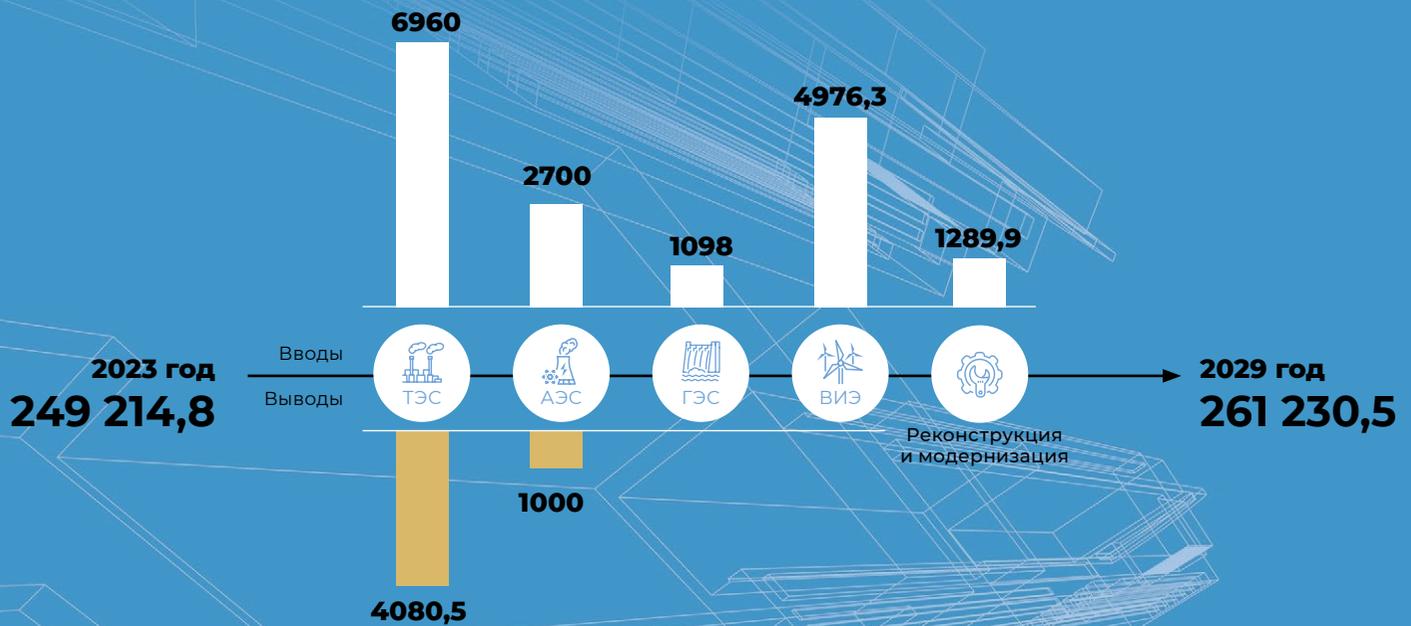


2,04%

составляют прогнозируемые средне-годовые темпы прироста потребления электроэнергии в 2024–2029 годах

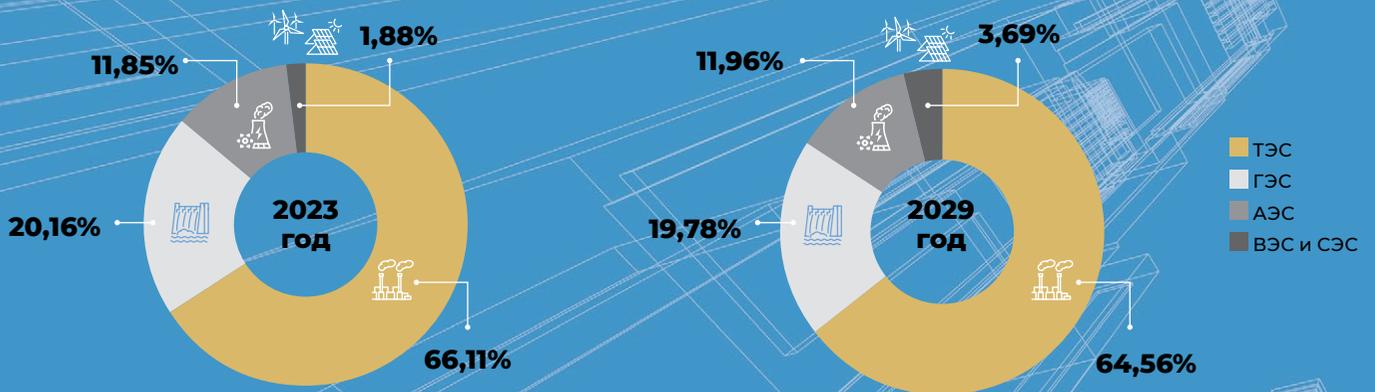
В начале декабря Минэнерго утвердило Схему и программу развития электроэнергетических систем России (СиПР) на 2024–2029 годы. Главное из документа – в нашей инфографике.

Установленная мощность электростанций ЕЭС России, МВт



12

Структура генерирующих мощностей



Генерирующее оборудование по годам ввода в эксплуатацию

5,7%
до 1961

17%
1961–1970

22,5%
1971–1980

20,8%
1981–1990

Север Урала и Сибири

Часть энергосистемы Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов, Ванкорский энергорайон Красноярского края.

Прогноз дефицита в 2029 году –

69,5–136,5 МВт.

Решение – будет определено при разработке СИПР на 2025–2030 годы, возможно строительство генерации или увеличение пропускной способности электросетей.

Северо-восток Сибири

Восток Иркутской области, север Забайкальского края и Бурятии.

Дефицит не прогнозируется, но балансовая надёжность (то есть вероятность бездефицитной работы) ниже норматива. После синхронизации объединённых энергосистем (ОЭС) Востока и Сибири с начала 2029 года общая дефицитность ОЭС Востока скажется на снижении надёжности в Сибири. Решения, запланированные для Дальнего Востока, дадут позитивный эффект и для северо-востока Сибири.

РЕГИОНЫ ДЕФИЦИТА

Юго-Запад РФ

Краснодарский край, Адыгея, Крым.

Прогноз дефицита в 2029 году – не менее

857 МВт.

Решение – строительство генерации на объём дефицита, в том числе 220 МВт в Крыму. Из-за рисков остановки иностранного оборудования на электростанциях и планов развития транспортной инфраструктуры объём генерации может увеличиться до

1286 МВт.

Юго-восток Сибири

Юг Иркутской области, Забайкальского края и Бурятии.

Прогноз дефицита в 2029 году –

1225 МВт.

Решение – строительство электростанций мощностью

460–690 МВт

на юге Забайкалья и Бурятии (в том числе 175–480 МВт – в Забайкалье) и не более

103 МВт

в Иркутской области.

Дальний Восток

Прогноз дефицита в 2029 году – не менее

1348 МВт

при среднем уровне выработки ГЭС.

Решение – строительство электростанций максимальной мощностью

1935 МВт

(с учётом маловодных лет и фактической повышенной аварийности генерации в регионе).

Особенность: часть дефицита могут закрыть ветряные, солнечные или гидроэлектростанции.

34%

1991–2022



13

Итоги года: главные события

текст: Юрий Юдин

Для российского электроэнергетического сектора 2023 год начался очень активно. Уже 10 января «Системный оператор» опубликовал проект Схемы и программы развития энергосистем (СиПР), который стал первым документом, разработанным в рамках новой системы планирования в отрасли. Его создавали и утверждали по несколько ускоренной процедуре, а в декабре, в рамках уже стандартной разработки, вышел второй СиПР. Оба прогнозных документа бурно обсуждались и будут иметь значимые последствия прежде всего в виде строительства новых электростанций. Об этих и других важных событиях 2023 года – в обзоре «Энергии без границ».

В последние дни февраля Минэнерго утвердило первый «новый» документ СиПР – на 2023–2028 годы. Больше всего внимания привлёк прогнозирующийся в документе энергодефицит. На юго-востоке Сибири регуляторы видели нехватку 690 МВт, закрыть которую можно было только строительством новых энергоёмкостей. К сентябрю после сбора и анализа заявок потенциальных потребителей при подготовке СиПР объём ожидаемого дефицита вырос в пять раз – до более чем 3,5 ГВт, причём уже не только в Сибири. Ещё два месяца обсуждения и доработки проекта СиПР

с участниками отрасли увеличили максимальную оценку до 4,45 ГВт только в трёх регионах, где необходимо будет создать новую генерацию. Как уже говорилось, это юго-восточная часть Объединённой энергосистемы (ОЭС) Сибири, где необходимо не менее 1225 МВт, ОЭС Востока (от 1348 до 1935 МВт) и юго-западная часть ОЭС Юга (не менее 857 МВт с возможностью увеличения до 1286 МВт). Правкомиссия по электроэнергетике уже утвердила параметры, необходимые для отбора проектов новых электростанций в Сибири. Как сообщил Интерфакс со ссылкой на аппарат вице-премьера РФ Александра Новака, предельный CAPEX утверждён на уровне 423 тысячи рублей за 1 кВт (то есть 518,175 млрд рублей за 1,225 ГВт), базовая доходность – на уровне 12%.

Ещё три территории вызывают опасения регуляторов, но ситуация по ним будет уточняться, решений пока нет. Энергодефицит в 69,5–136,5 МВт прогнозируется на севере Урала и Сибири. На северо-востоке Сибири показатель вероятности бездефицитной работы ниже норматива. А в Москве и области проблемы могут создать более 1,7 ГВт

иностраных газовых турбин типа FA, обслуживание которых затруднено. При «невозможности продлить срок эксплуатации» этих турбин в ОЭС Центра и энергосистеме Московского региона в ремонтных схемах «возникают риски непокрываемого дефицита мощности», ликвидация которых потребует ввода до 1,5 ГВт новых мощностей. Покрыть этот дефицит можно за счёт строительства как генерации, так и сетей.

Рынок растёт

Важным событием уже 2024 года должно стать включение неценовых зон в энергорынок: Коми и Архангельскую область планируется присоединить к первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал), Дальний Восток – ко второй ценовой зоне (Сибирь). Первоначально переход планировался на 1 января, но будет отложен предположительно до 1 июля, так как Госдума не успевает принять соответствующий закон до конца 2023 года. Впрочем, от планов по запуску механизма рыночного ценообразования на территории Дальнего Востока никто не отказывается: в конце сентября замглавы Минэнерго Павел Сниккарс отметил, что «это наша основная задача». Планы властей вызывают сомнения у крупных промпотребителей, опасющихся дальнейшего роста цен на Дальнем Востоке. Регуляторы о серьёзном скачке не говорят, но 50-процентный рост случился уже в этом году после частичного учёта в тарифах фактических расходов на покупку угля, чтобы компенсировать убытки «РусГидро» в предыдущие годы.

