

# ЭБГ

**Инфографика**

*Беспокойная зима*

14

**Эксперт-клуб**

*Настоящая технологическая  
нейтральность*

16

**Технологии**

*Что такое СМЗУ?*

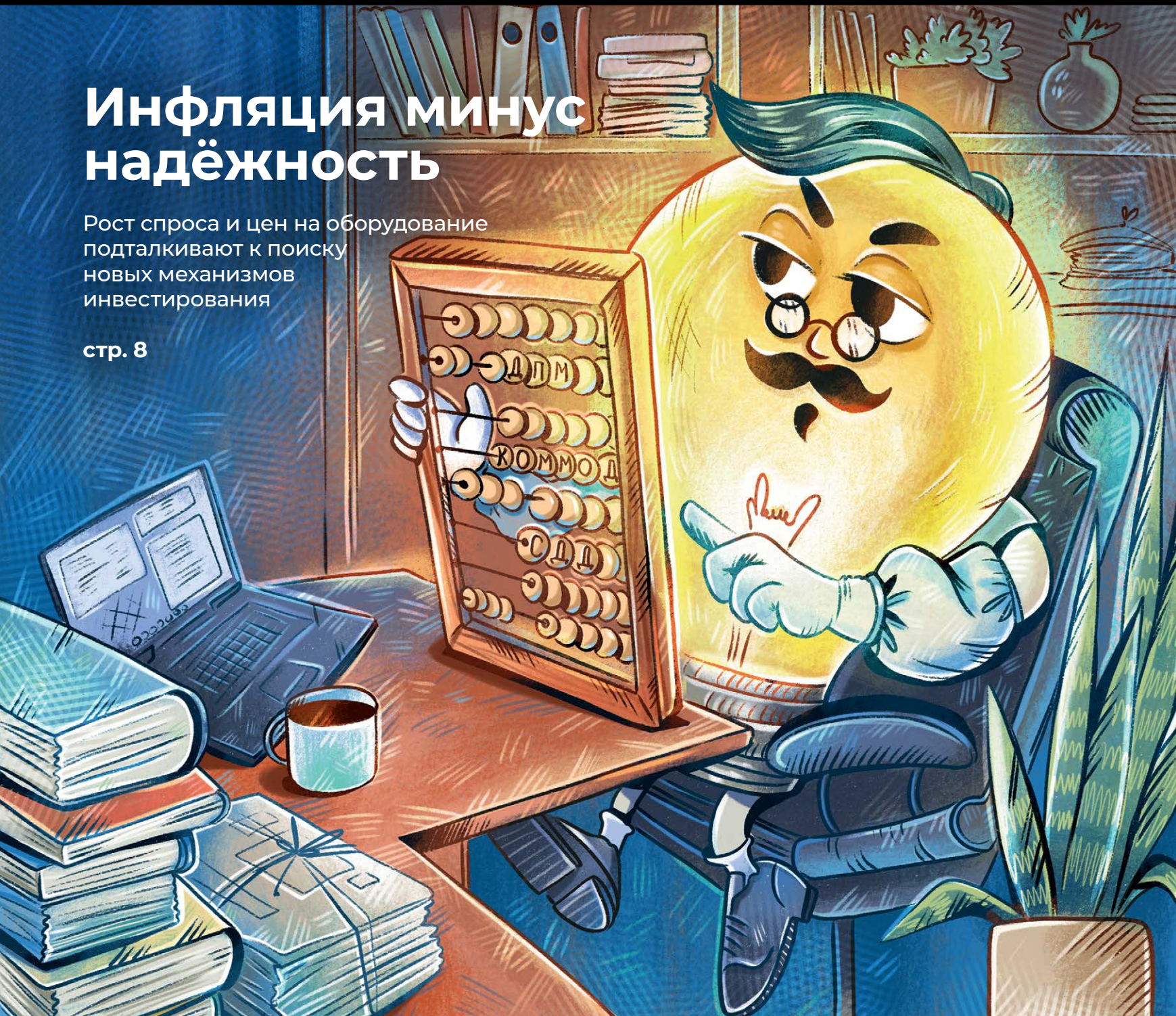
28

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

## Инфляция минус надёжность

Рост спроса и цен на оборудование подталкивают к поиску новых механизмов инвестирования

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!



сенью в публичную плоскость вернулась тема поиска новых механизмов финансирования в электроэнергетике. Рост стоимости оборудования сделал нерентабельными часть уже отобранных проектов модернизации ТЭС, но стареющий парк генерации нуждается в обновлении. При этом разрабатываемые прогнозы настойчиво говорят о необходимости построить как минимум 3,5 ГВт новых мощностей. Все эти потребности упираются в ограничение роста энергоцен уровнем инфляции. И хотя о необходимости убрать такой «потолок» сказали регуляторы, генкомпании предлагают искать новые

пути финансирования, которые не повлекут существенного роста платежей потребителей. Одним из новых инструментов могут стать инвестсоглашения, которые поддерживают участники рынка, но загвоздкой выглядит позиция Минэнерго. В **«Теме номера»** рассказываем, в чём заключаются сложности внедрения таких договоров, а также о других механизмах привлечения инвестиций.

Надо заметить, что задача поиска финансирования стала казаться гораздо более острой. В этом году, впервые за много лет, «Системный оператор» и Минэнерго прогнозируют риски введения графиков отключения потребителей из-за роста спроса и увеличения аварийности. Где находятся проблемные точки и какие меры планируют принимать регуляторы – в рубрике **«Инфографика»**.

Планы по строительству генерации подняли вопрос об условиях выбора проектов в рамках конкурентного отбора мощности новых объектов (КОМ НГО). В нормативных документах для них закреплён принцип технологической нейтральности, при этом пяти-шестилетний срок реализации сразу же убирает из конкурса ГЭС и АЭС. Можно ли будет решить этот вопрос в рамках Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 года и по итогам её разработки провести по-настоящему технейтральный отбор? Согласятся ли компании из сферы тепловой генерации участвовать в конкурсах с 10–15-летним горизонтом, привлекательным для ГЭС и АЭС, и на каких условиях? Могут ли быть ВИЭ конкурентоспособны на КОМ НГО? На эти вопросы в **«Эксперт-клубе»** мы попросили ответить участников отрасли.

В **«Интервью»** «Энергия без границ» поговорила с генеральным директором «ЭЭС РусГидро» и директором департамента стратегических сделок «РусГидро» Дмитрием Беляевым о том, как компания развивает свою сеть электрозарядных станций (ЭЗС), с какими вопросами сталкивается и почему занимается каршерингом электромобилей.

В рубрике **«Технологии»** рассказываем о том, как «Системный оператор» с помощью системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) увеличивает перетоки без строительства новой электросетевой инфраструктуры. Использование пропускной способности сетей в среднем получается увеличить на 10–20%.

И как всегда в нашем журнале – обзоры ключевых новостей и наиболее важных отраслевых тенденций.

Редакция журнала «Энергия без границ»



←  
064 **главные события  
в России**6 **главные события  
в мире**8 **тема номера**Инфляция минус  
надёжность

*Рост спроса и цен на оборудование  
подталкивает к поиску новых механизмов  
инвестирования*

↓  
0814 **инфографика**

Беспокойная зима

*Риски текущего отопительного сезона и пути  
решения проблем*

16 **эксперт-клуб**

Вопрос сроков

*Представители отрасли рассуждают о том,  
в каких условиях возможны по-настоящему  
технологически нейтральные конкурсы  
и насколько они будут привлекательны для  
всех генераторов*

22 ↓

22 **интервью**

Дмитрий Беляев:  
«Инфраструктура  
идёт на шаг впереди,  
чтобы люди видели:  
можно покупать  
электромобиль»

*Генеральный директор «ЭЭС РусГидро»  
и директор департамента  
стратегических сделок «РусГидро»  
рассказал «Энергии без границ», как компания  
реализует свой проект создания сети  
электрозарядных станций (ЭЭС)  
от Москвы до Владивостока*

↑  
16





←  
**28**



Учредитель и издатель:  
ПАО «Интер РАО»  
«Энергия без границ»,  
5 (82) НОЯБРЬ 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@interra.ru

**Главный редактор:**  
Владимир Александрович Князев  
**Шеф-редактор:** Александр Кленин

коммуникационная группа  
**MEDIA LINE**

**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», цифровой  
пресс-центр Росатома, Shutterstock,  
«Силловые машины», СГК, «РусГидро»,  
Минэнерго РФ, ФАС России

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: 29.11.2023  
Дата выхода в свет: 11.12.2023  
Тираж: 1500 экз.  
Распространяется бесплатно

→  
**03**



**35** календарь дней  
рождения ключевых  
лиц ТЭК России  
в декабре

**36** фото номера

«Силловые машины»  
запустили в Санкт-  
Петербурге новое  
производство, на  
котором внедрена  
технология создания  
наиболее сложных  
деталей газовых  
турбин – отливок  
лопаток горячего  
тракта

↑  
**34**

**28** технологии

Что такое СМЗУ?

*И как эта система позволяет увеличить  
использование пропускной способности  
электросетей?*

**32** NB

Электричество  
подводного мира

**34** форум

Главный  
энергетический

Итоги РЭН-2023

↓  
**36**





МВт составит суммарная мощность трёх ТЭС в Казахстане, генподрядчиком строительства которых выступит «ИНТЕР РАО – Экспорт»

**Конец года должен был ознаменоваться очередным конкурентным отбором мощности (КОМ, на 2027 год) и конкурсом проектов модернизации ТЭС (КОМ-Мод на 2028 год), но в конце сентября сроки, по решению правительства, были сдвинуты соответственно на февраль и апрель будущего года.** Перенос нужен для учёта всех принятых решений и документов стратегического планирования, прежде всего

Схемы и программы развития энергосистем (СиПР) на 2024–2029 годы, которая будет утверждена до 1 декабря. Также в секторе ждут появления большей определённости по производственным возможностям предприятий энергомашиностроения, объясняли в Минэнерго.

Впрочем, генкомпании попросили власти сдвинуть традиционные отборы ещё дальше – на осень 2024 года. Эксплуатация части импортных газовых турбин (LM-6000, LM-2500, LMS100PB и SGT-700) невозможна из-за санкционного отсутствия запчастей и сервиса. Генераторы пока не до конца понимают ситуацию по конкретным ПГУ, и если заявят их в КОМ, то помимо лишения платы за мощность рискуют получить 25-процентный штраф за неработающее оборудование, объясняла позицию генкомпаний председатель набсовета Совета производителей энергии Александра Панина. Каждый месяц отсрочки делает ситуацию более понятной, отмечала она.

Справедливость такой позиции была подтверждена результатами общественного обсуждения СиПР. Доработанный вариант документа «Системный оператор ЕЭС» (СО) опубликовал 1 ноября. В сводке предложений к нему «РусГидро» попросило включить в СиПР вывод с 30 апреля 2025 года одной из самых молодых электростанций Дальнего Востока – Восточной ТЭЦ, запущенной в 2018 году. Здесь установлены три турбины LM 6000 PF Sprint общей мощностью 139,5 МВт. СО пока отклонил

эту правку, сославшись на отсутствие приказа Минэнерго о выводе ТЭЦ.

Также в доработанном проекте СиПР «Системный оператор» предупредил о возможном увеличении прогнозного дефицита в ОЭС Юга на 460 МВт из-за невозможности эксплуатации импортных газовых турбин на Сочинской и Джубгинской ТЭС «Интер РАО» и дополнительной заявки «Автодора» на 100 МВт. Энергоблоки построены по ДПМ, вывести их из эксплуатации, согласно действующим нормам, можно только через 25 лет после начала работы. При этом правила вывода не регулируют ситуацию, в которой продолжение работы геноборудования технически невозможно. «Интер РАО» направило в Минэнерго предложения по внесению в законодательство поправок, которые разрешат вывод станций из эксплуатации с момента утраты работоспособности, а также исключат штрафы за непоставку мощности для таких объектов, если они отобраны в КОМ.

**Однако проблемы с сервисом и запчастями касаются незначительной части парка импортных ПГУ.** С начала

2022 и до сентября 2023 года техобслуживание прошли 97% газовых турбин, или 21,79 из 22,35 ГВт, сообщал в конце сентября глава СО Фёдор Опадчий. Основную часть ПГУ адаптировали для работы в санкционных условиях. К октябрю «Газпром энергохолдинг» впервые самостоятельно провёл главную инспекцию турбины Siemens SGT5-4000F на

## 1,2%

к середине ноября достиг рост потребления электроэнергии в России в 2023 году по данным Минэнерго

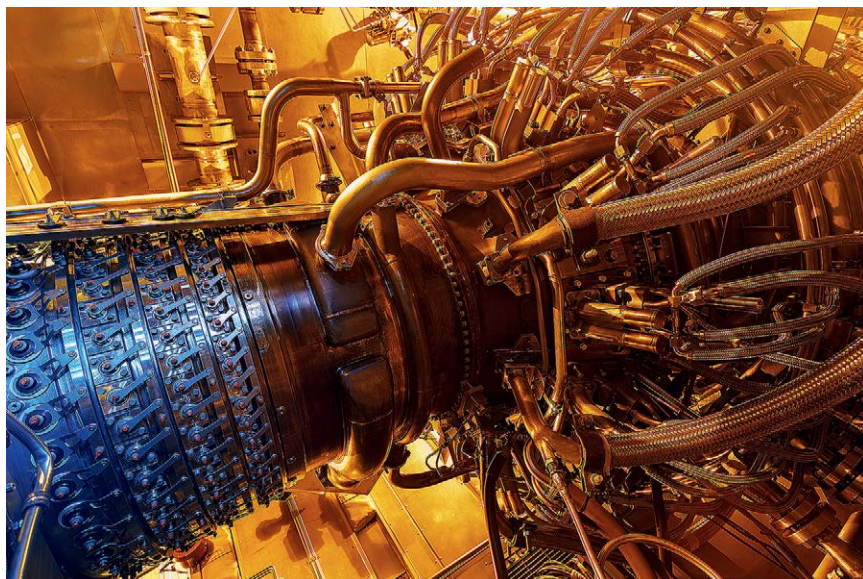
▼ Сочинская ТЭС





# 99,97%

составил уровень расчётов на ОРЭМ по итогам девяти месяцев, текущие долги – 66,9 млрд рублей



Газовая турбина производства GE



CGK достигла соглашения с Генпрокуратурой

ТЭЦ-20 «Мосэнерго». Блок стал пилотом концепции гибких межсервисных интервалов: за счёт оптимизации алгоритмов управления период между ремонтами вырос на полтора года – до 4,5 года.