Уже с 1 января «Системный оператор» получит под своё управление технологически изолированные энергосистемы (ЭС) Камчатского края, Магаданской, Сахалинской областей, Чукотского автономного округа, за которые ранее отвечали диспетчеры «РусГидро», а также Норильско-Таймырскую ЭС, пока управляемую НТЭК (структура «Норильского никеля»).



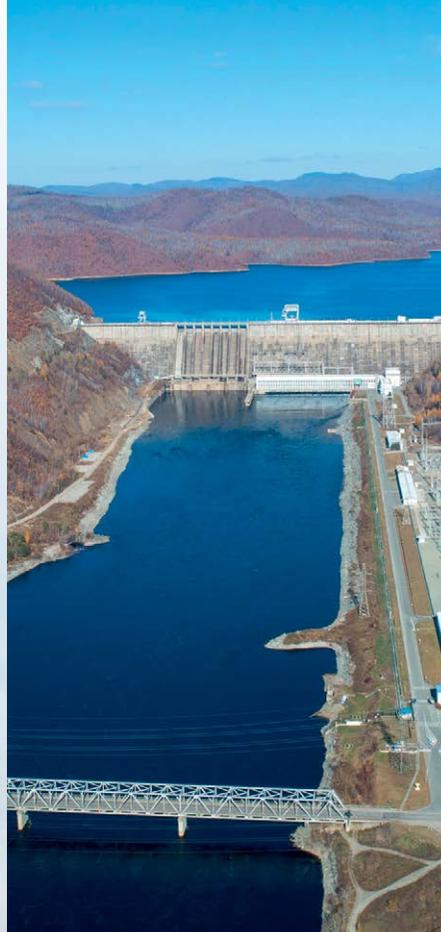
ВИЭ привязывают к месту

Результаты второго отбора программы ДПМ ВИЭ 2.0, перенесённого с 2022 на 2023 год, оказались весьма неожиданными. В сегменте солнечной генерации почти три четверти объёмов из 1,09 ГВт забрали структуры, аффилированные с китайской Amur Sirius. Но главная сенсация случилась в секторе ветрогенерации. К моменту проведения конкурса на рынке осталась лишь одна компания с локализованными мощностями по производству компонентов для ВЭС – дивизион «Росатома» «Новавинд». Но право на строительство всех ветростанций (738,5 МВт) получил «Уралэнергосбыт» (УЭС), который наполовину формально принадлежит подконтрольному тогда финской компании «Фортуму», лишившемуся в прошлом году техпартнёра по ВЭС – датской Vestas.

Итоги отбора проектов ВЭС обернулись скандалом. Глава Российской ассоциации ветроиндустрии (РАВИ, в августе переименована в Российскую ассоциацию ВИЭ и электротранспорта), депутат Госдумы Сергей Морозов потребовал отменить итоги конкурса в части ветроэнергетики, опасаясь прихода на российский рынок иностранных производителей оборудования. Г-н Морозов отмечал, что «Уралэнергосбыт» – «это всё тот же «Фортум» совместно с энергосбытовой компанией «Восток». Под прикрытием этих бизнесменов на российский рынок заходят китайские производители ветрогенераторов. Произошла всего лишь смена технологического донора», – заявил депутат.

Позиция главы РАВИ не нашла поддержки у регуляторов: Минэнерго не увидело оснований для отмены итогов конкурса ДПМ ВИЭ.

«Это не запрещено, и вопрос не в привлечении подрядчиков, а в соблюдении требований по локализации», – прокомментировал глава Минэнерго Николай Шульгинов информацию о том, что технологическим партнёром победившего



Включение Дальнего Востока в работу оптового энергорынка планируется начать с 1 июля 2024 года

в конкурсе «Уралэнергосбыта» может стать китайская компания Dongfang.

Значимой точкой роста ВИЭ в России может стать Дальний Восток. В СиПР на 2024–2029 годы в регионе прогнозируется дефицит электроэнергии на уровне 8,76 млрд кВт•ч при среднемноголетней выработке ГЭС. «Системный оператор» предложил покрывать часть необходимого объёма за счёт строительства ГЭС, СЭС и ВЭС сверх величины гарантированной генерации, минимально необходимой для покрытия дефицитов мощности в отдельных энергорайонах ОЭС Востока. При этом в СиПР отмечается, что с момента принятия Правительством РФ решения о присоединении Дальнего Востока ко второй ценовой зоне оптового энергорынка будет предоставлена возможность не только проведения отборов ДПМ ВИЭ, но и переноса в ОЭС Востока уже отобранных на аналогичных конкурсах и пока нереализованных проектов.

В конце ноября «Совет рынка» продлил возможность повторного изменения месторасположения генерирующих объектов ДПМ ВИЭ, отобранных до 1 января 2021 года. Теперь произвести замену локации можно не менее чем за 13 месяцев (ранее – за 24 месяца) до запланированной даты начала поставки мощности и при согласовании изменения месторасположения с «Системным оператором».

Минэнерго поддержало коллег и подготовило проект постановления правительства, обязывающий инвесторов согласовывать с «Системным оператором» регионы размещения ВИЭ для оптимизации структуры генерации на территории РФ. Поскольку проводить очередной отбор проектов зелёной генерации целесообразно с учётом нового порядка определения мест их размещения и расширения территории за счёт Дальнего Востока, Минэнерго тем же проектом предложило перенести очередной отбор на декабрь 2024 года.



Нестандартный клиент

Одна из причин грядущего энергодефицита в Сибири – активный рост майнинга. Первоначально регуляторы по просьбе властей Иркутской области попытались решить проблему серого майнинга, распространяющегося в регионе с одними из самых низких бытовых электротарифов и в настоящее время оценивающегося в 260 МВт. Федеральная антимонопольная служба (ФАС) приняла методику, позволяющую регионам дифференцировать бытовые тарифы по объёмам потребления, но процесс забуксовал на уровне региональных властей. В Иркутской области жаловались на ограничения, установленные нормами о непревышении индекса изменения платы граждан за коммунальные услуги. В Кемеровской области власти вынуждены были дважды увеличивать нормативы в рамках уже введённой дифференциации после жалоб граждан на недостаточность объёмов. О планах перейти на новую линейку бытовых тарифов в следующем году объявили Хакасия и Калининградская область, но к концу года стало понятно, что федеральный центр такая безынициативность не устраивает. В ноябре «Коммерсант» сообщил, что по предложению правительства с 2024 года превышать предельный объём перекрёстного субсидирования смогут только те регионы, которые перешли на дифференцированные тарифы для населения. В ином случае им придётся субсидировать население из своих бюджетов.

Основной объём майнинга в РФ всё же приходится на легальный бизнес. Сейчас игроки оценивают промышленный майнинг в 1,5–1,7 ГВт и 12,5–14,1 млрд кВт·ч (подробнее в интервью на стр. 26–29). «Коммерсант» со ссылкой на материалы «Системного оператора» сообщал, что на Иркутскую область приходится треть всей мощности дата-центров – 584 МВт, из которых 335 МВт приходится на южную часть. Регулятор оценивает мощность перспективных дата-центров в Иркутской области в 1 ГВт, из которых 422 МВт получили технические условия на подключение к сетям.

В конце года Минэнерго перешло к обсуждению радикальных инициатив для снижения майнинговой нагрузки в регионах с прогнозным дефицитом. Так, на майнинг криптовалют не должно распространяться право недискриминационного доступа к электросетям, заявил в сентябре министр Николай Шульгин. По сути, разрешение на подключение будет выдаваться только при наличии избытков мощности, после учёта заявок

всех прочих потребителей. Спустя 10 дней стало известно, что министерство предлагает в несколько раз увеличить тарифы на передачу электроэнергии для юрлиц, занимающихся добычей криптовалюты, чтобы заставить майнинг-центры уйти в регионы с избытком мощностей. Ожидается, что повышение сетевых тарифов для дата-центров может произойти уже в декабре. При этом власти Иркутской области в конце года сообщили, что теперь Иркутская электросетевая компания (структура «Эн+ Групп») при авариях будет в первую очередь ограничивать потребление майнинговых ферм.

Атом борется за будущее

О планах наращивания доли атомной генерации в энергобалансе России с нынешних примерно 20 до 25% в среднесрочной перспективе власти объявили ещё два года назад, показатель был оформлен в виде поручения Президента РФ Владимира Путина. Регуляторы более детально проанализировали ситуацию в рамках доработки стратегии развития энергетики до 2050 года: к этому сроку доля АЭС в выработке может составить 24,2%, сообщал в сентябре «Системный оператор». После этого «Росатом» попытался начать дискуссию о более серьёзной задаче.

«Что-то мне подсказывает, что будет принято решение на следующем этапе двигаться к 30%», – заявил в октябре глава госкорпорации Алексей Лихачёв, добавив, что предусматривается «большое строительство».

Минэнерго подготовило проект постановления правительства, обязывающий инвесторов согласовывать с «Системным оператором» регионы размещения ВИЭ





Дмитрий Астахов / РИА «Новости»

▲
Николай Шульгинов

Спустя пару недель Николай Шульгинов назвал достижение 30-процентной доли АЭС «нереалистичной задачей». Помимо базовой (АЭС) нужно развивать и манёвренную генерацию, поэтому к 2042 году доля атомных станций в энергобалансе составит 24–24,5%.

Прирост в 4–4,5 процентных пункта должны обеспечить новые АЭС в Сибири, на Дальнем Востоке и в европейской части РФ. Так, регуляторы обсуждают возможность строительства в Приморском крае АЭС на 1,2 ГВт в ближайшие 10 лет. Пока речь идёт о двух блоках по 600 МВт, «но есть и иные предложения, которые в проработке», говорил в середине ноября предправления «Системного оператора» Фёдор Опадчий. Эти альтернативные предложения озвучил г-н Лихачёв, выступая на ВДНХ в рамках выставки «Россия»: на Дальнем Востоке могут появиться по два больших и средних блока с реакторами ВВЭР-1200 и ВВЭР-600. Кроме того, на Урале и в Сибири будет создано по два промышленно-энергетических комплекса с реакторами большой мощности на быстрых нейтронах и замыканием ядерного топливного цикла, что станет масштабированием технологии БРЕСТ-300.

До 2035 года «Росатом» намерен построить 17 энергоблоков разной мощности и видит большой потенциал в «малом атоме» как в плавучем (ПЭБ), так и в наземном исполнении. Госкорпорация планирует использовать реакторы малой мощности для энергоснабжения крупных промпотребителей, в частности Баимского ГОКа (уже есть твёрдый заказ на четыре ПЭБа), «Норникеля» и Газпрома. Но пока «Росатом» испытывает трудности с единственным введённым в 2020 году ПЭБом – ПАТЭС «Академик Ломоносов» на 70 МВт. Сейчас станция выдаёт около 20 МВт, выход на полную мощность возможен лишь в 2025 году, по завершении поочерёдного ремонта обоих энергоблоков, поскольку

были выявлены дефекты трубной системы парогенераторов.

2023-й стал годом усиленных ремонтов на АЭС. В последние годы их выработка стабильно росла за счёт оптимизации ремонтных кампаний, а теперь пришло время увеличить объём обновления, чтобы предотвратить внеплановые остановки, пояснили в начале года в «Росэнергоатоме» (управляет российскими АЭС). По первоначальным оценкам, снижение производства электроэнергии на АЭС в этом году могло составить 4%, но затем показатель был скорректирован до 2,15% (218,8 млрд кВт•ч). По итогам 10 месяцев, по данным Росстата, выработка атомной генерации снижалась на 3,2% год к году, до 178 млрд кВт•ч.

Однако при этом продолжает расти выручка «Росатома» за рубежом: в этом году она составит не менее \$14 млрд рублей, увеличившись на четверть. Для сравнения: ещё в 2020 году зарубежная выручка российских атомщиков составляла \$7,5 млрд. В ноябре «Росатом» ввёл в эксплуатацию второй энергоблок Белорусской АЭС, завершив строительство станции. Текущий портфель зарубежных заказов «Росатома» составляет около \$200 млрд – 33 проекта в 11 странах (без учёта малых АЭС).

Главный игрок на рынке – государство

В 2023 году состоялось несколько крупных сделок с энергетическими активами, но подавляющее большинство из них так или иначе связаны с государством. В конце апреля указом президента Владимира Путина 83,73% акций «Юнипро» и 98,23% акций «Фортума», принадлежащие соответственно немецкому Uniper и финскому Fortum, были переданы во временное управление Росимуществом. Формально собственник не изменился, но оперативное управление компаниями перешло под контроль властей: Росимущество сразу же сменило гендиректоров обеих компаний. Совет директоров «Юнипро» избрал новым главой генкомпаниями директора департамента энергетики «Роснефти» Василия Никонова. «Фортум» возглавил Вячеслав Кожевников, главный энергетик компании «Башнефть-Добыча» (подконтрольна «Роснефти»). Кроме того, в августе компания была переименована в «Форвард Энерго».

В мае президент подписал ещё один указ, который предусматривает передачу в уставной капитал «Россетей», в начале года завершивших консолидацию на базе ФСК, 96% акций новосибирских



«Региональных электрических сетей» (РЭС). Бумаги были конфискованы в 2022 году у структур экс-министра «Открытого правительства» Михаила Абызова: в декабре прокуратура запросила для него 19,5 года колонии строгого режима по делу о создании преступного сообщества, мошенничестве, коммерческом подкупе, незаконном предпринимательстве и отмывании денег. Помимо акций РЭС в деле фигурировали бумаги «Сибэко», проданные в феврале 2018 года структурам СГК Андрея Мельниченко. Генпрокуратура пришла к выводу, что в сделке есть признаки «извлечения преимущества из недобросовестного поведения» и потребовала взыскать в доход государства бумаги «Сибэко» – как полученные «по антисоциальным сделкам». Иск был подан в августе против двух структур СГК и лично г-на Мельниченко, но до взысканий дело не дошло. В октябре «Кузбассэнерго» и Генпрокуратура заключили досудебное соглашение. Компания сообщила, что «определённые в рамках соглашения финансовые средства «Кузбассэнерго»

направлены на социальную благотворительность в сфере образования и просвещения детей». Но конкретная сумма не называлась.

В течение года Генпрокуратура ещё дважды подавала иски о взыскании акций энергокомпаний, полученных структурами фигурантов уголовных дел, и в обоих случаях добивалась взыскания бумаг в доход государства. Уголовные проблемы экс-сенатора Леонида Лебедева, структуры которого контролировали ТГК-2, обернулись огосударствлением в июле 83,8% акций генкомпании. В октябре «Коммерсант» со ссылкой на источник сообщил, что оперативное управление в ТГК-2 перешло к «Газпром энергохолдингу», однако эта информация пока ещё не подтверждена. Нового соакционера в лице государства также получила «Т Плюс». В мае по иску Генпрокуратуры суд обратил в доход государства 16% акций «Коми энергосбытовой компании» (КЭСК), которая сейчас входит в «Т Плюс». Это имущество фигурирует в коррупционном уголовном деле экс-главы Коми Вячеслава Гайзера.



Юрий Ситник / ТАСС

▲ ТЭЦ «Восточная» во Владивостоке



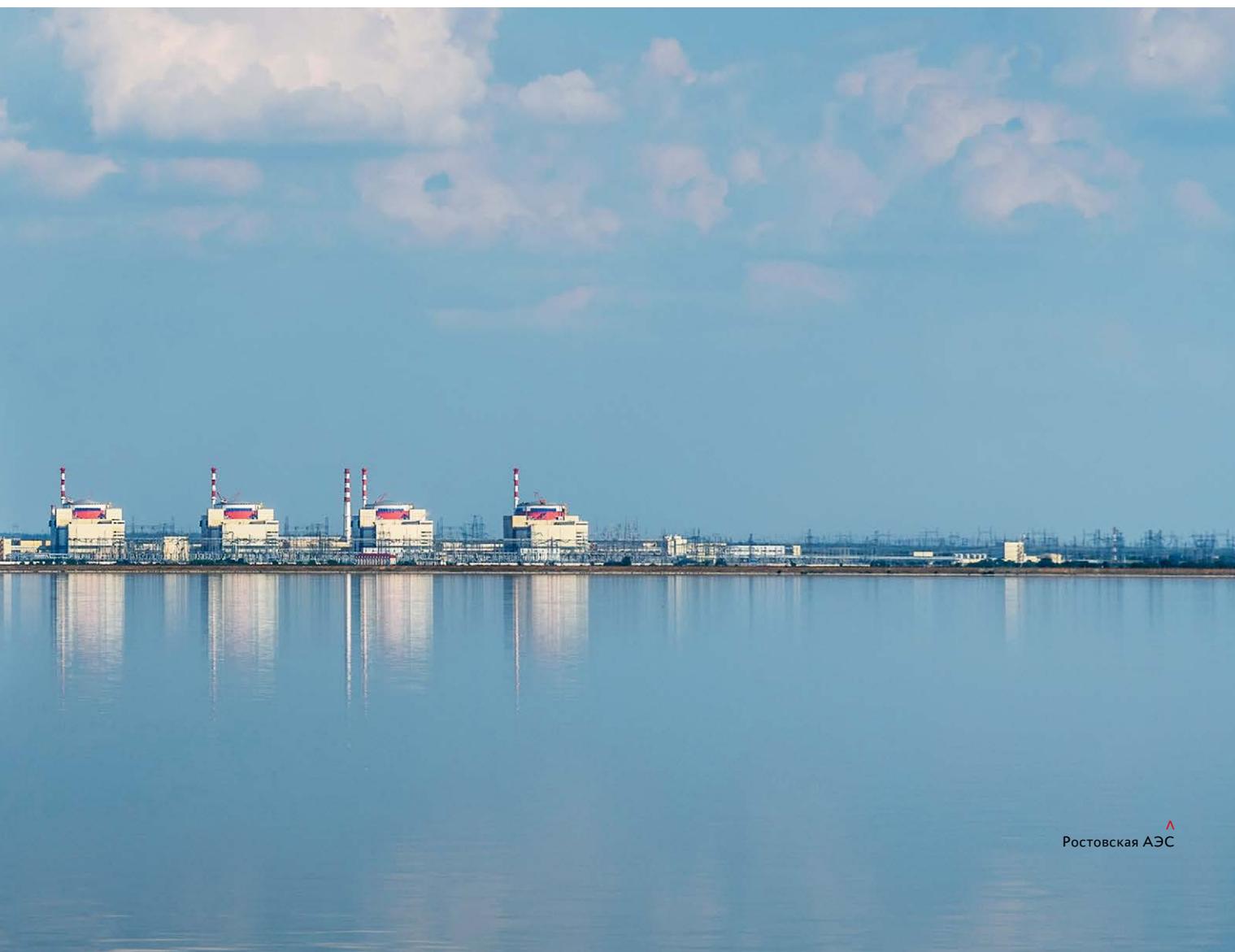
К концу года Минэнерго перешло к обсуждению радикальных инициатив для снижения майнинговой нагрузки в регионах с прогнозным дефицитом

«Бумажное» ралли во втором эшелоне

Весна и лето ознаменовались беспрецедентным всплеском интереса к акциям энергокомпаний второго и третьего эшелонов. Московская биржа вынуждена была регулярно объявлять режим спецторгов (дискретные аукционы), так как в течение одной торговой сессии на 20% и более дорожали бумаги от трёх до пяти энергокомпаний. Чаще других в лидерах оказывались бумаги ТГК-2, структур «Россетей» и сбытового холдинга «ТНС Энерго», который сейчас фактически контролируется «Россетями». Акции «ТНС Энерго» в течение двух месяцев подорожали в 3,5 раза (до 3,96 тысячи рублей за штуку), вдвое перекрыв рекорд 2016 года. Бумаги подразделения холдинга в Ростове-на-Дону в апреле – августе выросли в цене более чем в семь раз. Аналитики предполагали, что котировки разгоняли физлица, массово устремившиеся на фондовый рынок в поисках защиты от инфляции: они ситуативно выбирали для вложений компании второго-третьего

эшелона, среди которых много региональных игроков энергорынка.

Осенью тренд прекратился: акции того же «ТНС Энерго» в декабре теряли около 10% к летнему пику. При этом ралли отразилось на финансовой отчётности его участников: чистая прибыль «ТНС Энерго» по РСБУ по итогам девяти месяцев достигла 85,55 млрд рублей против убытка в 8,59 млрд рублей годом ранее. Прочие доходы компании достигли почти 106,4 млрд рублей против 1,1 млн рублей по итогам трёх кварталов 2022 года. Но прибыль оказалась неденежной и осталась только на бумаге как результат переоценки финансовых вложений в инструменты рынка ценных бумаг. Очищенная от этого фактора прибыль «ТНС Энерго» составила лишь 24,6 млн рублей. Этого, однако, хватило, чтобы компания задумалась о делистинге, «учитывая наличие признаков необоснованного роста стоимости акций, а также для корректного формирования финансового результата и повышения эффективности управления дочерними обществами».



Минэнерго планирует, что в конкурентном отборе мощности (КОМ) на 2027 год, который состоится в следующем году, за счёт применения новой методики расчётов существенно сократится объём резервов. При этом отрасль пока ещё не решила все вопросы с работой иностранного оборудования, а аварийность в части регионов выросла в разы. ЭБГ спросила экспертов, насколько в этих условиях актуально сокращение резервов и какой эффект оно даст.