**В конце сентября** СО успешно испытал российскую систему управления ГТУ, которые установлены на Маяковской ТЭС «Интер РАО». Отечественными аналогами были заменены как аппаратная (контроллеры, сетевые элементы, операторские станции), так и программная часть системы автоматического управления, переведённая на российское ПО на базе Linux.

Особо значимые усилия машиностроители и энергокомпании прикладывают для импортозамещения самой технологической части газовых турбин – горячего тракта и лопаток. В третьей декаде сентября было объявлено, что СТГТ (65% – у «Интер РАО», 35% – у «Силмаша») вложит 6,4 млрд рублей в создание производства турбинных лопаток мощностью семь комплектов в год, цеха по восстановлению компонентов газовых турбин и сервисного центра для их обслуживания. 10 октября ГЭХ начал

строительство литейного комплекса по производству лопаток газовых турбин в Тульской области, запуск намечен на 2026 год, инвестиции в проект мощностью 34 тысяч отливок в год превысят 13 млрд рублей. Аналогичное производство на 16 комплектов литых лопаток в год 1 ноября ввели в эксплуатацию в Санкт-Петербурге «Силовые машины», вложившие в проект более 6 млрд рублей. Тогда же материнский для ГЭХ «Газпром» сообщил, что прорабатывает с ОДК (входит в «Ростех») условия поставок и сервиса турбин ГТД-110М, а также изучает перспективы организации выпуска лопаток для газовых турбин большой мощности. При этом ОДК уже имеет собственное литейное производство, его создание было условием получения льготного госзайма на 2 млрд рублей в 2021 году. В январе компания выпустила первую серийную российскую турбину большой мощности ГТД-110М для ТЭС «Ударная», до конца мая 2024 года она должна быть введена в работу. С 2024 года ОДК намерена выпускать две турбины в год, с 2027-го – четыре, с 2032-го – шесть.

**В октябре фактически завершились две истории, в которых Генпрокуратура требовала обратить в доход государства акции энергокомпаний.** Сначала «Сибирская генерирующая компания» (СГК) сообщила, что подконтрольное ей «Кузбассэнерго» и Генпрокуратура заключили соглашение по урегулированию ситуации вокруг акций «Сибэко», которые надзорное ведомство хотело изъять у структур Андрея Мельниченко. Стороны отказались от судебных разбирательств, «определённые в рамках соглашения финансовые средства «Кузбассэнерго» направлены на социальную благотворительность в сфере образования и просвещения детей», сообщила СГК. **В середине октября** вступило в силу решение райсуда Ярославля, обратившего в доход государства 83,8% акций ТГК-2. Сообщая об этом, ФСБ оценила стоимость этих бумаг примерно в 80 млрд рублей, что превышало текущую капитализацию всей компании в 4,6 раза. Спустя неделю «Коммерсантъ» со ссылкой на источник сообщил, что изъятые акции ТГК-2 перешли под контроль ГЭХ. В обеих компаниях ситуацию не комментировали, но с сайта компании исчезла информация о гендиректоре и председателе правления Александре Симановском, и. о. гендиректора значится главный бухгалтер ТГК-2 Юлия Иванова.





1. Армения

### Споры об АЭС

**В начале октября турецкое издание «Анадолу» сообщило, что Турция обратилась в Международное агентство по атомной энергии (МАГАТЭ) с просьбой приостановить деятельность Армянской АЭС, построенной ещё во времена СССР в 16 км от турецкой границы.**

Глава постоянной комиссии парламента Армении по внешним отношениям Саргис Ханданян в ответ заявил о неуместности этих требований, передал Интерфакс. «Не думаю, что это (обращение Турции. – Прим. ред.) должно стать повесткой в Армении. Армения вокруг своей энергетической безопасности имеет свою стратегию и подобные требования неуместны и являются устаревшими», – цитирует агентство г-на Ханданяна.

По его словам, «Армения руководствуется интересами своей энергетической безопасности». На вопрос, не видят ли в Ереване угроз в связи с инициированным Анкарой процессом, Саргис Ханданян отметил: «Нет. Если не ошибаюсь, подобные обращения были и ранее».



Армянская АЭС была введена в эксплуатацию в 1980 году. Два энергоблока станции оснащены советскими реакторами ВВЭР-440 первого поколения. Первый блок остановлен с 1989 года. Второй блок недавно прошёл модернизацию, срок его эксплуатации продлён до 2026 года. Правительство Армении в марте приняло решение о продлении срока эксплуатации блока и далее, до 2036 года. Проект нового продления работы станции оценивается в \$150 млн. АЭС вырабатывает до 45% всей производимой в Армении электроэнергии. Поставщиком топлива для станции является топливный дивизион «Росатома» – ТВЭЛ.



2. Казахстан



### В 13,5 раза больше ветра

**Структура госфонда Казахстана «Самрук-Энерго» и Power China Resources Ltd. планируют увеличить мощность ветроэлектростанции (ВЭС) в Алма-Атинской области, введённой в эксплуатацию в прошлом году, до 810 МВт, передал Интерфакс со ссылкой на заявление центраальноазиатской компании.**

Соглашение о совместной разработке проекта между «Самрук-Энерго» и Power China было подписано в Китае 17 октября. Отмечается, что документ предполагает проведение широкого спектра работ, включая ветровой мониторинг и разработку необходимой проектной документации.

В сентябре 2022 года компании ввели в эксплуатацию в Алма-Атинской области ВЭС мощностью 60 МВт. Стоимость проекта составила 37,4 млрд тенге (около \$78,4 млн). Тогда был подписан меморандум о сотрудничестве между казахстанским госфондом «Самрук-Казына» и Power Construction Corporation of China Ltd., предусматривающий реализацию второй фазы проекта с расширением станции и увеличением её мощности до 300 МВт.



3. ОАЭ



### Под жарким солнцем

**Базирующаяся в Абу-Даби (Объединённые Арабские Эмираты) государственная компания Masdar, специализирующаяся в области возобновляемых источников энергии, подписала соглашение на \$1,5 млрд с Управлением электро- и водоснабжения Дубая (DEWA) на разработку проекта, строительство и последующую эксплуатацию шестой очереди солнечного парка MBR мощностью 1,8 ГВт, говорится в международном обзоре «Системного оператора».**

Из 23 поданных ценовых заявок DEWA выбрала заявку Masdar с нормированной стоимостью электроэнергии в \$0,0162 за один кВт•ч.

Ожидается, что установленная мощность солнечного парка MBR, совокупный объём





#### 4. Узбекистан

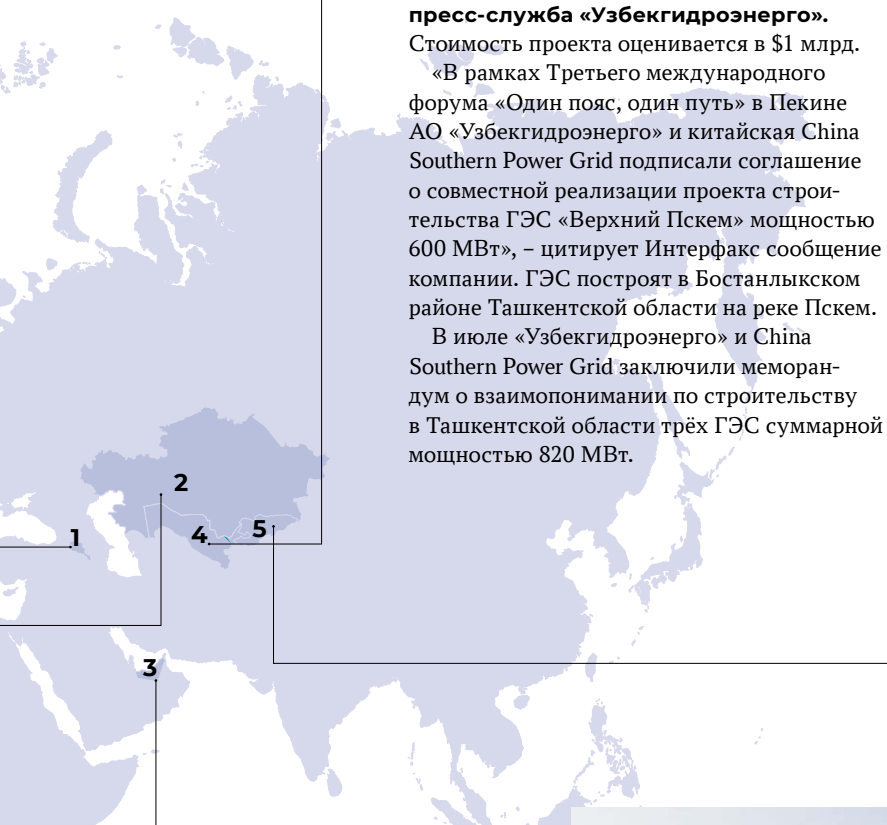
### Миллиард на воду

**Китайская госкомпания China Southern Power Grid International (CSG) примет участие в строительстве гидроэлектростанции в Узбекистане, сообщила пресс-служба «Узбекгидроэнерго».**

Стоимость проекта оценивается в \$1 млрд.

«В рамках Третьего международного форума «Один пояс, один путь» в Пекине АО «Узбекгидроэнерго» и китайская China Southern Power Grid подписали соглашение о совместной реализации проекта строительства ГЭС «Верхний Пскем» мощностью 600 МВт», – цитирует Интерфакс сообщение компании. ГЭС построят в Бостанлыкском районе Ташкентской области на реке Пскем.

В июле «Узбекгидроэнерго» и China Southern Power Grid заключили меморандум о взаимопонимании по строительству в Ташкентской области трёх ГЭС суммарной мощностью 820 МВт.



инвестиций в строительство которого оценивается в \$13,61 млрд, к 2030 году достигнет 5 ГВт. Ввод в эксплуатацию шестой очереди позволит довести установленную мощность MBR до 4,66 ГВт, обеспечить экологически чистой электроэнергией 540 тысяч домохозяйств и сократить выбросы углекислого газа на 2,36 млн тонн в год.

По данным DEWA, MBR является крупнейшим в мире солнечным парком, построенным по модели независимого производителя электроэнергии. Установленная мощность первой, второй, третьей, четвёртой и пятой очередей составляет 13, 200, 800, 950 и 900 МВт соответственно. Ранее Masdar в составе консорциума Shuaa Energy 2, участниками которого также являются компания EDF Renewables и DEWA, участвовала в реализации проекта строительства третьей очереди солнечного парка MBR.



#### 5. Киргизия

### Перспективы долгостроя

**Киргизия, Узбекистан и Казахстан подписали меморандум о намерении по проекту строительства Камбаратинской ГЭС-1, сооружение которой планируется ещё со времён СССР.**

Как передал Интерфакс, об этом сообщил замминистра энергетики Киргизии Таалайбек Байгазиев. По его словам, предварительно доля Киргизии в проекте составит 34%, Казахстана и Узбекистана по 33%. При этом вопрос по самому соглашению пока не решён.

В конце августа заместитель председателя кабинета министров Киргизии Бақыт Торобаев говорил, что процесс подготовки к строительству Камбаратинской ГЭС-1 завершается. В частности, заканчивается создание автомагистрали, подстанции, линии электропередачи, тоннелей, мостов и посёлков строителей. Параллельно ведётся работа по созданию совместного предприятия с участием Казахстана и Узбекистана. Ожидается, что ГЭС мощностью 1,86 ГВт будет вырабатывать 5 млрд кВт•ч электроэнергии в год.







# Инфляция минус надёжность

текст: Юрий Юдин

В среднесрочной перспективе энергорегуляторы прогнозируют появление в РФ трёх крупных зон с суммарным дефицитом на 3,5 ГВт, генкомпании сообщили о скором прекращении работы зарубежных турбин ещё почти на 0,5 ГВт в этих районах. При этом конкурсы на новые стройки для покрытия дефицита пройдут на фоне кратного роста цен на оборудование из-за санкций. По этой же причине резко возросла стоимость ремонтов и модернизации. Увеличение затрат энергетиков и неизбежность новых инвестиций ожидаемо вызвали напоминания об ограничении энергоцен уровнем инфляции, а генераторы подняли дискуссию о новых источниках финансирования. Однако в задачу добавилось одно условие, игнорировать которое уже нельзя: в 2023 году впервые за много лет в России высокая аварийность в электроэнергетике привела к регулярному снижению энергопоставок потребителям. Пока что речь идёт о зарубежных потребителях в Китае, однако в зимний период риски возрастают и внутри страны (см. «Инфографику» на стр. 14–15).





**П**убличная дискуссия об источниках финансирования в электроэнергетике развернулась на полях «Российской энергетической недели». Пожалуй, самый болезненный вопрос подняли регуляторы – ограничение роста стоимости электроэнергии и мощности уровнем инфляции. Симптоматично, что с наибольшими проблемами в работе энергосектора сейчас столкнулся Дальний Восток – регион, в котором цены полностью регулируются, а не просто имеют инфляционный потолок (переход на рыночные рельсы здесь планируют начать в 2024 году). О хроническом недофинансировании дальневосточной энергетики говорят много лет, и казалось вопросом времени, когда этот фактор вкупе с ростом потребления приведёт к рискам в обеспечении надёжной работы.