ЭКСПЕРТЫ:

Валерий Дзюбенко, директор Сообщества потребителей энергии

Ольга Лонщикова, заместитель директора по энергетическим рынкам «Системного оператора ЕЭС» (СО ЕЭС)

Сергей Роженко, директор группы аналитики в электроэнергетике Керч

Сергей Сасим, директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ



Валерий Дзюбенко

В последнее время вопрос сокращения резервов всегда рассматривался с одной точки зрения: речь шла главным образом не о физическом объёме ресурса, а о том, чтобы минимизировать стоимость его поддержания, которую вынуждены платить потребители. Очередной этап обсуждения не исключение. Дискутируется не вывод энергоблоков из эксплуатации, поскольку актуальная модель энергорынка позволяет сохранять в работе практически всё работоспособное оборудование, а методика планирования ресурса, учитывающая известные угрозы нарушения баланса и устойчивости работы энергосистемы и при этом не создающая избыточной нагрузки на потребителей. То есть буквально намерение сократить объём платежей «за воздух».

«Системного оператора», предложившего перейти от нормативного статистического подхода в планировании резервов к вероятностному, вряд ли можно заподозрить в намерении снизить устойчивость энергосистемы в среднесрочной перспективе. Регулятор отслеживает ситуацию в динамике, и в дополнение к методике он заявил о необходимости отбора дополнительных объёмов мощности в связи с повышенной аварийностью генерирующих объектов по итогам ОЗП 2022–2023 годов, включая новые энергоблоки, уточнения расчёта доступной мощности ГЭС в маловодные годы, а также об особенностях учёта спроса на мощность и плановых ремонтов при расчёте показателя востребованности.

В Сообществе потребителей поддерживают предложенное «Системным оператором» применение вероятностной методики оценки планового резерва мощности и введение дифференцированной оплаты мощности генерирующих объектов в зависимости от их загрузки, тем по принципу «чем меньше загрузка, тем



Ольга Лонцакова

Долгосрочный конкурентный отбор мощности проводится в целях обеспечения достаточного для удовлетворения спроса на электрическую энергию объёма генерирующей мощности на оптовом рынке.

Порядок определения требуемого объёма спроса на мощность в КОМ был разработан на момент запуска целевой модели рынка мощности в 2010 году и с тех пор принципиально не изменялся.

Указанный порядок основывался на учтённом в СиПР прогнозе потребления и утверждённых на уровне постановлений Правительства Российской Федерации или приказов Минэнерго России коэффициентов, которые практически не зависели от изменения фактических режимов работы энергосистемы. В основу методики был положен достаточно консервативный подход: спрос определялся для максимально плохих условий прохождения максимума нагрузки. Отправной точкой расчёта являлся включённый в СиПР прогноз потребления электрической мощности по субъектам РФ. При расчёте спроса значения прогноза увеличивались на нормативно установленные для каждого региона коэффициенты роста потребления при снижении температуры до температуры так называемой холодной пятидневки. Затем к полученному результату добавлялся коэффициент резервирования, равный 17% плюс статистическая величина аварийности, при этом для Сибири полученное значение дополнительно увеличивалось на 8,55% (на случай маловодности). Применение коэффициентов, единожды установленных более 10 лет назад, не позволяет сегодня однозначно определить их точность и актуальность для текущих характеристик энергосистем.

Нормированные коэффициенты без привязки к реалиям являются объектом критики со стороны представителей

меньше платёж». Более того, мы считаем правильным применить такой подход к введению механизма дифференцированной оплаты мощности и распространить его без исключений на все виды генерации – ТЭС, АЭС и ГЭС, а также все типы договоров на поставку мощности, включая все ДПМ-образные схемы. Откладывать эти решения нецелесообразно.

ТЭЦ в Новосибирске



отраслевого сообщества, которые считают, что объёмы резервирования генерации в энергосистеме неоправданно высокие.

«Системный оператор», изучив мировой опыт, предложил новый, более гибкий подход к определению величин спроса и предложения при проведении конкурентных отборов мощности. Предлагается отказаться от порядка прямого утверждения коэффициентов и перейти к новой концепции определения спроса и предложения в КОМ, основанной на использовании вероятностных характеристик, которые рассчитываются с использованием статистических данных о параметрах работы энергосистемы и её элементов за предшествующие периоды.

В предлагаемой модели КОМ основой для определения спроса, так же как и в действующей методике, является учтённый в СиПР прогноз потребления мощности по регионам (указанный прогноз формируется для среднемесячной температуры наружного воздуха в каждой энергосистеме). Затем на основании статистики регионального распределения температур в зимние месяцы последних 20 лет и коэффициентов зависимости потребления от изменения среднесуточной температуры наружного воздуха строится распределение значений прогнозируемого объёма потребления мощности в ценовой зоне с учётом влияния температурного фактора.

Очевидно, что статистические данные покажут крайне низкую вероятность наступления одновременно во всех регионах сильных морозов, соответствующих значению холодной пятидневки.

На основании статистических данных об объёмах снижений доступной мощности, обусловленных неготовностью генерирующего оборудования к работе (при совмещении ремонтов на генерирующем оборудовании электростанций ценовой зоны) в рабочие дни зимних месяцев последних 10 лет, проводится множество расчётов методом Монте-Карло со случайным состоянием каждого из генерирующих объектов ценовой зоны, по результатам которых формируется распределение вероятных объёмов снижений мощности в ценовой зоне.

Затем строится функция распределения двух указанных независимых величин – прогноза потребления с учётом влияния температурного фактора и вероятного объёма снижения доступной мощности. Значение объёма требуемой генерирующей мощности определяется на основании полученной функции

распределения, исходя из допустимости одновременного наступления событий (пикового роста потребления при одновременном похолодании во всех регионах ценовой зоны и экстремально высокой аварийности оборудования, функционирующего в пределах ценовой зоны) – один раз в 10 лет (одно событие в рабочие дни зимних месяцев за 10 лет).

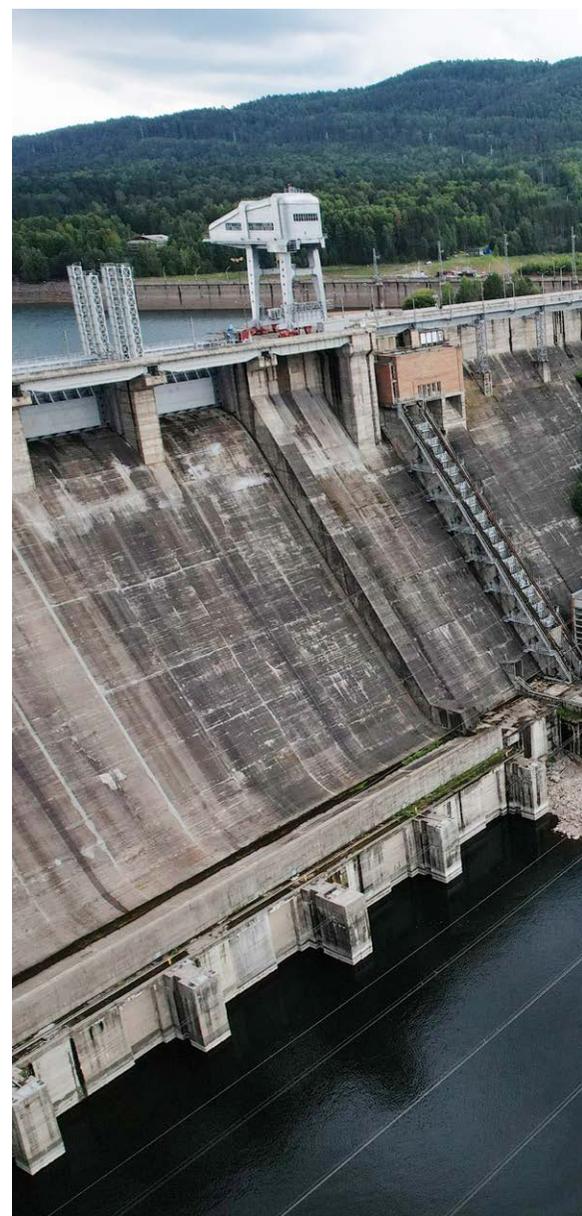
При определении спроса на мощность помимо вероятностных характеристик, рассчитанных исходя из статистических данных о режимах работы энергосистемы, необходимо учесть стратегический резерв и резерв, определяемый точностью прогноза на долгосрочном периоде. К таким событиям можно отнести риск снижения доступной мощности по отдельным типам оборудования в случае невозможности организации их сервисного обслуживания и ремонта, риск потери целого генерирующего объекта – электростанции в целом, реализацию проектов, обеспечивающих проведение модернизации, и т. п. При этом в целях исключения избыточного резервирования предлагается установить единое значение перечисленных резервов, определённое исходя из покрытия максимально возможного риска, а не их суммы.

В предложенной методике величину такого резерва предлагается установить в 5%.

Полученный в итоге объём спроса в КОМ, как и в действующей методике, уменьшается на величину среднечасовой выработки розничной генерации в ОЗП предшествующего года. После запуска целевой модели по управлению спросом на электрическую энергию спрос на мощность в КОМ дополнительно будет снижаться на величину планового ресурса по управлению спросом, определённую исходя из прогнозной величины этого ресурса на год, на который проводится КОМ, с учётом статистики исполнения обязательств по управлению спросом в предшествующие периоды.

Риск снижения доступной мощности ГЭС в случае маловодного года в новой модели КОМ предлагается учитывать на стороне предложения (в действующей методике учитывается в спросе на мощность). В действующей модели КОМ мощность каждой ГЭС учитывается индивидуально в объёме заявленной величины, определённой исходя из среднесуточной максимально возможной выработки электрической энергии в зимние месяцы последних пяти лет.

В новом подходе в составе предложения мощности в КОМ учитывается совокупная максимально доступная



Исходя из текущих статистических данных и фактических параметров энергосистемы, по нашей оценке, снижение плановой потребности в мощности в новой модели КОМ составит более 10 ГВт.

Ольга Лонцакова



<
Красноярская ГЭС



Сергей Роженко

В

опрос выработки нового механизма конкурентных отборов мощности обсуждается уже несколько лет.

В 2022 году речь шла о 14 ГВт, которые могут быть потенциально выведены из эксплуатации. И такая длительность процесса имеет свои основания, так как по большому счёту вопрос «оплаты» резервов обсуждается на стыке трёх важных тем социально-экономического развития России.

Во-первых, это вопрос, где и какие мощности вообще необходимы в России на горизонте следующих 5–10 лет. ЕЭС России представляет собой гигантскую энергосистему с очень разной динамикой спроса по регионам. Отличительной особенностью нашей системы является эффект «миграции» спроса. Так, с 2011 по 2021 год при среднем росте спроса на 9% (94 млрд кВт•ч) региональная динамика сильно отличалась. В восьми регионах спрос возрастал в несколько (до 10!) раз быстрее, чем в среднем по РФ. В лидерах – Дагестан, более 90% прироста, Краснодарский край, Калужская область, Якутия, Татарстан и столичные регионы, а также Дальний Восток в целом, где спрос увеличился на 23%. И напротив, в ряде регионов – в Северной Осетии,

мощность ГЭС ценовой зоны, рассчитанная исходя из необходимости обеспечить покрытие баланса электроэнергии в условиях периодов маловодности по ценовой зоне в целом, на основании статистики выработки ГЭС в зимние месяцы начиная с 2011 года. Для европейской части ЕЭС, где доля выработки ГЭС значительно меньше объёмов выработки АЭС и ТЭС, доступной является вся заявленная располагаемая мощность гидроэлектростанций. Для Сибири, где доля выработки ГЭС составляет половину от всей выработки, мощность ГЭС определяется расчётным путем исходя из покрытия баланса электроэнергии.

В новой модели КОМ также предлагается учитывать мощность СЭС и ВЭС исходя из законтрактованных объёмов

и фактической нагрузки этих объектов в период прохождения дневных и вечерних максимумов (в действующей модели КОМ объекты СЭС и ВЭС не учитываются).

Предложенная модель предполагает более точное определение параметров спроса и предложения мощности в КОМ и позволит при проведении каждого отбора формировать данные об объективно необходимом в энергосистеме резерве мощности, основываясь на фактическом техническом состоянии оборудования и фактически возможных режимах потребления. В итоге, исходя из текущих статистических данных и фактических параметров энергосистемы, по нашей оценке, снижение плановой потребности в мощности в новой модели КОМ составит более 10 ГВт.



Из-за особенностей ценообразования на КОМ – наличия обратной кривой спроса – выручка генераторов может и не измениться при выводе станций, так как изменятся параметры отбора, устанавливаемые по решению правительства.

Сергей Роженко

Волгоградской и Кемеровской областях – спрос снижался.

Очевидно, что электростанции невозможно «перевезти» на новое место вслед за «переехавшим спросом», развитие электросетевого комплекса тоже имеет физические и экономические ограничения. Кроме того, спрос ещё и мигрировал по типу. Так, например, быстрее всего росло потребление населением (+34%), в том числе с учётом строительства МКД в зонах бывших промпредприятий, что изменило баланс потребности и тепла, и электроэнергии (в пользу последнего) для местных ТЭЦ, делая их эксплуатацию менее эффективной (промышленность потребляет пар круглый год, а жильё тепло – только в отопительный период). Таким образом, в России значительно изменилась потребность в мощностях как по географии, так и по приоритету конденсационной выработки (только электроэнергия).

Второй, не менее важный вопрос – как определить объём необходимых резервов. И здесь происходит борьба условно традиционного подхода, который базируется на принципе «так

всегда делали», устанавливая нормативный резерв в 18%, и условно научного подхода, который с нуля предлагает рассчитывать потребность в резервах на будущее с учётом вероятности отказа оборудования, водности на ГЭС, а в новой реальности СВО и санкций ещё и вероятности сохранения работоспособности газовых турбин западного производства. По доступной информации прошлого года, последний вариант позволял снижать резерв в среднем по ЕС до 12%, получая суммарную экономию в 14 ГВт. Очевидно, что ключевым вызовом является «аппетит к риску» людей, принимающих решение, в том числе в СО ЕЭС и Минэнерго.

Но и это ещё не всё. В игре участвует и третий экономический вопрос – как изменение подхода к определению резервов скажется на экономике участников энергорынка. Вроде бы весь процесс должен быть интересен только потребителям: чем меньше лишних мегаватт в системе – тем меньше плата за мощность «лишних» станций. Но и здесь не всё однозначно.

Интересантами изменения подхода могут выступать и генкомпании – по нескольким причинам. Так, содержание многих старых энергоблоков, особенно на ТЭЦ с безвозвратно потерянной тепловой нагрузкой промышленности, экономически бессмысленно. Но их невозможно закрыть даже при желании собственника из-за позиции СО по поддержанию резерва, то есть от вывода станций могут выиграть все – и генераторы, и потребители.

В других ситуациях возможны случаи, где все проигрывают. Кроме того, из-за особенностей ценообразования на КОМ – наличия обратной кривой спроса – выручка генераторов может и не измениться при выводе станций, так как изменятся параметры отбора, устанавливаемые по решению правительства.

Предполагаю, что в следующие несколько лет мы увидим интересную картину развития ЕЭС России, когда энергетики будут одновременно заниматься выводом старых мощностей и сооружением новых, что уже частично происходит через механизмы КОМ НГО, к примеру, на Дальнем Востоке, в Краснодарском крае. В этом контексте предложения по корректировке методик определения резервов и совершенствования правил рынка должны стимулировать эффективность и устранять барьеры для разумного хозяйствования.



Сергей Сасим

Мне кажется, важно разделять вопросы энергетической безопасности и желание не потерять денежный поток.

Изменение логики определения спроса на мощность возникло от осознания необходимости более корректно рассчитывать величину резервной мощности. Детерминистический подход хоть и позволяет обеспечить достаточный уровень мощности, но с точки зрения сокращения избыточных резервов для оптимизации лучше подходит вероятностный метод. Практика показывает, что заложенные в основу линейного подхода алгоритмы расчёта исходят из маловероятных допущений относительно температурных режимов. Это приводит к завышению расчётного коэффициента резервирования, а следовательно, к более высоким по отношению к оптимальным платежам за мощность. Изменение подхода позволит прогнозировать



требуемый объём генерации более точно, максимально приближая его к фактическим режимам работы энергосистемы.

Производители электроэнергии, очевидно, не заинтересованы в снижении финансовых потоков, особенно с учётом роста стоимости эксплуатации генерирующего оборудования на фоне нерешённых вопросов с импортозамещением. За счёт завышенных показателей резервирования генерирующие компании имели возможность частично компенсировать рост цен на эксплуатацию импортного оборудования.

Опасаться возникновения непокрываемого дефицита, мне кажется, не стоит. Правила оптового рынка позволяют проводить дополнительные отборы мощности за год до её фактической поставки в случае возникновения объективных потребностей для её увеличения. При этом опасения производителей по поводу возможности эксплуатации европейских турбин действительно обоснованы. И перенос в таких условиях проведения конкурентного отбора представляется вполне приемлемым решением. Оно никак не повлияет на надёжность, но позволит снизить неопределённость в части работы с зарубежным оборудованием. В конце концов, изменения во взаимоотношениях с западными партнёрами –

это объективный риск. И брать на себя такой риск по старой цене никто не захочет. Так что предложение повременить с отбором кажется вполне разумным.

Но хотелось бы отметить, что опасения генерирующих компаний относительно потенциальной невозможности эксплуатировать генерирующее оборудование – это системная проблема, не связанная с планами перехода на вероятностную модель. Поэтому, на мой взгляд, в сложившихся условиях не стоит отказываться от прогрессивных подходов к прогнозированию спроса. Вместе с тем разумно снизить риски неопределённости работы западного оборудования в отечественной энергосистеме за счёт повышения доли импортозамещения и поиска альтернативных способов надёжной эксплуатации генерирующих мощностей. Если для этого потребуется сдвинуть срок проведения конкурентного отбора – значит, это нужно сделать. К тому же сама цена КОМ, очевидно, требует коррекции с учётом нынешней ситуации. Платёж должен обеспечить генерирующие компании средствами, покрывающими возросшие затраты на эксплуатацию оборудования. Но сам объём эксплуатируемой мощности необходимо оптимизировать.

Цена КОМ требует коррекции. Платёж должен обеспечить генерирующие компании средствами, покрывающими возросшие затраты на эксплуатацию оборудования. Но сам объём эксплуатируемой мощности необходимо оптимизировать.

Сергей Сасим



Сергей Безделов: «К сожалению, негатив ложится на всё понятие «майнинг»

Электроэнергетическая отрасль уже несколько лет пытается понять, как ей работать с новыми потребителями – майнерами криптовалют. Произошедший из-за них рост спроса требует строительства новой генерации, но его стабильность вызывает вопросы. Кроме того, Минэнерго выдвинуло несколько инициатив по ужесточению условий работы для майнеров. О последствиях этих предложений, взаимодействии с министерством, работе легальных и нелегальных майнеров, а также прогнозах развития «Энергия без границ» поговорила с директором Ассоциации промышленных майнеров Сергеем Безделовым.



*Полная версия
интервью –
на сайте
Peretok.ru*

– Какова динамика майнингового энергопотребления в РФ в 2023 году и прогноз на последующие периоды?

– На текущем этапе объём потребляемой мощности промышленного майнинга, по экспертным оценкам, с чем также согласно, насколько мы понимаем, Минэнерго России, составляет 1500–1700 МВт. Сравним эту цифру с объёмом потребления электроэнергии, получается 12,5–14,1 млрд кВт•ч в среднем в год. И это только промышленный майнинг, то есть мощности в дата-центрах. Объём потребления розничного мелкого бытового майнинга в России в настоящее время мы оцениваем примерно в 800 МВт по всей стране. Но такие значения были не всегда, поскольку на динамику потребления майнинга влияют различные факторы: курсы наиболее ликвидных криптовалют на алгоритме консенсуса Proof-of-Work, технологические изменения в публичных блокчейнах, рост производительности вычислительного оборудования, повышение цен на электрическую энергию и иные причины. Например, в конце 2022 – начале 2023 года компании промышленного майнинга работали в убыток (из-за низкого курса биткоина по отношению к доллару и крепкого рубля по отношению к доллару), но работали! В связи с этим было снижение потребляемой мощности в промышленном майнинге до 600–800 МВт, но тем не менее мы продолжали работать, несмотря на убыточную деятельность. Такая реальность нашей отрасли. Указанный факт свидетельствует об ответственности предприятий отрасли.

При оптимистичном сценарии, который во многом зависит от российской регуляторной среды применительно к майнингу в стране, мы прогнозируем рост производственных мощностей в промышленном майнинге до 5000–5500 МВт в течение последующих трёх лет.

– Как вы оцениваете динамику серого майнинга, какова его доля относительно легального бизнеса? Представители ассоциации наверняка контактируют с властями регионов, где они работают: почему та же Иркутская область, выступавшая одним из инициаторов дифференциации бытовых тарифов, до сих пор не ввела этот механизм?