«Мы 10 лет живём под гнётом того, что «цена на электроэнергию – это основной индикатор экономического развития, не вздумайте никаким

## С наибольшими проблемами в работе энергосектора сейчас столкнулся Дальний Восток – регион, в котором цены полностью регулируются, а не просто имеют инфляционный потолок

образом изменить цену на электроэнергию выше инфляции, потребителям от этого плохо». А сейчас мы должны изменить эту парадигму», – заявил замминистра энергетики Павел Сниккарс.

Как напомнил представителя «Системного оператора» Фёдор Опадчий, на заре формирования энергорынка в России планировалось, что цена мощности действующих электростанций будет приближена к стоимости строительства новых. Этого так и не произошло, а финансирование строительства и модернизации генерации ведётся за счёт специальных договоров в рамках ДПМ, КОММод, КОМ НГО.

«На самом деле у нас существуют все механизмы, которые позволяют фиксировать потребность в новых электростанциях и сетях, планировать, координировать одно с другим и строить. И даже есть нормативная конструкция, договоры – всё, что по модели ДПМ. В принципе, работоспособные механизмы, и мы действительно получаем в целом в ожидаемые сроки те мощности, которые нужны энергосистеме. И вроде бы всё работает, но проблема заключается в том, что есть рынок и рыночные механизмы, они предполагают рыночное финансирование и возврат капитала на эти проекты, а вот цена на электроэнергию у нас живёт в логике «инфляция – инфляция минус». Получается, что, пока мы используем имеющийся парк генерации, который мы можем дешёвым способом модернизировать, мы



как-то укладываемся в эти параметры, но мы сейчас явно переходим в стадию инвестиционного роста по ряду регионов – это и Дальний Восток, и Восточная Сибирь, и юг России. Наверное, со временем появятся и другие точки ускоренного роста энергопотребления, а старых запасов мощности и пропускной способности нет. То есть нам точно надо строить новую генерацию. Если старая мощность стоит условно два рубля в конечной цене без сетей, то новая-то стоит девять плюс. Соответственно, когда мы начинаем решать задачу покрытия нового спроса и полноценной замены отработавшей свой жизненный цикл станции 70-летнего возраста, у нас очень сильно возрастает потребность в финансировании этих проектов, и источник на сегодняшний день не очень понятен, потому что если тарифы сдерживаются, то должно быть какое-то субсидирование, государственная поддержка, особенно для проектов длинного цикла: крупные ГЭС, те же атомные станции», – рассказал г-н Опадчий.

**Г**енерирующие компании, конечно, согласны с регуляторами в оценке влияния инфляционного потолка, но исходят из его сохранения.

«Какие могут быть масштабные инвестиции, когда у тебя цена ОРЭМ задана ростом по инфляции? Последние три года мы благобно удерживали цену ОРЭМ в пределах роста по инфляции, даже в этом году, я надеюсь, мы где-то около неё будем, но, если мы говорим о какой-то масштабной, структурной перестройке, конечно, невозможно удержаться в темпах инфляции», – отметила председатель Набсовета Совета производителей энергии Александра Панина.

Она напомнила, что в прошлом году на фоне роста мировых цен на энергоносители страны не остановили инвестиции в электроэнергетику.

«Ещё больше, ещё быстрее стали инвестировать в электроэнергетику. Поэтому первый потолок, в который упираемся, мне кажется, к нему надо вернуться, – это потолок ограничения роста цены ОРЭМ по инфляции. Но если мы говорим о том, что справедливая цена должна расти выше инфляции, то тут давайте вспомним потребителей. Их сейчас нет за этим столом, но если бы они были, они бы сказали, как вчера сказал Владимир Тупикин (глава Набсовета Сообщества потребителей энергии. – Прим. ред.): «Бо-



ливар не выдержит двоих. У нас и так всё растёт, а тут ещё электроэнергия будет расти выше инфляции, для нас это неподъёмно». Поэтому мы должны помочь потребителям, мы должны снизить нагрузку на рынок», – сказала г-жа Панина.

По её словам, для этого можно использовать новые механизмы финансирования, помимо существующего ДПМ и его производных. Первый вариант, который назвали несколько участников дискуссии, – бюджетные инвестиции через государственные компании. Правда, все оговорились, что это вряд ли возможно, Минфин традиционно выступает против и вряд ли изменит свою позицию.

«Вторая форма, которую я хотела бы похвалить и которой можно было бы заниматься, – государственно-частное партнёрство. Это есть у нас на рынке тепла в виде концессионных соглашений. 292 млрд рублей привлечено инвестицией под государственно-частное партнёрство. Но это тоже похоже на ДПМ: государство обеспечивает опережающий рост тарифов, и под это инвесторы вкладывают денежные средства», – сообщила Александра Панина.

Она напомнила также про модель манкалы, которая была использована для строительства АЭС «Олкилуото-3» в Финляндии: много покупателей электроэнергии объединились в один большой фонд, инвестировали деньги в «Олкилуото-3» и получили в обмен на это право и одновременно обязанность (как take-or-pay) покупать электроэнергию по фиксированной цене дешевле рынка.

Очевидные механизмы, которые могут применяться, – крупные налоговые льготы, зелёные сертификаты для финансирования зелёной энергетики.

«Совершенно не работают у нас механизмы инвестиционных соглашений, или РРА. Тоже известный механизм на рынке, когда генератор и потребитель на долгий срок, 20–25 лет, заключают договор о том, что покупатель будет приобретать энергию по повышенной цене. И под это, понимая такой ресурс, генератор вкладывает деньги в генерацию», – объяснила г-жа Панина, отметив, что этот инструмент не применяется в российской энергетике по тем же причинам, что и СДД: это непредсказуемость правил игры и условий работы.

**П**

авел Сниккарс в ответ заявил: «Мне кажется, это и есть пресловутый предпринимательский риск».



Тему предпринимательских рисков и ответа на них в сентябре поднял глава Совета рынка Максим Быстров. По его словам, ассоциация устала от постоянных просьб компаний, реализующих проекты на базе обязательных договоров, таких как ДПМ, о прощении штрафов, переносе сроков и отказе от уже разогранных проектов. Г-н Быстров попросил Минэнерго вмешаться в ситуацию и избавить регуляторов от необходимости решать проблемы по сути предпринимательских рисков генераторов. Последним г-н Быстров посоветовал активнее хеджировать свои риски за счёт страхования. Идею поддержали и в Минэнерго.

В выступлении в рамках РЭН-2023 Максим Быстров высказал эту позицию уже более жёстко, отметив, что генкомпания, прося о послаблениях, указывают на проблемы с оборудованием. По их словам, взыскание неустоек по контрактам больно ударит по машиностроителям. Глава Совета рынка указал, что всё же не в компетенции энергорегуляторов следить и за смежными отраслями.

Что касается страхования, то есть три загвоздки. Во-первых, как отметила Александра Панина, пока только один страховщик готов выдавать полисы под проекты энергетиков на большие суммы. Во-вторых – это высокие страховые взносы, которые увеличат стоимость проектов, и в-третьих – сложность доказывания наступления страхового случая.

Надо заметить, что, говоря о необходимости генераторам страховать предпринимательские риски, г-н Быстров также указал на непредсказуемый рост цен на оборудование, что и послужило сейчас причиной проблем с проектами КОММод. Публично озвучивался рост стоимости на 30–50%. Но, например, в кулуарах РЭН один из собеседников «Энергии без границ» говорил об удорожании котлов в обновлённом «калькуляторе Ламайера» в пять раз.

«Почему генераторы приходят и просят что-то пересмотреть? Потому что у нас всё время форс-мажоры. Ну кто ожидал санкционное давление прошлого года? Кто ожидал, что цена на





**ПАВЕЛ СНИККАРС:**

**«Мы 10 лет живём под гнётом того, что «цена на электроэнергию – это основной индикатор экономического развития, не вздумайте никаким образом изменить цену на электроэнергию выше инфляции, потребителям от этого плохо». А сейчас мы должны изменить эту парадигму»**

газ для промышленных потребителей будет расти на 30% за три года? Кто-то мог сказать это год назад? Какое инвестиционное решение можно сделать, если ты цену на газ не можешь на три года вперёд правильно прогнозировать? Поэтому, когда всё так резко меняется, единственным правильным механизмом является какая-то гарантия государства», – заявила г-жа Панина.



**В**озвращаясь к теме поиска новых инструментов финансирования, заметим, что генерирующие компании и промышленные потребители пытаются разработать и согласовать устраивающую всех форму инвестиционных соглашений.

«Давайте в дополнение к КОМ НГО, КОММод сделаем инвестиционные соглашения. Здесь тоже дьявол в деталях: наверное, придётся эти инвестиционные соглашения не распространять на

всех, а вешать основную часть затрат на того инвестора, который хочет это строить. Если это нужно частному инвестору, зачем заставлять две ценовые зоны оплачивать эту генерацию?» – обосновал позицию Совета рынка г-н Быстров.

По словам операционного директора Еп+ Михаила Хардинова, компания уже начала прорабатывать инвестдоговоры с потребителями.

«У нас уже сейчас есть промышленные предприятия, которые готовы на определённых условиях заключать инвестдоговоры и без дополнительных нагрузок на других потребителей (я готов это обосновать на цифрах) реинвестировать определённые деньги в строительство новых источников генерации. Нужно внедрять новые механизмы привлечения дополнительных инвестиций в отрасль», – рассказал г-н Хардинов.



Как пояснил ЭБГ глава Сообщества потребителей энергии Валерий Дзюбенко, при обсуждении механизма инвестдоговоров речь идёт о том, чтобы не размазывать по рынку стоимость новой генерации через надбавки к цене мощности. Новый потребитель сможет заключать инвестдоговор на строительство необходимой генерации напрямую с энергетиками без привязки к месту потребления. Затраты с учётом доходности будут оплачиваться заказчиком в течение периода окупаемости проекта, при этом объём новой генерации не будет учитываться в цене мощности, формируемой на КОМ, как это происходит по всем проектам ДПМ. Помимо платежей генератору потребитель будет вносить на рынок цену КОМ в объёме построенной генерации и «социальную» часть надбавок к цене мощности: по договорам ДПМ начислений не будет, но расходы, связанные с надбавками в пользу регионов со спецусловиями (Дальний Восток, Калининградская область, Крым и т. д.), должны оплачиваться. Объём социальной части предварительно оценивается в 13% от всех надбавок к цене мощности, но конкретные параметры ещё предстоит согласовать, отметил г-н Дзюбенко. После завершения периода окупаемости мощность будет выводиться на ОРЭМ на общих основаниях. С одной стороны, такая конструкция позволит не перекладывать на весь рынок расходы по строительству новой генерации





для крупных потребителей. С другой – важно создать экономически эффективные, но сбалансированные условия, с тем чтобы ЕЭС не превратилась в хаотичный набор двусторонних инвестдоговоров, добавляет глава партнёрства.

В Минэнерго инициативу приняли довольно прохладно: «При анализе данного механизма в Минэнерго пришли к выводу, что такое действие нецелесообразно. Это будет фактически новый вид перекрёстного субсидирования. Однако поскольку в правительстве данный механизм не обсуждался, окончательное решение по нему не принято». Хотя источники в регуляторах и профильных ассоциациях сообщили, что обсуждение механизма с министерством продолжается.

Директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ Сергей Сасим считает, что предложенная идея обладает большим потенциалом для дискуссии: поскольку пока этот механизм сформулирован на уровне концептуального предложения, многое будет зависеть от деталей его реализации. По его словам, очевидно, что такое предложение будет востребовано только на взаимовыгодных условиях. То есть в случае, если генерирующая компания получит финансирование без необходимости сложного обоснования капложений через традиционные способы возврата инвестиций. Потребителю же такой подход может быть выгоден, если итоговая цена электроэнергии будет ниже рыночной. А это возможно лишь при освобождении конечного потребителя от прочих надбавок оптового рынка, считает эксперт.

«С одной стороны, такой подход может ускорить поиск источников финансирования для новых энергетических объектов. С другой стороны, неизбежно возникнет вопрос о возможных противоречиях такого механизма с логикой развития единой энергосистемы. Ведь финансирование отдельного объекта конкретным потребителем не означает отказ такого потребителя от использования преимуществ централизованного энергоснабжения. Загрузка нового объекта будет определяться «Системным оператором» исходя из работы этого объекта в ЕЭС. Например, в период проведения ремонтных работ на построенном инвестиционном объекте электроснабжение потребителя будет производиться генерирующими объектами, оплаченными за счёт инвестиционных надбавок оптового рынка, от которых будет освобожден новый инвестор. На этом фоне применение инвестиционных договоров может восприниматься как попытка купить себе право уклониться от

нерыночных надбавок, сохранив при этом возможность пользоваться результатами платежей тех, кому такое право недоступно. На мой взгляд, при текущей логике функционирования оптового рынка идея инвестиционных договоров не выглядит перспективной. Возможно, целей, заявленных генерирующими компаниями и Советом рынка, можно будет добиться путём трансформации текущих инвестиционных механизмов. Например, за счёт перераспределения инвестиционной нагрузки в рамках КОМ НГО. По крайней мере, пока это наиболее эффективный инструмент привлечения инвестиций», – прокомментировал Сергей Сасим.

**В** описанных дискуссиях пока почти не прозвучала позиция потребителей, хотя в целом понятно, что они выступают за снижение энергоплатежей. Аргументам о необходимости наращивать инвестиции традиционно противопоставляются данные об и так не малом объёме всевозможных надбавок к цене мощности, которые платят потребители. По данным Совета производителей энергии, доля надбавок в цене мощности увеличилась с 14% (32 млрд рублей) в 2014 году до 65% (581 млрд рублей) в 2023 году. Такая ситуация в той или иной степени не устраивает всех участников рынка, хотя, конечно, в деталях их позиции расходятся.