– К сожалению, необходимо признать, что из-за отсутствия закона, который регулирует майнинг, весь майнинг как минимум в серой зоне. Давайте условно



При оптимистичном сценарии, который во многом зависит от российской регуляторной среды, мы прогнозируем рост производственных мощностей в промышленном майнинге до 5000–5500 МВт в течение трёх лет

разделим на промышленный майнинг и прочий. Промышленный майнинг – это отрасль с позитивным влиянием на экономику, которая стремится максимально интегрироваться в народное хозяйство России и быть полезной ей. Предприятия промышленного майнинга – добросовестные налогоплательщики, которые стремятся исполнять все нормы закона, они открыты, всегда в диалоге с органами власти и максимально социально ответственны. Прочий майнинг, или, как его принято называть, чёрный, – антагонист промышленному, паразит экономики, и всё негативное – от него. Но, к сожалению, негатив ложится на всё понятие «майнинг»! По нашим оцен-

кам, доля чёрного майнинга от всего майнинга может превышать 30%. Мы понимаем, что ввести «умную» дифференциацию тарифов на электроэнергию для населения по объёмам потребления и иным критериям – очень непростая задача. Важно не допустить чрезмерную нагрузку на население, которое использует электроэнергию для бытовых нужд, а не систематически занимается майнингом, ведя незаконное предпринимательство. Взвешенная и аккуратная позиция Иркутской области для нас ясна в этом вопросе. Ассоциация промышленного майнинга всегда открыта к диалогу с региональными и федеральными органами власти. Мы на экспертном уровне занимаемся проблемами чёрного майнинга, прорабатываем и предлагаем решения для регуляторов. Очень надеемся, что наши решения помогут урегулировать проблемы, существующие в этом процессе.

– Можете ли вы назвать предельную цену электроэнергии, при которой промышленный майнинг в РФ перестанет быть достаточно рентабельным для продолжения бизнеса?

– Предельный уровень цены на электроэнергию для сохранения рентабельности майнинга зависит от ряда факторов: курсов добываемых криптовалют, сложности сети в блокчейнах этих криптовалют, производительности (хешрейта) и эффективности имеющегося оборудования, рыночной стоимости услуг размещения в дата-центре, иных факторов. Для операторов российских дата-центров, где майнеры пользуются



услугами хостинга, размещая своё вычислительное оборудование, стоимость электроэнергии при сбалансированной норме прибыли не должна превышать 3,9 рубля за кВт·ч с НДС, соответственно, конечная цена размещения для самих майнеров несколько выше, но формируется исходя из среднерыночных показателей. Но это очень средняя температура по больнице.

– Каково соотношение доходов майнеров и расходов на электроэнергию? Какова налоговая нагрузка компаний?

– Как я сказал выше, некорректно ставить прямую зависимость между стоимостью потреблённой электроэнергии и доходами майнеров. Как я подчёркивал, есть ещё такие важные факторы, как производительность оборудования, алгоритмические особенности криптовалюты, стоимость услуг дата-центра.

Операторы дата-центров, оказывающие майнерам услуги хостинга, несут полноценную налоговую нагрузку, ничем не отличающуюся от любого другого вида деятельности. Платят НДС, налог на прибыль, налог на имущество, социальные взносы и прочие налоги и сборы. Другое дело, что поскольку в России отсутствуют чёткие правовые механизмы налогообложения налогом на прибыль самого майнинга, а не услуг хостинга, то налоговые поступления от лиц, имеющих на балансе майнинговое оборудование, в России минимальны. Это связано в том числе и с особенностями юрисдикций (из-за отсутствия закона), где зарегистрированы размещающиеся в российских дата-центрах их клиенты-майнеры. Тем не менее при взвешенной конструкции налогообложения майнинга от прибыли, то есть с доходов в момент продажи произведённой криптовалюты за вычетом обоснованных и документально подтверждённых расходов, налоговые поступления существенно возрастут. Поэтому важно разработать и нормативно закрепить такой механизм, чтобы были надлежащие налоговые поступления в бюджет при неухудшении условий бизнеса.

– Сейчас Минэнерго обсуждает ряд мер, направленных на ограничение майнингового бизнеса, в том числе отказ от недискриминационного доступа к сети. Обсуждаются ли с вами эти предложения? Как предлагается реализовать механизм отмены недискриминационного доступа: заявки майнеров на техприсоединения будут оставлять без движения на какой-то срок, собирая заявки прочих



потребителей, или предполагается какой-то иной способ? Как эта мера может повлиять на майнинговый бизнес?

– Конечно, по этой острой для отрасли теме у Ассоциации промышленного майнинга с Минэнерго России идёт определённый, конструктивный диалог. Насколько мы видим, для отмены механизма недискриминационного доступа к электрическим сетям требуются серьёзные регуляторные изменения. Ведь это фактически первый прецедент в российской практике с нарушением всех антимонопольных принципов. Позиция ассоциации в том, что мы пытаемся донести: отмена недискриминационного доступа не является эффективной мерой и с большой долей вероятности не приведёт к желаемому результату – высвобождению электрической мощности для социальных и иных потребителей электроэнергии, снижению энергодефицита. Но мы точно знаем, к чему она приведёт: фактически к остановке развития и функционирования промышленного майнинга и ещё большему росту чёрных майнинговых мощностей с повышением

аварийности в электрических сетях, ростом перекрёстного субсидирования в электроэнергетике, резким снижением темпов увеличения полезного отпуска электроэнергии.

– В рамках того же пакета обсуждается поднятие сетевых тарифов для майнеров в два – пять раз. Тариф на передачу формирует около половины конечной цены на электроэнергию, то есть фактически цены для вас могут вырасти в полтора – три раза. Насколько такой прирост критичен для бизнеса? Будет ли это эффективно: какая доля легальных майнеров при таких условиях задумается о смене региона дислокации?

– Обсуждаемый прирост тарифов на передачу делает легальный бизнес операторов дата-центров для энергоёмких вычислений нерентабельным, что полностью уничтожит возможность существования указанных ЦОДов на предложенных территориях. Мы считаем это недопустимым, ведь членами Ассоциации промышленного майнинга и другими участниками рынка были



Отмена недискриминационного доступа к электросетям приведёт фактически к остановке промышленного майнинга и ещё большему росту чёрного

инвестированы миллиарды рублей в создание инфраструктуры как самих дата-центров, так и электросетевых объектов. Помимо этого, были созданы рабочие места в удалённых регионах и муниципалитетах. И общественность должна знать, что в майнинговых дата-центрах много внимания уделено и развитию data science, и реализации проектов, связанных с искусственным интеллектом для малого и среднего бизнеса, и проектам по хранению данных, а это приоритетные задачи развития нашего государства, поставленные президентом. Кому от таких репрессивных мер станет хорошо?

– Ранее власти Бурятии жаловались на случаи, когда майнинговые фермы присоединяются к магистральным электросетям, выходя из числа плательщиков перекрёстного субсидирования? Каков процент легальных майнинговых центров, подключённых к магистральным сетям?

– Все обеспокоенности и проблемы региональных властей, в том числе Республики Бурятии, насчёт подключе-

ния к электрическим сетям мы готовы обсуждать и находить решения. Для этого Ассоциация промышленного майнинга и создана. Возможности технологического присоединения промышленных майнеров всегда отличаются от региона к региону. Это связано и с топологией сетей, и с исторически сложившейся схемой размещения объектов электроэнергетики. В ряде случаев имеет место подключение к объектам ЕНЭС (магистральные электросети. – *Прим. ред.*). Но подчёркиваем, если речь идёт о промышленном майнинге, такое подключение происходит в полном соответствии с законодательством об электроэнергетике.

– Ассоциация обсуждала с властями вопрос о том, что предлагаемые меры борьбы с незаконным майнингом несут урон для легального бизнеса? Оцените объём возможных потерь в случае реализации всех обсуждаемых мер?

– Ассоциация промышленного майнинга направляла свои замечания на regulation.gov.ru в рамках общественного обсуждения разработки проекта акта на этапе

его концепции, мы также ведём диалог с министерством в публичной плоскости. Считаем, что такой диалог необходимо продолжить до положительного результата в виде формирования действенного инструментария решения проблемы энергодефицита и снижения перекрёстного субсидирования в контексте регулирования промышленного майнинга.

Пока мы считаем, что на текущем этапе такие меры не окажут никакого влияния на существование чёрных майнеров, а только уничтожат развитие промышленного майнинга, что в дальнейшем повлечёт за собой только развитие неконтролируемого теневого рынка.

– Насколько актуальна для сектора возможность строительства собственной генерации? Действующие правила разрешают строить энергоблоки мощностью до 25 МВт – позволяет ли эта система реализовывать рентабельные проекты, есть ли успешные примеры? Заинтересован ли промайнинг в снятии барьера в 25 МВт мощности и строительстве более крупных энергоблоков для собственных нужд?

– Строительство собственной генерации для целей майнинга может быть востребовано главным образом в тех районах, где отсутствует централизованное электроснабжение. Например, на удалённых объектах нефтегазовых месторождений, где есть невостребованные объёмы попутного нефтяного газа. При этом является неэффективным для потребителей и энергосистемы возводить распределённую генерацию, когда можно максимально с полезными эффектами пользоваться уже существующей энергоинфраструктурой в ценовых зонах оптового рынка, особенно там, где есть сильно недогруженные генераторные и трансформаторные мощности. Промышленный майнинг нацелен на значительную энергоёмкость, и 25 МВт может оказаться недостаточно. Тем не менее здесь нет универсального решения. Каждый раз проект дата-центра перед его реализацией проходит процесс технико-экономического обоснования, когда в целом определяются наиболее оптимальные решения с точки зрения энергоснабжения. Где-то проекты реализуются с партнёрами, осуществляющими энергосервисные функции. Но сдерживающим фактором в строительстве генерации является отсутствие закона о майнинге. Нет закона – значит, отрасль в серой зоне, ГЧП невозможно, интеграция с госкорпорациями – тоже, к сожалению.



От управления спросом – к виртуальным электростанциям

текст: Николай Алейник

С 2024 года на российском оптовом энергорынке будет запущена целевая модель управления спросом на электроэнергию. Принятие соответствующего закона затянулось, так что регуляторы дважды продлевали пилотный проект, «обкатывавший» систему агрегации спроса на розничных рынках. Разобрались в принципах работы системы, базирующейся на ценозависимом потреблении, её влиянии на экологичность электроэнергетики, а также перспективах развития этого высокотехнологичного сегмента.

В ноябре Президент РФ Владимир Путин подписал поправки в ФЗ-35 «Об электроэнергетике», предусматривающий внедрение целевой модели управления спросом на электроэнергию на ОРЭМ с 1 января 2024 года. Изменения закрепляют за агрегаторами статус полноправных субъектов и определяют требования к их участию в работе оптового рынка, а также предусматривают появление новой «услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии».

Максимально упрощённо система выглядит так: при пиковых нагрузках вместо того, чтобы получать энергию от наиболее дорогой генерации, в обычных

условиях не участвующей в выработке, потребители добровольно вводят ограничения, получая за это оговоренную плату. Компании-агрегаторы выступают в качестве операторов системы, заключая с потребителями соглашения, в которых прописаны условия добровольного ограничения спроса, аккумулируя и перераспределяя деньги, собираемые в качестве платы за новую услугу по управлению спросом.