«Оптовый рынок превратился в кэш-машину для решения общегосударственных задач. Тем самым мы отвлекаем инвестиционный ресурс, который мы могли бы потратить на решение действительно наших задач», – отметил глава Совета рынка Максим Быстров.

Но опять-таки, как неоднократно отмечали в отрасли, и в случае с надбавками, и в случае с ограничением роста цен уровнем инфляции государство вряд ли пойдёт на отмену принятых решений или резкое изменение курса, поэтому рынок предпочитает планировать новые инвестиции исходя из сохранения ключевых правил игры.

При решении вопросов о механизмах финансирования директор группы аналитики в энергетике Керт Сергей Роженко предлагает сначала определиться с целеполаганием, отмечая, что задачи условно можно разделить на два блока. Первый – поддержание надёжного энергоснабжения в существующей системе, второй – развитие новых территорий и промышленных районов.

«Методы решения этих двух задач будут серьёзно отличаться. Более того, исторически нормативная база ОРЭМ и тарифо-







**Чтобы снизить нагрузку на потребителей энергорынка, генераторы предлагают использовать новые механизмы финансирования, помимо существующего ДПМ и его производных**

образования сетей настроена на решение первого вопроса в качестве приоритетного. И напротив, в развитии энергоинфраструктуры для новых промышленных районов исторически не хватало гибкости регулирования для эффективной реализации инвестиционных проектов», – отметил эксперт.

По его словам, изменения в законодательство, позволяющие заключать долгосрочные контракты на условиях «бери или плати» для изолированных зон, создают базу для долгосрочных инвестиций. В ценовых зонах вопрос остаётся нерешённым – в частности, для задач строительства крупных промышленно-энергетических кластеров (в том числе в удалённых районах). Например, как в случае с алюминиевой промышленностью, строительство завода требует взаимосвязанного строительства ГЭС,

при этом постройка только ГЭС не имеет смысла.

«На сегодняшний момент реализация такого комплексного проекта не предусмотрена регуляторной базой. ГЭС свыше 25 МВт может строиться только через рынок мощности, а новый потребитель в финансовых расчётах также никак не будет связан с этим объектом. Таким образом, у энергетиков нет гарантии окупаемости, а у промышленников нет понимания себестоимости электроэнергии. И проект «не летит». В этом контексте предложения по заключению инвестиционных договоров на новую мощность вполне оправданны. Конечно, схема требует детальной проработки для интеграции в старый рынок, но, безусловно, будет востребована в реализации промышленных проектов, в особенности на Восточном полигоне», – полагает г-н Роженко.



# Беспокойная зима

В этом году, по оценкам Минэнерго и «Системного оператора», сразу в трёх крупных энергосистемах осенне-зимний период (ОЗП) предстоит пройти на предельных параметрах работы и с рисками ввода графиков отключения. Причинами стали высокая аварийность и рост потребления.



# 97%

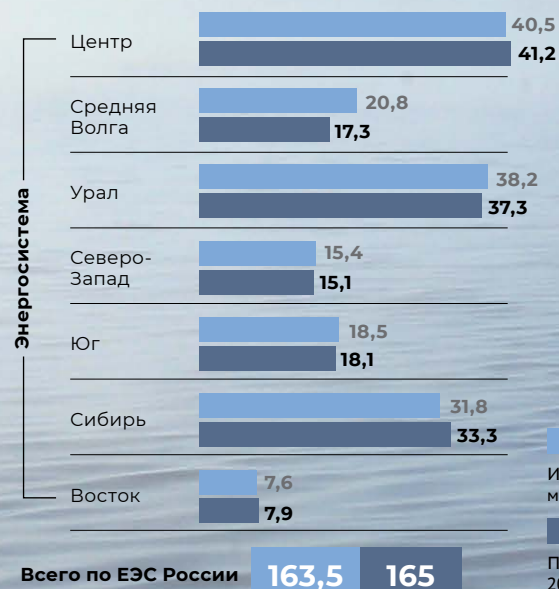
энергокомпаний (492 из 506) признаны готовыми или готовыми «с условиями» к прохождению ОЗП



Прогноз роста потребления электроэнергии в ОЗП составляет

# 1,6%

## Прогноз потребления мощности



## Дальний Восток

Среднее значение аварийности ТЭС (1 января – 15 ноября):



## Баланс электроэнергии ОЭС Востока (млн кВт·ч)

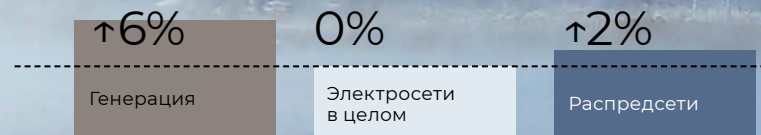


Дефицит  
**837**

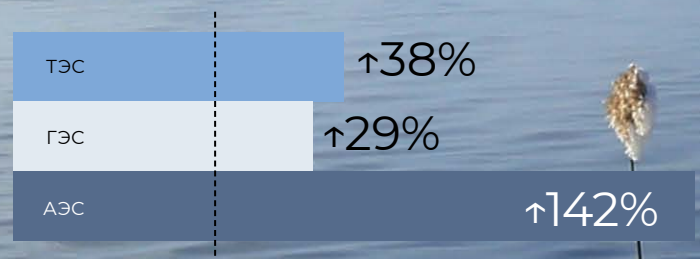
## Необходимые меры:

- Перенос точки деления сети по БАМу и Транссибу (переток в ОЭС Сибири обнуляется)
- Увеличение расходов воды Зейской ГЭС с 900 до 1200 м³/с по 31 марта 2024 года
- Завершение в кратчайшие сроки реконструкции блоков № 5, 8, и 9 Приморской ГРЭС
- Соблюдение сроков реконструкции блока Владивостокской ТЭЦ-2

## Рост аварийности в РФ в 2023 году



## Динамика соотношения аварийных простоев и КИУМ электростанций в 2023 году





# РИСКА

## Сибирь

## Юг

### Прогноз работы юго-восточной части ОЭС Сибири (МВт)

Балансовые показатели	ОЗП 2022–2023	ОЗП 2023–2024
Потребность	<b>7392</b>	<b>7745</b>
в т. ч. переток в Монголию	<b>165</b>	<b>345</b>
Переток из ОЭС Востока	<b>61</b>	<b>64</b>
Пропускная способность передачи «Братск – Иркутск», нормальная/ремонтная схема	<b>2197/1792</b>	
Рабочая мощность электростанций	<b>5768</b>	<b>5832</b>
Итого избыток в нормальной схеме / дефицит – в ремонтной в ОЗП 2023–2024	<b>348/57–121 *</b>	

\* Дефицит может вырасти до 121 МВт при переносе в ОЭС Сибири из ОЭС Востока нагрузки тяговых подстанций.

Генерирующим компаниям необходимо обеспечить надёжную работу электростанций юго-востока Сибири, заявили в регуляторах

Источник: данные Минэнерго и СО ЕЭС.



# +5,5%

рост энергопотребления

### Проблемные точки

**31** авария в январе – октябре 2023 года против 16 в 2022 году

#### Новочеркасская ГРЭС

**1545** МВт – максимальная рабочая мощность при установленной мощности в 2258 МВт

#### Сечения Кубани и Крыма

**6** контролируемых сечений работают в вынужденном режиме

Аварийные небалансы покрывают только Мобильные ГТЭС

Задержка ввода Ударной ТЭС

### Необходимые меры:

- Работа Мобильных ГТЭС полным составом длительное время
- Ввод Ударной ТЭС в минимальные сроки
- В рамках СиПР на 2025–2030 годы проработать ввод второй трансформаторной группы 500/220 кВ на подстанции 500 кВ «Ростовская»

15



**Конкурсы на создание новой генерации должны предусматривать технологическую нейтральность, однако пяти-шестилетний срок строительства сразу выводит из них ГЭС и АЭС. Можно ли будет провести по-настоящему технейтральный отбор после разработки Генсхемы до 2042 года? Согласятся ли компании тепловой генерации участвовать в конкурсах с 10–15-летним горизонтом? Могут ли ВИЭ выступить конкурентами? На эти вопросы мы попросили ответить участников отрасли.**

**ЭКСПЕРТЫ:**

Роман Бердников, член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»

Максим Быстров, председатель правления ассоциации «НП Совет рынка»

Алексей Жихарев, директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики

Фёдор Опадчий, председатель правления АО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Александра Панина, председатель Наблюдательного совета ассоциации «Совет производителей энергии»

Игорь Сорокин, директор по стратегии и инвестициям Сибирской генерирующей компании (СГК)



Максим Григорьев / Росконгресс

**Роман Бердников**

(из выступления на РЭН-2023)

**П**о тепловым станциям у нас были приняты меры государственной поддержки, и данные проекты реализуются на средства государственной поддержки. По гидрогенерации у нас немножко получается как в моей любимой поговорке: ничто так не сдерживает движение вперёд, как общее согласие. Мы вроде бы говорим о поддержке, и проектирование в инвестиционную программу включили (Селемджинской и Нижне-Зейской ГЭС на Дальнем Востоке. – Прим. ред.), но пока механизма поддержки строительства ГЭС нет. Как и Минэнерго, мы надеемся, что начало работы энергорынка на Дальнем Востоке с 1 июля 2024 года даст дополнительные инструменты, но рынок сам по себе всё равно не даст возможность полностью строить гидроэлектростанции. Появятся дополнительные средства, которые мы можем и будем вкладывать в развитие, но всё равно нужны инструменты а-ля ДПМ для реализации проектов гидроэнергетики.

Мне кажется, здесь есть ещё вопрос, из-за которого мы немножко буксуем, связанный с горизонтом планирования. Когда мы делаем документы перспективного развития в рамках пяти-семи-летнего горизонта, то мы, конечно, при выявлении потребностей и при возникновении дефицита мощности выбираем не те объекты генерации, которые эффективны, а то, что успеваем и что можем. Не то, как правильнее, а то, что есть: вот за пять лет что можем построить.

Конечно, если сейчас мы перейдём на более долгосрочное планирование (10 лет и более строятся объекты гидрогенерации), то тогда сможем уже в рамках перспективного развития в местах возникновения дефицитов мощности принимать решения о реализа-





## Для реализации проектов гидроэнергетики нужны инструменты, аналогичные ДПМ.

Роман Бердников

ции проектов эффективных источников генерации, в том числе и ГЭС.

Я надеюсь, мы всё-таки повернёмся в сторону развития гидроэлектростанций. Конечно, одними ГЭС мы тот же Дальний Восток полностью не закроем, это неправильно будет, но с моей точки зрения, развитие гидропотенциала на Дальнем Востоке было недооценено, поэтому сейчас принято решение по двум станциям. В рамках Генеральной схемы развития объектов энергетики до 2042 года, которая сейчас разрабатывается и до конца следующего года должна появиться, есть и другие объекты гидрогенерации, и в действующей Генеральной схеме есть другие объекты. Но важно, чтобы мы не просто заявили объекты, которые надо строить, а ещё определили источники финансирования: либо поддержка государства, либо другие инструменты, которые возможны, чтобы эти проекты реализовывались.



Вячеслав Викторов / Росконтресс

## Максим Быстров

**Н**а ОРЭМ с момента его запуска сформировался опыт применения как конкурентных механизмов выбора проектов строительства генобъектов по результатам конкурса, так и механизмов выбора соответствующих проектов без конкурса, на основе отдельных регуляторных решений.

К конкурсным механизмам мы относим КОММод, отборы проектов ВИЭ (ОПВ), КОМ НГО.

К неконкурсным механизмам можно отнести ДПМ, по которым с 2011 года поставляется мощность тепловых электростанций, ДПМ АЭС и ДПМ ГЭС, проекты нового строительства в Крыму и Калининградской области («адресные» решения правительства) и реализуемые в настоящее время проекты модерниза-

ции (строительства) тепловых электростанций в неценовых зонах.

Проводимые на постоянной основе КОММод и отборы проектов ВИЭ доказали свою эффективность. Например, удельные капитальные затраты отобранных проектов модернизации ТЭС ниже предельных допустимых значений в 4–5 раз, заявляемые на ОПВ величины показателя эффективности (одноточечной цены) также существенно ниже предельных значений – на 20–30%.

В то же время определение параметров для проектов, реализуемых в рамках неконкурсных механизмов, в том числе установление экономической обоснованности компенсируемых капитальных и операционных затрат, расходов на собственные нужды, компенсации платежей в бюджеты, а также их дальнейшее администрирование, сопряжено с большими сложностями.

В связи с этим Совет рынка считает, что для отбора проектов нового строительства генерирующих объектов необходимы именно конкурсные механизмы. А проведение таких отборов на технологически нейтральной основе позволит значительно повысить конкуренцию и, как следствие, эффективность принимаемых решений. В том числе снизить нагрузку на потребителей.

К тому же возможность технологически нейтрального отбора уже заложена в действующих нормативных правовых





## Более длинный горизонт планирования и, соответственно, длительные сроки строительства могут привести к дополнительным вызовам.

Максим Быстров

актах. Так, например, в КОМ НГО, который должен был состояться до 1 марта 2022 года, предполагалось участие объектов гидрогенерации, для чего в том числе были установлены технические требования к таким объектам. Однако в рамках этого конкурса проектов отобрано не было.

При этом следует учитывать, что КОМ НГО проводится «Системным оператором» в случае выявления территорий, на которых в соответствии с утверждённым СиПР зафиксирован дефицит активной мощности. СиПР утверждается на шесть лет вперёд. Таким образом, от года проведения КОМ НГО до года ввода отобранной генерации не может пройти более шести лет, следовательно, сроки строительства ограничены ещё сильнее. Поэтому проектам строительства новых ГЭС и АЭС сложно конкурировать с ТЭС и тем более с объектами ВИЭ именно в части сроков их реализации. Кроме того, дополнительные ограничения и требования к генерации, такие как доступность топлива, сетевая инфраструктура, требования по манёвренности, диапазону регулирования и продолжительности непрерывной работы, задаются особенностями территории размещения нового оборудования.