В рамках пилота на розничных рынках отдельного вида услуги по управлению спросом не было, плата формировалась в рамках перечня услуг по обеспечению системной надёжности. При этом «Системный оператор ЕЭС» (СО) выступал в качестве посредника между агрегаторами и покупателями электро-

энергии. В целевой модели услуги по управлению спросом будут оказываться агрегаторами непосредственно участникам рынка, без платежей со стороны СО. Отныне агрегаторы, собирающие заявки «малых» потребителей, и оптовые покупатели, согласившиеся участвовать в ценозависимом снижении спроса, будут выступать на равных: для них будут одинаковые условия участия, договорная конструкция, критерии срабатывания и подтверждения разгрузки.

Ресурс управляемого спроса будет учитываться в том числе в процедурах выбора состава включаемого генерирующего оборудования (ВСВГО) и в долгосрочном конкурентном отборе (КОМ), а в будущем (при регулировании нагрузки не только в режиме на сутки



вперёд, но и внутри операционных суток) и на балансирующем рынке (БР). Пока разница между дневным и ночным спросом составляет в среднем около 25%.

Система позволит не включать наименее эффективное оборудование, создавая стимул для его вывода и снижения объёма резервирования. Это в свою очередь будет снижать углеродный след традиционной генерации: меньше загрузка старой генерации – меньше топливные расходы и выбросы парниковых газов. Кроме того, в секторе не будет возникать избыточных затрат на строительство новой генерации и сетевой инфраструктуры. Одновременно увеличится доля загрузки эффективной генерации: в абсолютном большинстве случаев участники программы управления спросом не снижают потребление, а перераспределяют его на менее загруженные часы. Это формирует более ровный график потребления и позволяет генерации дольше работать в базовом режиме, что означает меньший износ оборудования, топливные расходы и выбросы.

Требования к агрегации технологически нейтральны, поэтому система является самобалансирующейся на принципах рыночной конкуренции. При увеличении доли ВИЭ ресурс регулирования будет более востребован, что приведёт к росту цены на эту услугу; это в свою очередь увеличит объём предложения на рынке. В противном случае расценки будут ниже, так что желающих участвовать в ценозависимом снижении потребления будет меньше.

При действующей структуре мощностей объём рынка управления спросом, по оценке СО, может составить 4–6 ГВт, что выглядит значимой величиной на фоне текущего максимума потребления мощности на уровне 171 ГВт (рекорд обновлён 11 декабря). Впрочем, участники рынка ещё более оптимистичны: ранее президент «Русэнергосбыта» Михаил Андронов, исходя из мирового опыта, оценивал потенциал агрегации в 5–10% используемой мощности, то есть в текущих параметрах – до 17 ГВт.

Агрегация спроса (demand responde) уже привычный механизм управления энергосистемами на рынках многих развитых стран. Но технологическое развитие позволяет находить всё новые возможности. Одна из передовых тенденций – использование бытовых накопителей (вплоть до бытовых водонагревателей) и аккумуляторов электромобилей в качестве виртуальных электростанций (Virtual Power Plants, VPP).

В прошлом году отраслевой регулятор штата Техас объявил о допуске



Виталий Невар / ТАСС

При пиковых нагрузках вместо того, чтобы получать электроэнергию от наиболее дорогой генерации, потребители добровольно вводят ограничения, получая за это плату

к пилоту по участию в работе оптовых рынков (Aggregate Distributed Energy Resources, ADER) восьми виртуальных станций суммарной мощностью 7,2 МВт, в состав которых вошли бытовые накопители: малые генерирующие установки, аккумуляторы и зарядные станции электромобилей, «умные» термостаты и водонагреватели. Суммарная мощность таких ресурсов в Техасе оценивается в 2,3 ГВт, с начала года показатель вырос на 300 МВт, но пилотный проект пока ограничен 80 МВт.

Виртуальная станция SonnenVPP, участвующая в оказании услуг по балан-

сированию энергосистемы Германии, достигла ёмкости 250 МВт•ч и стала самой мощной в Европе. Она позволяет сглаживать кратковременные колебания частоты и аккумулирования излишков выработки ВИЭ. Батареи электромобилей заряжаются энергией, не востребованной потребителями по ночам, что позволяет снизить загрузку газовых и угольных ТЭС в дневное время суток. В оказании услуг участвуют накопители и транспортные средства, принадлежащие членам sonnenCommunity, то есть пользователям sonnenBatteries и владельцам электромобилей и зарядных устройств sonnenCharger. В ближайших годах Sonnen планирует расширить ёмкость своей VPP до 1 ГВт•ч. При этом ещё в начале года на статус крупнейшей в Европе претендовала VPP на 150 МВт•ч в Финляндии – правительственный грант на её создание был выдан компании Elisa в феврале.

Аналогичный проект также запущен британским системным оператором NGENSO в рамках программы Power Responsive. В рамках проекта домохозяйства, оснащённые интеллектуальной системой зарядки электромобилей, будут изменять время зарядки своих электромобилей в соответствии с командами, поступающими от NGENSO, что позволит улучшать балансовую надёжность энергосистемы Великобритании в режиме реального времени. Этот пилот завершится в апреле. В актуальных сценариях развития энергетики Великобритании отмечается, что к 2030 году только в транспортном секторе может быть задействовано до 6 ГВт мощности, в частности интеллектуальных зарядных устройств для электромобилей.

Электрический свет как искусство

текст: Анна Соколова

В зимнем номере «Энергии без границ», который вы держите в руках, расскажем, как электричество помогает художникам создавать свои произведения.

Свет, конечно же, давно играл важную, хотя и вспомогательную роль в живописи и архитектуре, но самостоятельность и возможность стать по-настоящему главным героем у него появилась в XX веке с развитием искусственных источников освещения.

«С появлением электричества у футуристов была одна и та же идея: свет становится субъектом изображения и ассоциируется со скоростью, движением, энергией, музыкой», – приводит цитату из лекции художницы Кэти Олив сайт петербургского Университета ИТМО (лекция проходила при поддержке Высшей школы светового дизайна Университета).

Новатор в области танца Лои Фуллер, выступавшая на рубеже XIX–XX столетий, не только подняла своё искусство на новый уровень, но и открыла в истории театра новую главу, которая до сих пор рассказывает об использовании света

в качестве сценического героя. Она активно экспериментировала с освещением и буквально купалась в лучах сценических прожекторов. «Без них мои постановки не были бы такими завораживающими», – поясняла г-жа Олив.

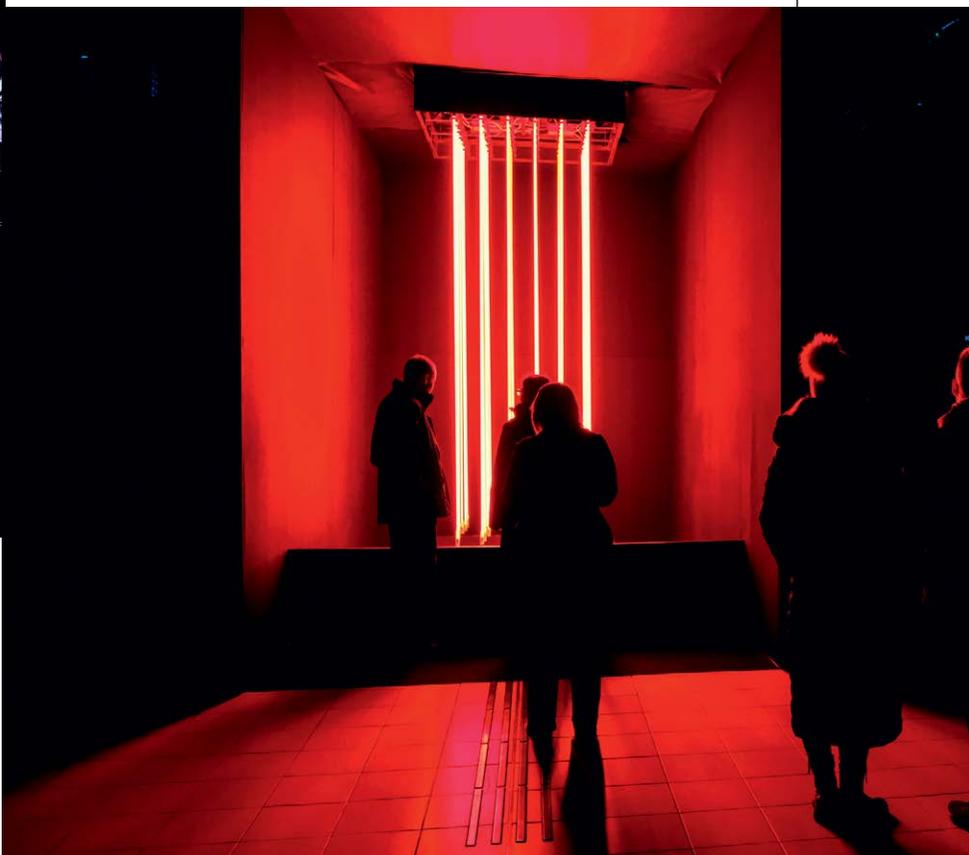
Появление термина «искусство света» можно связать с первой в мире работой, в которой физический объект и свет были представлены в единстве, причём главной идеей было показать взаимосвязь движения света и объекта, – это «Световой и пространственный модулятор» венгерского художника Ласло Мохой-Надя. Скульптура состоит из металлических геометрических элементов, которые вертятся на специальной подставке и освещаются небольшими лампочками разного цвета. Так художник пытался показать само движение света.

Другой венгр, Николя Шеффер, привлек внимание всего мира огромной металлической башней высотой 50 метров, которую по его проекту выстроили к специальной выставке

в Париже в 1954 году. На ней были установлены прожекторы, направленные в разные стороны. По задумке автора, башня должна была служить символом объединения различных технологий, динамизма, энергии.

«Такие работы положили начало известному сегодня световому кинематическому искусству. Это современное направление, суть которого заключается в том, что свет в сочетании со скульптурой, архитектурными формами, элементами городской среды, живыми объектами (деревьями, людьми) создает различные иллюзии и выражает художественные замыслы авторов. Световые инсталляции могут сочетаться со звуками, часто используются различные дополнительные материалы», – рассказывают в Университете ИТМО.