Таким образом, несмотря на то что механизм КОМ НГО технологическая нейтральность предусмотрена, в рамках среднесрочных и локализованных по месту задач, которые решаются этим механизмом, её востребованность очень ограничена.

В то же время более длинный горизонт планирования и, соответственно, длительные сроки строительства могут привести к дополнительным вызовам. Например, в таком случае требования

по финансовому обеспечению, предъявляемые к участникам конкурса, смогут выполнить только наиболее крупные генерирующие компании, что снизит уровень конкуренции. Кроме того, увеличение срока возврата инвестиций в условиях существующей волатильности макроэкономических показателей потребует включения в цену значительной рискованной составляющей. Эти факторы могут привести к росту стоимости реализуемых проектов.

И всё-таки, несмотря на все вызовы, идея о развитии механизма КОМ НГО для решения новых, более долгосрочных задач мне нравится. Постановка такого вопроса весьма своевременна на фоне текущих обсуждений подхода к стратегическому планированию развития электроэнергетики.



## Алексей Жихарев

**В** 2023 году наконец стали происходить тектонические сдвиги в отношении регулятора и инфраструктуры электроэнергетического сектора к ВИЭ-генерации и осознанию роли таких объектов в обеспечении энергетического баланса. Ранее мы в основном слышали ту или иную критику о том, что, мол, развитие ВИЭ-генерации мешает субъектам электроэнергетики: и сетям, и диспетчерам, и тепловым генераторам. Хотя, конечно, все эти кривотолки звучат несколько неуклюже на фоне того, что доля возобновляемой энергетики в совокупном электропотреблении России находится на уровне 1%, в то время как диапазоны регулирования текущей структуры российской генерации вполне достаточны для интеграции значительно больших объёмов. И даже в тех регионах, где её развитие идёт более высокими темпами, чем в среднем по стране, то есть



в регионах ОЭС Юга, этот показатель не превышает 13%. Наблюдая, как быстро декарбонизируются энергосистемы других стран с долями ВИЭ в энергобалансе на уровне 30% и более, возникают вопросы, насколько верные закладываются предпосылки в прогнозировании эффектов от интеграции новых объектов ВИЭ-генерации в энергосистему.

То, что с 2023 года ситуация стала меняться, и из уст представителей «Системного оператора ЕЭС России» впервые были озвучены важнейшие тезисы о потенциальной возможности рассматривать строительство объектов ВИЭ-генерации в целях закрытия локальных дефицитов электрической энергии, – это важнейший импульс для развития рынка. Объёмы программы поддержки ВИЭ-генерации ограничены диапазоном 500–700 МВт в год, в то время как прогнозируемый дефицит мощности, определённый «Системным оператором» в рамках Схемы и программы развития, составляет около 3,5 ГВт. Даже частичное его покрытие за счёт объектов ВИЭ –





Максим Григорьев / Росконгресс

## Фёдор Опадчий

**З**

адача Генсхемы – базово «разобраться» с ГЭС, АЭС, самыми крупными тепловыми станциями, что может быть связано, например, с освоением крупных месторождений, изменениями газотранспортной системы. То есть задача Генсхемы – зафиксировать этот костяк, требующий долгих сроков для строительства. На более коротких промежутках времени при возникновении локальных дефицитов их вполне можно покрывать тепловой генерацией, а для того, чтобы менять структуру генерации, развивать атомную и гидроэнергетику, нужны, конечно, более длинные циклы планирования.

Есть методические указания, что считается рациональной структурой генерации. Понятно, что задача сложная – это не только стоимость 1 кВт•ч, но и жёсткость экологических требований, доступность топлива, людских ресурсов, технологий и так далее. По сути, ответ на эти вопросы должен быть дан в Генсхеме. (По этой методике. – Прим. ред.) экономика для ГЭС считается с окупаемостью в 33 года. И мы, конечно, понимаем, что экономическую эффективность строительства ГЭС в семилетнем периоде невозможно посмотреть. Как нам кажется, рекомендация в 33 года, за которые гидростанция должна окупиться, позволит сравнивать технологически разные проекты по стоимости 1 кВт•ч.

При обсуждении проекта закрытия дефицита в Бодайбинском энергоузле обсуждался вариант строительства ГЭС, но по срокам уложиться было невозможно. И была даже мысль разрешить создание временной генерации на период строительства ГЭС, но это очень странное решение. Если говорить на будущее, понятно, где прогнозируется (долгосрочный. – Прим. ред.) рост спроса, предстоит вывод или замена традиционной генерации – на таких горизонтах можно решать вопрос создания ГЭС или АЭС.

это дополнительный потенциал для развития отрасли.

В случае если отборы в рамках механизма КОМ НГО будут действительно организованы с учётом принципов технологической нейтральности, ВИЭ-генерация будет точно конкурентоспособна. Электроэнергия от ветровых и солнечных электростанций уже дешевле, а строятся объекты намного быстрее, до двух лет. Таким образом, это отличный инструмент для оперативного реагирования на возникающие локальные дефициты электрической энергии. Плюс, это отличная возможность повысить темпы «озеленения» региональных энергобалансов, что также становится всё более актуальной задачей на фоне быстрого развития систем углеродного регулирования как на внешнем, так и внутреннем рынках. Потребность в зелёных киловатт-часах постоянно растёт. Важно, чтобы при принятии долгосрочных стратегических решений этот фактор также учитывался в условиях конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству новой генерации.

**Если отборы в рамках КОМ НГО будут действительно организованы с учётом принципов технологической нейтральности, ВИЭ-генерация будет точно конкурентоспособна.**

Алексей Жихарев





## Какая будет связка между Генсхемой и договорами на строительство ГЭС, АЭС, нужно будет додумать. Есть простой ответ – ДПМ. Может быть, этим и закончится.

Фёдор Опадчий

Конкурсный механизм или нет – надо разбираться, потому что хорошего ответа на вопрос «Как это попадёт из Генсхемы в механизм ДПМ?» пока нет. СиПР может сформировать дефицит генерации, под него проводится конкурс, строится станция, дефицит уходит. У сетей применяется принцип «обратных норм»: в инвестпрограмму можно включить проект межсистемного значения, если он есть в СиПР, но если денег нет, то он может включаться позже. Какая будет связка между Генсхемой и какими-то договорами, нужно будет додумать. Есть простой ответ – ДПМ ГЭС и ДПМ АЭС. Может быть, этим и закончится, и новые проекты пойдут по модели ДПМ. Модель хорошая, но есть вопрос ценовой нагрузки на рынок и нюанс относительно конкурсного порядка отбора. Собственно, исходный ДПМ был бесконкурсной процедурой, но там была методика ценообразования. Так что перспективный взгляд есть, недокручен лишь момент перетекания в конкретные договоры.

Под технологически нейтральными конкурсами подразумевается задача выбора наиболее дешёвой одноставочной цены в каких-то условиях – это как минимум срок, стоимость денег, технология и капексы, которые там присутствуют. Генсхема должна включать в себя рациональную структуру мощностей, в ней не определяются конкретные проекты, а идёт речь, например, о том, что в определённом регионе экономически целесообразно построить атомную электростанцию. Но помимо цены есть факторы, которые сложно оцифровать, такие как экология. Задача усложняется вопросами топлива, территории, наличия оборудования, сохранения компетенций по определённым технологиям. Это общегосударственные задачи, которые в Генсхеме тоже должны быть учтены.



## Александра Панина

**Б**езусловно, технологически нейтральные конкурсы могут проводиться. Каждая из технологий производства электроэнергии имеет свои преимущества и недостатки, от которых зависит цена электроэнергии и технологическая возможность использования объектов. Так, например:

- ВИЭ (ВЭС и СЭС) – очень быстровозводимые, с большим капексом и негарантированной выработкой, которая зависит от погодных условий, требуют сетевого строительства и резервирования. При этом цена выработки электроэнергии нулевая.
- АЭС является низкоманёвренной генерацией, покрывающей исключительно базовую нагрузку, характеризуется длительным циклом строительства и высокими капитальными затратами. Но при этом АЭС имеет длинный цикл полезного использования объекта генерации, который на текущий момент составляет до 60 лет, а также низкую цену выработки электроэнергии.

- ГЭС также очень капиталоемкие в строительстве и длительные по сроку ввода, выработка не является гарантированной. Однако их цена выработки, по сути, сводится к водному налогу (сейчас около 50 руб/МВт•ч). Также срок жизненного цикла ГЭС очень большой, доходит до 100 лет.

- Тепловые станции относительно быстро строятся, капитальные затраты ниже, чем у ГЭС и АЭС, высокоманёвренные, не имеют особых ограничений по месторасположению, могут решать смежные задачи по теплоснабжению. При этом цена выработки электроэнергии является ощутимой и прямо зависит от цены топлива и темпов его изменения.

Соответственно, каждая из представленных технологий производства электроэнергии может конкурировать в определённых условиях со всеми остальными.

При этом важно отметить, что технологически нейтральный конкурс выполняет чрезвычайно важную задачу – обеспечивает принятие максимально эффективных решений для экономики страны, а также снижение стоимостной нагрузки на потребителя, поскольку при фиксации определённого вида генерации конкуренция может снижаться вместе с эффективностью строительства объекта и производства электроэнергии.

Сейчас структура установленной мощности ЕЭС России является сбалансированной и надёжной: ГЭС – 21%, АЭС – 12%, ВИЭ – 2%, ТЭС – 66%, в том числе газовые ТЭС – 50%. Кроме того, в ЕЭС России существенная доля высокоэффективной когенерации (производства тепла вместе с электроэнергией), которая достигает 33% от установленной мощности энергосистемы. Соответственно, текущий состав не только сбалансирован, но ещё и является высокоэффективным.

С учётом развития технологий все виды генерации, на мой взгляд, смогут конкурировать между собой не только по цене, но и по другим показателям, например, по углеродоёмкости за счёт внедрения методов улавливания, хранения и использования углерода, перехода на топливо с меньшим углеродным следом.

Но многие технологии имеют длительный цикл строительства, и, конечно, для создания действительно широкой конкуренции разных видов генерации необходимо увеличивать горизонт проведения технологически нейтрального конкурса. На первый взгляд, реальный срок – это 10 лет. Кроме того, можно предусмотреть механизмы частичных вводов (очередями, блоками), временной генерации.

**Конечно, для создания действительно широкой конкуренции разных видов генерации необходимо увеличивать горизонт проведения технологически нейтрального конкурса.**

Александра Панина





У производителей электроэнергии уже есть опыт длительного планирования – это и шестилетний КОМ, и шестилетний КОММод, и даже семилетние отборы для инновационного оборудования в рамках КОММод. Поэтому десятилетний период, конечно, принесёт новые для нас риски, которые мы должны будем оценить, – это и стоимость денег, и неизменность правил отбора и оплаты, и иные. Однако и новые возможности на таком длинном периоде также открываются – развитие существующих, появление новых, более дешёвых и эффективных технологий. Но, как говорят – планировать на 20 лет бывает легче, чем на год вперёд.

Резюмируя, скажу, что технологически нейтральный конкурс является одним из самых перспективных способов обновления генерации и привлечения инвестиций в отрасль. Нам, по сути, нужно только аккуратно его настроить, чтобы возможность участия в нём была у максимально широкого круга производителей и инвесторов.



## Игорь Сорокин

**М**ы убеждены, что за столь короткий отрезок времени (около пяти лет, если первый из объявленных КОМ НГО, по юго-восточной Сибири, проведут в 2024 году. – Прим. ред.) невозможно построить не только гидроэлектростанцию, но и новую ТЭС. С учётом сроков проектирования, изготовления оборудования, строительства и монтажа, реальный горизонт реализации проекта в нынешних условиях должен составлять не менее семи-восьми лет.

До последнего времени предполагалось, что построенных в советское время электростанций с избытком хватит на годы вперёд, что они вечные. Вся система оплаты мощности была настроена на то, чтобы собственники выводили из эксплуатации избыточные мощности. И вот сейчас точно в отдельных регионах этот дефи-

цит стал вполне ощутим, а новые блоки от участников рынка ждут уже в 2028 году. Это невозможно, если только кто-то не начал готовиться к этому строительству заранее. Для эффективной конкуренции и формирования, как следствие, минимальной цены киловатт-часа для конечного потребителя нужно увеличивать сроки строительства.

Я надеюсь, что начавшаяся дискуссия быстро перейдёт в предметную плоскость и нормативные изменения. Предстоящий КОМ НГО по Восточной Сибири покажет, какое количество генераторов готовы в нём поучаствовать на условиях ввода мощности через пять лет со значимыми штрафами за просрочку. А дальше мы ждём реального удлинения горизонтов планирования.

При этом мы считаем, что наряду со строительством новых мощностей по механизму КОМ НГО должна начаться системная работа по плановой замене отслуживших свой срок энергоблоков и целых электростанций. Механизм КОММод позволяет продлить ресурс тех мощностей, которые можно эффективно реновировать и эксплуатировать ещё не менее 15–20 лет. В основном это мощности, построенные в 70–80-х годах прошлого века. Но у нас уже самая старая в мире тепловая генерация, она не может эксплуатироваться вечно. Что делать с электростанциями, построенными в 40–60-х годах? Для их замещения нет инвестиционного механизма. А это в основном ТЭЦ, которые снабжают теплом наши крупные города, это критически важная инфраструктура. Нельзя одними ремонтами бесконечно затыкать проблему устаревания, и конкурсы на замещение старой мощности стали бы решением проблемы. Регулятор должен об этом подумать.

**Для эффективной конкуренции и формирования, как следствие, минимальной цены киловатт-часа для конечного потребителя нужно увеличивать сроки строительства.**

Игорь Сорокин





## Дмитрий Беляев:

**«Инфраструктура идёт на шаг впереди, чтобы люди видели: можно покупать электромобиль»**



По данным агентства «Автостат», в январе – октябре этого года в России было продано почти 10,5 тысячи новых электромобилей – в пять раз больше, чем за аналогичный период прошлого года. На фоне роста числа электрокаров вопросы развития и работы необходимой инфраструктуры всё чаще становятся предметом публичных обсуждений. О том, как свою сеть электрозарядных станций (ЭЗС) развивает одна из крупнейших энергокомпаний, «Энергия без границ» поговорила с генеральным директором «ЭЗС РусГидро» и директором департамента стратегических сделок «РусГидро» Дмитрием Беляевым.



*Интервью  
на сайте Peretok.ru*



– «РусГидро» сейчас создаёт федеральную сеть быстрых зарядных станций для электромобилей в рамках реализации проекта «Новый шёлковый путь», который позволит соединить сеть ЭЭС города и регионы от Москвы до Владивостока. Сколько ЭЭС компании уже установлено и в каких регионах?

– На данный момент у нас 257 быстрых ЭЭС в 37 субъектах Российской Федерации, мы сконцентрированы как на тех регионах, по которым проходят дорожные магистрали Нового шёлкового пути, так и на прилегающих к ним. В этом году будет обеспечена стопроцентная строительная готовность. Остаётся совсем немного: Бурятия и Забайкалье. Люди уже активно пользуются станциями для путешествий между регионами. Маршрут оказался востребованным, клиентская база сразу выросла в несколько раз. До конца года поставим ещё порядка 25 ЭЭС.

Что касается планов на будущее, стратегией группы «РусГидро» установлен показатель на 2025 год – 500 ЭЭС, он является для нас ориентиром, но при текущих темпах работы план будет выполнен досрочно. На 2035 год запланирован объём сети в диапазоне 1500–2000 ЭЭС, в зависимости от макроэкономического сценария, который реализуется на практике. В 2024 году планируем активно работать в Приморском, Пермском, Красноярском крае, Башкирии, Амурской и Рязанской областях – в части установки ультрабыстрых ЭЭС по государственной субсидии, а также в других регионах.

– Учитывая географию проекта, «РусГидро» устанавливает ЭЭС и в тех регионах, где у компании есть собственные сети, и в тех, где работают другие сетевые компании. Как оцениваете опыт взаимодействия? С какими сложностями сталкиваетесь и как их решаете?

– Более сложными с точки зрения наличия мощностей являются восточные регионы страны, поскольку они исторически менее населены и придорожная инфраструктура развита хуже. Часть регионов относится к зоне ответственности нашей сетевой компании ДРСК, и коллеги очень внимательно отнеслись к работе, что позволило в этом году полностью оснастить участок пути трассы Чита – Хабаровск, проходящий по Амурской области и ЕАО. Хороший опыт взаимодействия там с «Желдорэнерго», а также с сетевыми компаниями Приморья (ВПЭС, АЭСК, ТЭСК) и Рязанской области. Но надо признать, что в ряде



**Средняя зарядная сессия за четыре года нашей работы выросла в два раза – с 6 до 12 кВт·ч – и продолжает расти**

случаев работа строится довольно тяжело. Стоимость технологического присоединения зачастую выставляется колоссальной, установленные законодательством сроки не выдерживаются, а есть и случаи прямого противодействия, когда частные сетевые компании одновременно сами занимаются ЭЭС, но не выдерживают конкуренции с ЭЭС «РусГидро» на свободном рынке, поэтому вставляют палки в колёса.

Когда мы начинали, у нас были определённые сомнения. Но на Новом шёлковом пути мы встретили большое число людей из разных организаций и органов власти, которые заинтересовались нашей идеей, с энтузиазмом и добросовестно

отработали. Мы им за это крайне благодарны, а главное – благодарны жители страны, которые теперь имеют возможность заряжать машины и путешествовать на длинные расстояния.

– «РусГидро» размещает зарядные станции на классических АЗС? С какими операторами АЗС вы сотрудничаете?

– Обычно мы ставим ЭЭС на парковках торговых центров и магазинов, на разных объектах дорожной сети, у придорожных кафе и гостиниц, в автосалонах, на парковках вблизи объектов «РусГидро», в том числе у единичных расчётных центров наших сбытовых компаний, – везде, где есть трафик и есть возможность получить мощность. Что касается АЗС, на них часто подведена малая мощность, поскольку никто не думал, что в будущем понадобятся 50 или 150 кВт, а увеличивать её долго и дорого, хотя для водителей АЗС удобны. Тем не менее на АЗС мы также активно ставим зарядки: это «Роснефть», НК «Альянс», «Лукойл», «Импульс», «Опти», «Юнигаз», а также газовые заправки.

– Каковы показатели загрузки ЭЭС? Какие показатели вы считаете оптимальными и, если есть такой прогноз, когда рассчитываете их достичь?

– Коэффициент загрузки станций по сети «РусГидро» – это 2% от номинальной мощности, а если считать по фактическому времени использования – два часа

→

23



в сутки. То есть станций на данный момент кажется больше, чем нужно, но инфраструктура всё-таки идёт на шаг впереди, чтобы немного обогнать спрос и люди видели, что можно покупать электромобиль. Кроме того, идёт постепенное обновление автопарка, новые машины берут больше энергии за единицу времени, поэтому загруженность станций будет расти. Средняя зарядная сессия за четыре года нашей работы выросла в два раза – с 6 до 12 кВт•ч – и продолжает расти. Чтобы чувствовать себя уверенно в дороге, нужно иметь батарею 80–100 кВт•ч, она даёт достаточный запас хода и нормальную скорость получения заряда. Старые машины Nissan Leaf, которые наводнили Дальний Восток и Сибирь, уже вырабатывают свой ресурс. Мы видим, как на станциях быстрой зарядки такие машины создают очереди, особенно в зимний период, так как уже не могут на нормальной скорости принимать заряд. Рост отпуска электроэнергии у нас устойчиво идёт вверх как за счёт экспансии, так и за счёт повышения загрузки станций. В октябре у нас очередной максимум потребления – 158 тысяч кВт•ч, в день проливаем 460–500 машин. Всего мы отпустили электроэнергии, которой достаточно на 12 млн км пути.

**– Минэкономразвития предложило оснащать АЗС электрозарядными станциями через каждые 100 км. Какую частоту размещения ЭЗС «РусГидро» заложило в свой проект? Если не так часто, как предлагает министерство, то как оцениваете его инициативу?**

– Такой подход считаем разумным. На трассе мы ставим ЭЗС с шагом 100–150 км. Иногда меньше, чтобы зимой средний электромобиль мог проехать расстояние на одном заряде. В реальности примерно на таком расстоянии ЭЗС и ставятся друг от друга, идеально выдержать расстояние невозможно. Сейчас идёт очень быстрый прирост инфраструктуры, поэтому в ближайшие годы мы увидим, что расстояние между ЭЗС намного меньше, чем 100 км. Мы считаем нормальным, что зарядные станции разных операторов стоят рядом, в этом для клиента только благо.

**– Сейчас обсуждается предложение снизить стоимость подключения ЭЗС почти до нуля, компенсировав эти затраты в тарифе на передачу (Минэнерго ведёт проработку по поручению правительства). Какова**



**позиция «РусГидро» по этому вопросу?**

– Насколько мне известно, оператор ЭЗС всё равно будет обязан в дальнейшем постепенно компенсировать расходы сетевой компании за подключение по одному из вариантов: за счёт повышения стоимости электроэнергии, аренды места установки станции, заключения с сетевой компанией договора take-or-pay с оплатой услуг по передаче электроэнергии не по факту потребления, а исходя из максимальной мощности ЭЗС. Данный механизм имеет кредитную природу, когда оператор получает мощность сразу, но оплачивает позже с учётом стоимости денег. Сейчас сложно сказать, насколько широким будет спрос на такой продукт. Учитывая, что для «РусГидро» энергетика является профильной компетенцией, мы изначально концентрируемся на поиске таких мест размещения ЭЗС, где подведение мощности оптимально по цене. Возможно, кто-то из операторов воспользуется таким меха-

▲  
В парке каршеринга «РусГидро» – 95 электромобилей EVOLUTE I-PRO и I-JOY



В октябре у нас очередной максимум потребления –

# 158

тысяч кВт•ч, в день проливаем 460–500 машин





**Мы работаем над расширением формата работы – начинаем создавать зарядные хабы, где также будем строить лаундж-зоны, магазины, кафе, помещения свободного назначения под аренду, вендинги, банкоматы. Это позволит повысить капитализацию бизнеса и отдачу на вложенный капитал**

низмом, когда есть такие точки, которые сейчас они не могут себе позволить в силу дороговизны технологического присоединения, но очень хотели бы там встать. В любом случае направление интересное, пусть лучше будет дополнительный механизм получения мощности для ЭЭС, чтобы инвесторы могли выбирать.

**– Так как «РусГидро» является и энергокомпанией, и оператором АЭС, то интересно, какова позиция компании по вопросу льготных цен на электроэнергию для ЭЭС?**

– Во-первых, хотел бы отметить, что в России предоставляется уже целый комплекс мер поддержки для перехода на электромобили. Самое серьезное – это субсидии для установки ЭЭС, субсидии производителям электромобилей, а также субсидия при покупке машины в лизинг. На это направлены крупные средства. Менее материальные, но также важные вещи: бесплатная парковка, про-

езд по платным дорогам, отмена транспортного налога.

Входящая цена для ЭЭС – в среднем 6–7 рублей, поскольку она включает сетевую составляющую, сбытовую надбавку, то есть ЭЭС получает электроэнергию по той же цене, по которой её получает бизнес (например, кафе, автомойка или магазин). Если говорить о льготе, то что-то должно быть источником этого субсидирования. Кто за это заплатит? Также надо задать себе вопрос, для чего это делать: чтобы цена на услугу для электромобилей стала ниже или чтобы помочь окупаемости инвестиций в ЭЭС? Предположу, что вопрос цен можно оставить пока на решение свободного рынка, не всё нужно регулировать.

Хочу также напомнить, о чём мало говорят применительно к электромобилем: электроэнергия для населения в России дешёвая в сравнении с другими странами Европы (2–3 рубля за кВт•ч ночью). Это важная мера поддержки от

государства и энергокомпаний, которую жители активно используют, чтобы заряжать электромобили. Есть много мест, где человек может зарядиться бесплатно: на работе, ряд торговых центров имеет бесплатные зарядки, «Энергия Москвы» (столичная сеть ЭЭС. – Прим. ред.) пока заряжает всех бесплатно. В итоге средняя цена «топлива» у владельца электромобиля выходит в несколько раз ниже, чем для машины на ДВС. Ведь бензином вы дома машину не заправите. Стимулирующих мер достаточно, было бы правильным просить государство сохранить существующий уровень поддержки.

**– Компания устанавливает только быстрые зарядные станции? Не рассматриваете установку медленных станций – например, в регионах Дальнего Востока, где у «РусГидро» широкое присутствие?**

– Медленные станции для нас в меньшем приоритете, но мы также ставим их в тех местах, где есть возможность и где можно это сделать быстро и недорого. Мы считаем, что медленные станции тоже нужны. На многих наших быстрых ЭЭС есть медленный порт. В среднем 10% отпуска ЭЭС «РусГидро» идёт по медленной стороне. Преимущество такой ЭЭС – в её дешевизне в сравнении с быстрой, на ней человек может надолго оставить машину и уйти по делам или просто домой, но и цену на заряд приходится ставить ниже. Если нам предлагают поставить медленные – мы не отказываемся.

**– Насколько рентабелен бизнес в сфере ЭЭС? Каковы параметры окупаемости проекта по созданию сети зарядных станций? Эти параметры одинаковы для всех регионов или есть местная специфика?**

– Сейчас текущей загрузки хватает лишь для того, чтобы выйти на операционную безубыточность. Для окупаемости инвестиций на семилетнем горизонте с рыночной ставкой доходности по финансовой модели необходим средний отпуск на одну ЭЭС в 2024 году 43 кВт•ч с ростом до 123 кВт•ч в 2028 году в день. Сейчас у нас 30 кВт•ч.

Существенная часть зарядных станций располагается на трассах Нового шёлкового пути. На таких ЭЭС спрос ниже, сложнее обеспечивать окупаемость, чем в больших городах. Мы регулируем эти моменты ценой. Если обратите внимание, у нас нет единой ставки за услугу, рыночная ситуация вынуждает гибко подходить к ценообразованию. Нормальная окупаемость появится с увеличением

→

спроса и расширением автопарка, пока просто ещё мало электромобилей.

Явно выраженной региональной специфики нет, оборудование приобретается у производителя, стоимость монтажа и благоустройства сравнимая, входящая электроэнергия по цене может значительно отличаться, но это уже если уходить совсем в детали, мы оперируем агрегированными данными.

Кроме того, сейчас мы работаем над расширением нашего формата работы – начинаем создавать зарядные хабы, где также будем строить помещения для оказания различных дополнительных услуг: лаундж-зоны, магазины, кафе, помещения свободного назначения под аренду, вендинги, банкоматы. Это будут хабы не только для электромобилистов, но и для любых посетителей. Наши расчёты показывают, что это позволит повысить капитализацию бизнеса и отдачу на вложенный капитал. Во всех странах операторы ЭЭС идут именно таким путём.