«В 1920–1930-х годах происходила трансформация изображения от технологий цвета к технологиям освещения. Достигнув своего пика в 1950–1960-х, она выразилась в абсолютно новых формах искусства, таких как люмино-кинетические скульптуры, световой балет, стеклянные калейдоскопы, световые короба и неоновые объекты», – сообщается на страницах блога o-svet.ru. Распространение света и его модуляции привели современных творческих мастеров к работе с пространством – художественному освещению различных помещений. Из наиболее известных имён стоит вспомнить Джанни Коломбо и Джеймса Таррелла. Благодаря художнику Дану Флавину световые картины увеличились до размеров световых пространств. В этих и других работах использовались светододы и световые панели, у части авторов искусственный свет вытеснил



концептуальный формат картин на пано. «Эта «нематериальность» в конце концов стала материальными картинками. Примерно в 1960-х движение ZERO с Гюнтером Юккером, Хайнцем Маком, Отто Пине и другими художниками, такими как Герман Гёфер, сделало свет центральной темой творчества – с отражающими рельефами, металлическими элементами в картинах и световыми механизмами», – пишут авторы блога.

^ Balloon Museum в Мадриде

> Музей светового искусства в Будапеште

Именно в самое тёмное время года обнаруживается социальная роль света; света прежде всего уличного, электрического, в котором люди собираются, ощущая через него свою общность и становясь коллективом

«Световое искусство пережило несколько этапов: в эпоху русского авангарда выяснилось, что свет и сам по себе может выступить содержанием произведения; в творчестве минималистов и концептуалистов на первый план вышли его трансцендентные свойства; через засилье лазерных шоу и высокотехнологичных аттракционов мы приходим к сегодняшнему дню, когда для художников и кураторов на первом плане оказываются именно социальный и коммуникационный аспекты света», – отмечает журнал «Искусство», добавляя, что «именно в самое тёмное время года обнаруживается социальная роль света; света прежде всего уличного, электрического, в котором люди собираются, ощущая через него свою общность и становясь коллективом».



КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

январь

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 января

Бикмурзин Азат Шаукатович
1969 г.
директор нефтегазохимического комплекса ПАО «Татнефть»



Луцкович Виктор Евгеньевич
1963 г.
генеральный директор ООО «Северная сбытовая компания»

Медведева Елена Анатольевна
1981 г.
директор Департамента оперативного управления в ТЭК Минэнерго РФ



Трембицкий Александр Вячеславович
1965 г.
руководитель Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

2 января

Гойзенбанд Александр Аркадьевич
1980 г.
директор Нижегородской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

Дерипаска Олег Владимирович
1968 г.
предприниматель



Козлов Александр Александрович
1981 г.
министр природных ресурсов и экологии РФ



Магазинов Геннадий Геннадьевич
1987 г.
заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы

Яковенко Вадим Владимирович
1970 г.
руководитель Федерального агентства по управлению государственным имуществом

3 января

Мохначук Иван Иванович
1958 г.
председатель Российского независимого профсоюза работников угольной промышленности

Сунгуров Виталий Леонидович
1975 г.
генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Востока»

4 января



Опадчий Фёдор Юрьевич
1974 г.
председатель правления АО «СО ЕЭС»

Шувалов Игорь Иванович
1967 г.
председатель государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ»

5 января

Радионова Светлана Геннадьевна
1977 г.
руководитель Федеральной службы по надзору в сфере природопользования



Шаскольский Максим Алексеевич
1975 г.
руководитель Федеральной антимонопольной службы

7 января

Назаров Виктор Николаевич
1974 г.
управляющий директор филиала «Воронежская генерация» ПАО «Квадра»

Шемякин Николай Александрович
1974 г.
генеральный директор ООО «Мосэлектроцит»

8 января



Махнев Юрий Валерьевич
1984 г.
директор Стерлитамакской ТЭЦ – филиала ООО «БГК»

10 января



Митин Сергей Александрович
1974 г.
директор Пермской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

11 января

Татриев Муслим Барисович
1980 г.
член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

12 января

Иматов Марсель Магсумович
1972 г.
генеральный директор АО «Холдинговая компания БоГЭС»

16 января

Иванов Михаил Игоревич
1981 г.
заместитель министра промышленности и торговли РФ

20 января

Фролов Дмитрий Иванович
1974 г.
заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

22 января

Голубев Евгений Геннадьевич
1973 г.
технический директор – главный инженер Псковской ГРЭС – филиала ПАО «ОГК-2»

Самородов Евгений Владиславович

1976 г.
управляющий директор филиала «Центральная генерация» ПАО «Квадра»

26 января



Ковалёв Юрий Борисович
1968 г.
директор Кармановской ГРЭС – филиала ООО «БГК»

Проскурин Андрей Геннадьевич
1977 г.
генеральный директор АО «НИКИМТ-Атомстрой»

29 января

Шутиков Александр Викторович
1961 г.
генеральный директор АО «Концерн Росэнергоатом»

30 января



Шашмурин Михаил Вадимович
1959 г.
генеральный директор АО «Восточная энергетическая компания»

31 января



Миллер Алексей Борисович
1962 г.
председатель правления ПАО «Газпром» – заместитель председателя Совета директоров ПАО «Газпром»

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

февраль

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										

1 февраля



Ольховский Гурген Гургенович
1933 г.

президент ОАО «Всероссийский теплотехнический научно-исследовательский институт»

2 февраля

Велихов Евгений Павлович
1935 г.

почётный президент ФГБУ «Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»

3 февраля

Каменских Иван Михайлович
1946 г.

первый заместитель генерального директора – директор по специальным проектам ГК «Росатом»

Карапетян Станислав Сейранович
1977 г.

генеральный директор ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»

Кашеваров Андрей Борисович
1961 г.

заместитель руководителя ФАС России

Цышевская Елена Витальевна
1979 г.

начальник Управления регулирования топливно-энергетического комплекса и химической промышленности ФАС России

4 февраля

Володин Вячеслав Викторович
1964 г.

председатель Государственной Думы РФ

7 февраля

Галиуллин Радик Завитович
1964 г.

директор Казанской ТЭЦ-2 – филиала АО «Татэнерго»

9 февраля

Милотворский Владимир Эвальдович
1964 г.

генеральный директор, председатель правления ПАО «Магаданэнерго»

10 февраля



Савельев Олег Юрьевич
1976 г.

генеральный директор ООО «МосОблЕИРЦ»

11 февраля

Булавин Владимир Иванович
1953 г.

руководитель Федеральной таможенной службы

Шаронов Андрей Владимирович
1964 г.

генеральный директор Национального ESG Альянса

12 февраля

Геккиев Заур Далхатович
1961 г.

член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

13 февраля

Владимиров Виктор Николаевич
1956 г.

директор Канской ТЭЦ Красноярского филиала ООО «СГК»

Ярин Андрей Вениаминович
1970 г.

начальник Управления Президента РФ по внутренней политике

14 февраля

Шубин Олег Никандрович
1959 г.

первый заместитель генерального директора – директор дирекции по ядерному оружейному комплексу ГК «Росатом»

15 февраля

Дерезков Андрей Владимирович
1968 г.

директор Каскада Верхневолжских ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»



Человечкин Максим Юрьевич
1969 г.

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

16 февраля

Гладких Борис Михайлович
1983 г.

член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

17 февраля

Вайно Антон Эдуардович
1972 г.

руководитель Администрации Президента РФ



Рогалёв Николай Дмитриевич
1962 г.

ректор НИУ «Московский энергетический институт»

Рукша Вячеслав Владимирович
1954 г.

заместитель генерального директора – директор дирекции Северного морского пути ГК «Росатом»

Уваров Алексей Константинович
1975 г.

заместитель руководителя аппарата Правительства РФ

18 февраля

Ливинский Павел Анатольевич
1980 г.

директор департамента энергетики аппарата Правительства РФ

19 февраля

Рудской Андрей Иванович
1957 г.

ректор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета Петра Великого (СПбГПУ)

20 февраля

Новиков Сергей Геннадьевич
1962 г.

статс-секретарь – заместитель генерального директора по обеспечению государственных полномочий и бюджетного процесса ГК «Росатом»

21 февраля



Филатов Дмитрий Александрович
1968 г.

генеральный директор ООО «Интер РАО – Центр управления закупками»

22 февраля

Яновский Анатолий Борисович
1957 г.

помощник руководителя Администрации Президента РФ

23 февраля

Мантуров Денис Валентинович
1969 г.

министр промышленности и торговли РФ

27 февраля

Шафраник Юрий Константинович
1952 г.

председатель совета Союза нефтегазопромышленников России



35

▲ Павильон Минэнерго
«Энергия жизни»
на международной
выставке-форуме «Россия»
на ВДНХ

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

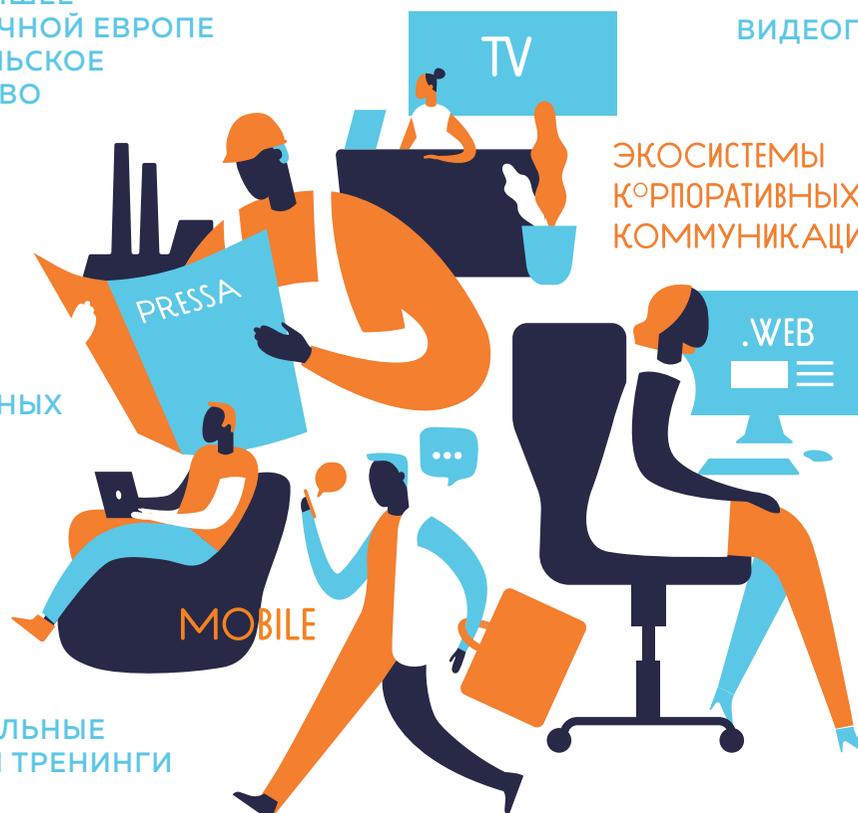
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

ДИДЖИТАЛ-
АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

«ИНТЕР РАО»
«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«МОСЭНЕРГО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«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»
«ЭН+ ГРУП»

«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