– В 2022 году «РусГидро» и «Соллерс Групп» на паритетных началах запустили проект по каршерингу автомо-

**билей Green Crab. Через год «Соллерс Групп» вышла из проекта. Это повлекло за собой какие-либо финансовые обязательства для компенсации её затрат?**

– Каршеринг Green Crab работает в Приморье и Южно-Сахалинске, он небольшой по размеру – 111 электромобилей, ещё 20 будут приобретены в этом году. Начинали действительно вместе с «Соллерс», и это изначально была их идея, которая нам понравилась, поскольку эти электромобили заряжаются только на наших ЭЭС, а это уже сейчас почти 7000 кВт·ч аккумуляторной ёмкости. Несмотря на то что коллеги приняли решение выйти, мы им благодарны за помощь в открытии этого бизнеса, так как на первом этапе у нас не было в этом компетенций и стандарты обслуживания нам были не до конца понятны. Что касается финансовых обязательств, то мы консолидировали 100% компании в состоянии «как есть», обязательств перед «Соллерс Групп» не осталось.

– «РусГидро» намерено самостоятельно развивать проект или ищите партнёра? Какой эффект от реализации этого проекта получает именно «РусГидро»?

– В краткосрочной перспективе мы не думали насчёт привлечения нового партнёра, проект ещё не такой масштабный, пока будем развивать бизнес самостоятельно. В отпуске нашей сети ЭЭС каршеринг занимает порядка 7%, поэтому для нас выгодно иметь собственный электрический автопарк, повышая использование станций. Отдельное направление работы для нас – это сопровождение перехода «Транспортной компании «РусГидро» на электромобили. Менеджментом принято решение о постепенном, но полном переходе транспорта на электротягу, включая спецтехнику и даже тяжёлые бульдозеры, что обусловит и соответствующее развитие ЭЭС вблизи наших объектов генерации, где этот транспорт активно используется. Частично машины каршеринга уже взяли по ежемесячной подписке наши дочерние компании во Владивостоке. На машинах мы также продаём рекламное пространство. В общем, нет копейки – нет рубля.

– Сколько всего электромобилей в парке и как они распределяются по маркам?

**Существенная часть зарядных станций располагается на трассах Нового шёлкового пути. На таких ЭЭС спрос ниже, сложнее обеспечивать окупаемость, чем в больших городах. Мы регулируем эти моменты ценой. Нормальная окупаемость появится с увеличением спроса и расширением автопарка, пока просто ещё мало электромобилей**







В отпуске нашей сети ЭЭС каршеринг занимает порядка

# 7%,

поэтому для нас выгодно иметь собственный электрический автопарк, повышая использование станций

Электромобили JAC каршеринга «РусГидро» на ЭЭС компании

V

– Из 111 электромобилей в нашем каршеринге 16 – это JAC, 95 – EVOLUTE (I-PRO и I-JOY). Мы покупаем только локализованные российские электромобили, на которые даётся субсидия Минпромторга при покупке в лизинг, это для нас очень существенная сумма, за что государству огромное спасибо. Кроме седанов и паркетников хотим попробовать фургоны.

**– Вы говорили, что в «РусГидро» недовольны качеством отечественных электромобилей EVOLUTE, которые используются в принадлежащем компании сервисе каршеринга. В чём именно заключаются сложности и как идёт взаимодействие с производителем по устранению недостатков? Если возникают финансовые последствия из-за поломок автомобилей (например, траты на ремонт), то все они ложатся на «РусГидро»?**

– Был определённый период, когда новые электромобили EVOLUTE только вышли на рынок и мы оказались, наверное, их первым крупным покупателем. Сначала сервис был настроен неудовлетворительно: мы столкнулись с ситуациями, когда с линии ухо-

дили крупные партии машин из-за выхода из строя малых аккумуляторов, проблем с программным обеспечением и рядом других, которых не ожидаешь видеть на новой машине с завода. Работа с официальным сервисом была отлажена плохо: работы выполняли медленно, не было запчастей. Мы активно обращались в «Моторинвест» и Минпромторг, и сейчас благодаря этим обращениям производитель смог отстроить процесс и наши проблемы решены. Хочется надеяться, что так будет и дальше. Негагарантийные траты на ремонт и все затраты на содержание машин, конечно, лежат на каршеринге. Клиент платит цену за услугу, наша обязанность – предоставить полностью готовую к работе машину.

**– В продолжение темы надёжности. Как обстоит ситуация с самими зарядными станциями?**

– Надёжность ЭЭС – проблема общая для всех операторов, и не только в России с этим сталкиваются. В 2019 году наша команда посещала завод в Италии, и коллеги на вопрос «Как быть с надёжностью?» сказали: «Мы просто ставим много станций». Правительство работает над повышением числа успешных (зарядных. – Прим. ред.) сессий, и соответствующие поручения даны участникам рынка. В сети ЭЭС «РусГидро» усреднённый показатель успешных сессий – 78%, но есть и производители-двоечники. Сессия может срываться по разным причинам, это не только неработоспособность станции, но и отказ со стороны электромобиля (например, не все гибриды нормально работают в ЭЭС, люди могут кустарным образом в гараже заменить батарею, машина даёт утечку тока и т. д.), часто люди пытаются зарядиться, не имея денег на карте. Могут совершать неверный порядок действий при зарядке.

Чтобы более точно отразить эти реалии, мы ввели коэффициент удовлетворённости клиента, который считается по модели «приехал – зарядился»: если со второго-третьего раза человек зарядил электромобиль, значит, со станцией всё нормально. Такая статистика более точная, данный коэффициент у нас 88%. Тем не менее производителям стоит поработать над надёжностью аппаратной части – выходы из строя оборудования являются очень частыми, а ремонт занимает время. Также стоит уделить внимание внутренней программной части самой ЭЭС, чтобы возникало меньше ошибок при работе по протоколу «ЭЭС – электромобиль». Мы находимся в активном диалоге с производителями, помогая в этом процессе, и добиваемся результата.



→

27





## Что такое СМЗУ?

*текст:* пресс-служба СО ЕЭС,  
Анна Соколова

Строительство и реконструкция сетевой инфраструктуры – не единственный способ поднять объём перетока. «Системный оператор» (СО ЕЭС) с 2013 года внедряет систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), которая позволяет в среднем на 10–20% увеличить использование пропускной способности электросетей.





▲ Внедрение в этом году СМЗУ для четырёх сечений в Хакасии повысило эффективность работы тяговых транзитов Транссиба

Система мониторинга запасов устойчивости используется для

**18%**

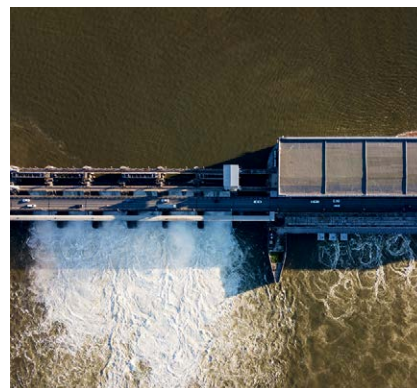
сечений в Единой энергосистеме России

**С**троительство и реконструкция сетевой инфраструктуры – не единственный способ поднять объём перетока.

«Системный оператор» (СО ЕЭС) с 2013 года внедряет систему мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), которая позволяет в среднем на 10–20% увеличить использование пропускной способности электросетей.

Система мониторинга запасов устойчивости – это программный комплекс, разработанный «Системным оператором ЕЭС» и НТЦ ЕЭС. Чтобы описать его работу, для начала поясним несколько терминов. Электросетевая инфраструктура – это не только линии электропередачи, но и трансформаторы, коммутационные аппараты и прочее. Все эти элементы в своей последовательности создают связь между частями энергосистемы. А совокупность всех этих элементов в одной или нескольких связях называется сечением – это первый герой нашего рассказа. Если быть точнее, то мы будем говорить о контролируемых сечениях – перетоки мощности в них контролируются, чтобы обеспечить надёжную и устойчивую работу энергосистем.

Второе важное понятие – максимально допустимый переток (МДП) активной мощности (его расшифровывать не будем, так как из названия понятно,



▲ СМЗУ на 20% увеличила использование пропускной способности сети между центром и западом Новосибирской энергосистемы

Работу по созданию и внедрению СМЗУ в объединённых энергосистемах (ОЭС) «Системный оператор» и НТЦ ЕЭС начали в 2013 году. Для реализации пилотного проекта была выбрана ОЭС Северо-Запада, где возникла проблема запертой мощности Кольской АЭС и остро встал вопрос увеличения максимально допустимых перетоков по Коло-Карельскому транзиту. Через два года система была введена в промышленную эксплуатацию в операционных зонах ОДУ Северо-Запада и Кольского РДУ. В 2016 году в ОДУ Северо-Запада появилась новая версия системы с функцией определения максимально допустимых перетоков с учётом обеспечения сохранения динамической устойчивости энергосистемы, то есть способности энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений. По итогам успешной промышленной эксплуатации новой версии в этом же году началось распространение отработанной технологии в ЕЭС России. На начальном этапе масштабирования СМЗУ вводилась на двух приоритетных контролируемых сечениях в каждой объединённой энергосистеме.

что речь идёт о наибольшем перетоке в сечении). И третье понятие – аварийное возмущение. Это сочетание первоначального возмущения (обычно короткого замыкания) и последующих изменений исходной схемы энергосистемы. Существует ещё «нормативное возмущение» – его необходимо учитывать при проверке выполнения требований к устойчивости энергосистем, а также при определении максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях.





**В**

еличина перетоков активной мощности в электросетях, в том числе в контролируемых сечениях, – один из ключевых параметров, который регулируют диспетчеры «Системного оператора». Они определяют объём допустимых перетоков для различных схемно-режимных ситуаций (это делается на основании расчётов устойчивости энергосистемы и в соответствии с действующими нормами). До внедрения СМЗУ обеспечить надёжную работу энергосистемы можно было, только заранее определив допустимые перетоки для наиболее тяжёлых режимных условий. Сделать это в онлайн-режиме было невозможно, так как расчёты занимали много времени. Конечно, эффективность использования пропускной способности электросетей при этом предсказуемо снижалась.

В системе мониторинга запасов устойчивости благодаря использованию самых современных достижений информационных технологий и расчётных алгоритмов величина максимально и аварийно допустимых перетоков мощности автоматически определяется в режиме реального времени. Онлайн-расчёт позволяет учитывать текущую ситуацию в энергосистеме и поэтому даёт дополнительные возможности по использованию пропускной способности электросетей и выбору оптимального алгоритма управления режимами энергосистемы без снижения уровня её надёжности.

Использование СМЗУ позволяет повысить объём допустимого перетока в контролируемом сечении и за счёт этого снизить загрузку наименее экономически эффективной генерации в одних частях энергосистемы и загрузить наиболее экономичные электростанции в других (только если речь не идёт о наиболее тяжёлых балансовых ситуациях). Кроме того, с помощью СМЗУ можно минимизировать объёмы ограничений потребления или выдачи мощности станций в послеаварийных режимах.

**Ф**

изически программный комплекс СМЗУ устанавливается на информационно-вычислительных серверах филиалов «Системного оператора» –



объединённых и региональных диспетчерских управлений (ОДУ и РДУ). Он работает непрерывно в циклическом режиме. Цикл расчёта начинается с чтения телеметрической информации о текущем режиме, поступающей из оперативно-информационного комплекса (это основа комплекса автоматизированных систем СО ЕЭС). Затем происходит оценка состояния и формирование расчётной математической модели, описывающей текущее состояние энергосистемы.

Следующий шаг – расчёт допустимых перетоков в контролируемых сечениях в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» (они содержат требования к обеспечению надёжности энергосистем, а также надёжности и безопасности энергообъектов и энергопринимающих установок). Расчёты выполняются для заданных аварийных процессов, которые соответствуют нормативным возмущениям. В завершение цикла информация о допустимых перетоках представляется диспетчеру в виде таблиц и графиков. Расчёты в СМЗУ по времени занимают от одной до десяти минут в зависимости от сложности модели



СМЗУ позволяет повысить эффективность использования пропускной способности электросетей в среднем на

**10–20%**  
(до 800 МВт)





Евгений Сацук, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики «Системного оператора»:

v

– Оперативный учёт пропускной способности сети, особенно в наиболее загруженных сечениях, необходим для выбора оптимального управления режимами работы энергосистемы. Заблаговременно определить сетевые ограничения «на все случаи жизни» в энергосистеме невозможно из-за многообразия схемно-режимных ситуаций. Поэтому по результатам расчётов устойчивости обычно определяются минимально возможные значения МДП для наихудших балансовых режимов с целью обеспечения устойчивого функционирования энергосистемы. СМЗУ компенсирует эту особенность, с определённой периодичностью предоставляя диспетчеру информацию о возможном максимально допустимом перетоке, при котором сохраняется текущий уровень надёжности.

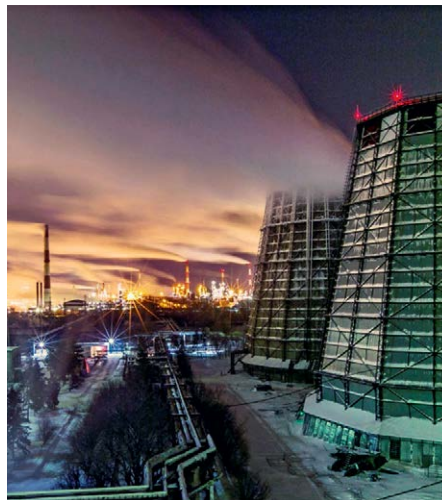
Изначально при разработке СМЗУ мы исходили из того, что она будет выдавать необходимую информацию диспетчерскому персоналу, то есть, по сути, будет автоматизированной системой. Затем появилась идея превратить её в полностью автоматическую систему как некое развитие системы автоматического регулирования частоты и активной мощности (АРЧМ), которая так же, как и СМЗУ, работает по текущим параметрам режима энергосистемы. Дело в том, что системы АРЧМ в ОЭС Сибири, ОЭС Юга и ОЭС Северо-Запада работают в том числе в режиме автоматики ограничения перетоков, для которой установкой является заранее рассчитанная величина МДП, определённая Положением по управлению режимами. Если вместо неё взять значения максимально допустимых перетоков от СМЗУ, то автоматика будет ограничивать переток по текущему режиму. В настоящее время эта идея уже реализована.

энергосистемы и тяжести текущего режима.

Внедрение этой технологии позволяет повысить эффективность использования пропускной способности электросетей в среднем на 10–20% (до 800 МВт) в ряде схемно-режимных ситуаций.

На сегодняшний день цифровая система мониторинга запасов устойчивости используется для 281 сечения ЕЭС России – это около 18% от их общего числа. Лидером является ОЭС Сибири, где СМЗУ используется на 120 сечениях. В ОЭС Юга она внедрена на 52 сечениях, в ОЭС Урала – 37, ОЭС Северо-Запада – 29, ОЭС Средней Волги – 15, ОЭС Востока – 13, ОЭС Центра – 11. Также она используется для четырёх сечений на уровне ЕЭС.

В дальнейших планах «Системного оператора» – увеличение количества сечений, контролируемых СМЗУ, развитие и совершенствование системы. Одним из перспективных направлений развития системы является её использование не только для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, но и в качестве технологического рыночного инструмента при формировании расчётной модели для рынка электроэнергии в сегментах рынка «на сутки вперёд» и балансирующего рынка.



▲ СМЗУ на 15% увеличила допустимые перетоки в сечениях, которые включают в себя ЛЭП от Омских ТЭЦ-3 и ТЭЦ-4

→



# Электричество подводного мира

текст: Николай Алейник

Все позвоночные, от лягушки длиной 7,7 мм до 33-метрового синего кита, используют электрические сигналы в своих нервах и мышцах. Хрящевые рыбы и некоторые группы, отделившиеся от эволюционного корня раньше других, используют пассивную электролокацию, обладая способностью обнаруживать электрополя. В частности, утконос и ехидна развили эту способность не сговариваясь, отдельно друг от друга.

6

иотоки возникают при работе всех органов и тканей у всех животных, но только у рыб имеются специальные органы, генерирующие ток. По данным учёных, электрические органы эволюционировали восемь раз, но лишь в половине случаев оказывались достаточно мощными, чтобы поражать током. Спецорган слабозлектрических рыб создаёт поля до 17 В, использующиеся для локации и связи. К этой группе рыб относятся нильская щука и нильский длиннорыл, обитающие в мутных водах, где другие органы чувств неэффективны.

Способностью оглушить или отпугнуть хищников обладают несколько видов как океанических, так и пресноводных рыб, которых относят к сильно-электрическим. Электрический угорь, электрический сом, электрические скаты и американский звездочёт имеют хорошо развитые электроорганы, создающие электрические поля выше 20 В.

Каждая клетка электрооргана представляет собой пластинку, к которой с одной стороны подходит нерв. Клетки возбуждаются одновременно и создают заряд в 0,09–0,15 В с одной и той же стороны, как батарейки в «гнезде». Электрическому угрю, чтобы получить напряжение 600 В, нужно включить последовательно не менее 4 тысяч клеток. Чтобы получить ещё и достаточно сильный ток, количество таких связок должно быть большим, и подобные батареи занимают значительную часть тела





соединения, что ведёт к увеличению суммарного заряда или силы тока.

**Электрические скаты** (*Tetronarce*) – 50–200 В (ряд специалистов считают верхнюю границу завышенной). Считается, что, если к самому мощному электрическому скату подключить сотню электроламп, они загорятся все разом, а если скат выпустит за один раз весь свой накопленный заряд, его мощности хватит, чтобы убить или обездвигнуть крупное животное. Такие мощные разряды скаты используют для отпугивания врагов и добычи другой рыбы для пропитания. В Древней Греции врачи применяли скатов для лечения ревматизма и головной боли, в качестве анестезии при операциях и даже пытались с их помощью облегчать родовые муки.

**Электрические сомы** (*Malapterurus*) способны создавать разряд в 300–400 В. Электрическим является единственный вид сомов (*Malapteruridae*), обитающий в водоёмах Африки. Эти малоподвижные всеядные рыбы охотятся ночью, ощупывая длинными усиками предметы и генерируя при этом частые и мощные разряды. Когда запасы электроэнергии истощаются, сом «отдыхает». Также издавна используется местными племенами в качестве физиотерапевтического средства для лечения подагры, ревматизма и других болезней, в том числе психических.

**Электрический угорь** (*Electrophorus electricus*) – 600–800 В. Южноамериканская рыба-змея не имеет ничего общего с обычными угрями, кроме внешнего сходства. Эта крупная (до 3 м) рыба покрыта голой кожей без чешуи. Мощность импульса взрослой особи составляет более 6 кВт. Радиус электрополя, создаваемого угрём, превышает 3 м.

**Морские звездочёты** (*Astroscopus*) – до 50 В. Малоподвижный хищник способен вырабатывать электрические разряды до 50 В – ими он способен «стрелять» из электрических органов, расположенных под глазами. Этого достаточно, чтобы парализовать мелкую добычу.

**Гимнархи** (*Gymnarchus*). Нильский дракончик – слабоэлектрический вид рыб, обитающий в Африке. Вырабатывает всего около 5 В, но образует вокруг себя электрическое поле, с помощью которого не только ориентируется в пространстве, но также находит жертв и брачных партнёров. Исследуя этот вид в 1950-х годах, зоолог Ганс Лиссманн впервые открыл явление электрогенеза и электрорецепции (способность обнаруживать электрополя) у рыб. Гимнархи настолько полагаются на необычные способности ориентации в пространстве, что зрение им почти не нужно. Обладают чрезвычайно большим для своих размеров мозгом.

рыбы. При этом сами электроорганы могут располагаться в разных частях, но обязательное условие – один конец электрооргана всегда расположен в воде, а другой – внутри тела, где системой проводников связан с электрочувствительными клетками. По сигналу нервной системы резко уменьшается сопротивление проводников, и рыба поражает током, после чего орган снова переходит в режим зарядки.

Пластинки в электрических органах рыб, живущих в пресной воде с меньшей электропроводностью, расположены по принципу последовательного соединения, что увеличивает общий потенциал разряда или напряжения. У морских рыб, обитающих в водах с большей электропроводностью, столбики из клеток расположены по принципу параллельного

Электрическому угрю, чтобы получить напряжение 600 В, нужно включить последовательно не менее 4 тысяч клеток







## Главный энергетический

В рамках Российской энергетической недели – 2023 (РЭН) российские и зарубежные компании, а также органы власти заключили 28 соглашений и меморандумов о сотрудничестве, сообщил оргкомитет форума по его итогам.

**В** частности, госкорпорация «Росатом» и Министерство науки и технологий Республики Союз Мьянма подписали меморандум о взаимопонимании в области оценки и развития ядерной инфраструктуры страны. Также АО «Концерн Росэнергоатом» (электроэнергетический дивизион «Росатома») и Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа подписали соглашение о взаимодействии в области торговли сертификатами происхождения электроэнергии, выработанной с помощью низкоуглеродных и возобновляемых источников.

«Россети» в рамках форума заключили 10 соглашений. Так, с «Опорой России» заключено соглашение, направленное на укрепление сотрудничества в области стратегического и инновационного развития сетевого комплекса. С Казанским государственным энергетическим университетом компания договорилась о совместной образовательной и научной работе, популяризации профессии энергетика, обеспечении практико-ориентированной подготовки кадров и развитии компетенций работников. Вместе с АНО «Диалог» компания планирует развивать механизмы интерактивного взаимодействия с потребителями.

Российское энергетическое агентство Минэнерго России подписало ряд важных документов, в числе которых соглашение

частности, госкорпорация «Росатом» и Министерство науки и технологий Республики Союз Мьянма подписали меморандум о взаимопонимании в области оценки и развития ядерной инфраструктуры страны. Также АО «Концерн Росэнергоатом» (электроэнергетический дивизион «Росатома») и Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа подписали соглашение о взаимодействии в области торговли сертификатами происхождения электроэнергии, выработанной с помощью низкоуглеродных и возобновляемых источников.



Тамара Меребашвили на сессии «Цифровая трансформация энергетики»



# >5000

делегатов из 84 стран стали участниками РЭН – 2023

с АНО «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов» о взаимодействии в области климатической повестки, включая вопросы энергоэффективности, энергоменеджмента и низкоуглеродного развития, а также соглашение о сотрудничестве с Российским государственным университетом нефти и газа имени И. М. Губкина.

Стас Владимиров, Максим Григорьев, Анатолий Стребелев, Сергей Шинов / Росконгресс



Владимир Путин на пленарной сессии РЭН – 2023



Александр Новак и министр энергетики Саудовской Аравии Абдулазиз бин Салман Аль Сауд



Александра Панина приняла участие в дискуссии «Развитие энергетики: кто инвестор?»

Фонд Росконгресс подписал три стратегических документа: соглашения о сотрудничестве с иранским Институтом международных энергетических исследований, Африканской энергетической палатой и Международным центром производственных инвестиций (СИП) Боливарианской Республики Венесуэла.



# КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

декабрь

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 декабря**



**Ковальчук Борис Юрьевич**  
1977 г.  
генеральный директор, председатель правления ПАО «Интер РАО»

**Горьков Сергей Николаевич**  
1968 г.  
генеральный директор – председатель правления АО «Росгеология»

**4 декабря**

**Эдельгериев Руслан Сайд-Хусайнович**  
1974 г.  
советник Президента РФ, специальный представитель Президента РФ по вопросам климата

**5 декабря**

**Багаутдинов Радий Равильевич**  
1969 г.  
генеральный директор ПАО «Колымаэнерго»

**Исламов Дмитрий Викторович**  
1977 г.  
заместитель председателя Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

**Павлов Вадим Алексеевич**  
1977 г.  
директор департамента реализации специальных проектов Минэнерго РФ



**Соломенников Игорь Валентинович**  
1965 г.  
директор Зауральской ТЭЦ – филиала ООО «БГК»



**Юрьев Юрий Николаевич**  
1961 г.  
генеральный директор ООО «Орловский энергосбыт»

**7 декабря**



**Таукенова Карина Маратовна**  
1985 г.  
заместитель руководителя ФАС России

**8 декабря**

**Мутко Виталий Леонтьевич**  
1958 г.  
генеральный директор АО «ДОМ.РФ»



**Трубчанин Валентин Анатольевич**  
1972 г.  
генеральный директор ЗАО «Молдавская ГРЭС»

**Файзуллин Ирек Энварович**  
1962 г.  
министр строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ

**9 декабря**



**Мирошниченко Евгений Николаевич**  
1980 г.  
ПАО «Интер РАО»

**Оверчук Алексей Логвинович**  
1964 г.  
заместитель председателя Правительства РФ

**11 декабря**

**Конев Иван Викторович**  
1959 г.  
председатель правления – генеральный директор ОАО «Холдинговая компания «Энергомаш-Строй»

**13 декабря**

**Дюков Александр Валерьевич**  
1967 г.  
председатель правления – генеральный директор ПАО «Газпром нефть»

**Козлов Сергей Юрьевич**  
1977 г.  
директор филиала «Россети Сибирь» в Республике Бурятия

**16 декабря**

**Невмержицкая Наталья Викторовна**  
1974 г.  
председатель правления Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний

**Пузыревский Сергей Анатольевич**  
1976 г.  
статс-секретарь – заместитель руководителя ФАС России

**17 декабря**



**Кобцев Сергей Николаевич**  
1972 г.  
генеральный директор АО «Теласи»



**Шевчин Александр Сергеевич**  
1980 г.  
генеральный директор ОАО «Сангудинская ГЭС-1»



**Оклей Павел Иванович**  
1970 г.  
ПАО «Интер РАО»

**20 декабря**

**Пикин Сергей Сергеевич**  
1979 г.  
директор Фонда энергетического развития

**Токарев Николай Петрович**  
1950 г.  
председатель правления, президент ПАО «Транснефть»

**22 декабря**

**Назарова Наталья Васильевна**  
1963 г.  
заместитель председателя Комитета Государственной Думы РФ по энергетике



**Лихачёв Алексей Евгеньевич**  
1962 г.  
генеральный директор ГК «Росатом»

**24 декабря**



**Сниккарс Павел Николаевич**  
1978 г.  
заместитель министра энергетики РФ

**25 декабря**

**Шульженко Виталий Иванович**  
1971 г.  
директор филиала ПАО «РусГидро» – «Каскад Кубанских ГЭС»

**26 декабря**



**Ворожеев Дмитрий Викторович**  
1978 г.  
директор Каширской ГРЭС, Черепетской ГРЭС имени Д. Г. Жимерина

**29 декабря**

**Комаров Кирилл Борисович**  
1973 г.  
первый заместитель генерального директора – директор блока по развитию и международному бизнесу ГК «Росатом», директор ОАО «Атомэнергпром»



**Кулыгин Николай Владимирович**  
1974 г.  
генеральный директор ООО «РН-Энерго»

**30 декабря**



**Пономаренко Сергей Николаевич**  
1973 г.  
директор Джубгинской ТЭС и Сочинской ТЭС

**Ферапонтов Алексей Викторович**  
1963 г.  
заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору







Фото: пресс-служба «Силовых машин»



«Силовые машины» 1 ноября запустили в Санкт-Петербурге новое высокотехнологичное производство, на котором внедрена критически важная технология создания наиболее сложных деталей газовых турбин – отливок лопаток горячего тракта. Инвестиции в проект составили более 6 млрд рублей, из которых 2,4 млрд рублей предоставил Фонд развития промышленности в виде льготных займов. Мощности предприятия рассчитаны на изготовление

# 16

комплектов лопаток в год с возможностью увеличения до 24 комплектов.



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



