

ЭБГ

Мировая практика

Солнце и ветер Центральной Азии привлекают Китай

14

Инжиниринг

Восточная стройка

20

Энергосистема

Атомная генерация нуждается в отдыхе

28

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Под натиском НОВЫХ ЛЬГОТ

Запросы потребителей о дополнительных предпочтениях по оплате электроэнергии превосходят возможности энергорынка

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!

Н

овые экономические условия в этом году активизировали старые проблемы: энергетики вновь столкнулись с очередью из желающих получить льготы на оплату электроэнергии. Отрасль воспринимается как дотационная, а ответных льгот на оплату своих услуг, например, телекоммуникационные компании не предложили. О том, какова реакция рынка, и в том числе крупных потребителей, а также какая ситуация складывается с перекрёстным субсидированием, говорим в **«Теме номера»**.

Примечательная тенденция этим летом стала вырисовываться в центрально-азиатских странах. С одной стороны, после крупной аварии в Казахстане и объявления режима ЧС в энергетике Киргизии стало понятно, что решение проблем откладывать уже некуда. Но, с другой стороны, появились пути их довольно быстрого решения. В рубрике **«Мировая практика»** рассказываем о том, как первый саммит «Китай – Центральная Азия» по сути стал объявлением о ВИЭ-экспансии Поднебесной в регионе и о масштабных планах строительства мощностей.

«Эксперт-клуб» в номере журнала, который вы держите в руках, посвящён дискуссии энергетиков и машиностроителей о том, как следует проводить закупки в сложившихся условиях, когда мощности предприятий уже загружены заказами в рамках программы модернизации, а также о том, насколько необходимо и возможно формирование консолидированного отраслевого заказа и индикативных цен.

В рубрике **«Инжиниринг»** рассказываем о проекте Новоленской ТЭС, старт строительству которой Группа «Интер РАО» дала в конце августа. Электростанция, которая станет второй по мощности ТЭС в Якутии, обеспечит энергоснабжение Восточного полигона РЖД, минерально-сырьевой базы региона и новых производств.

Одной из главных тем этого года является обновлённая система планирования в энергетике. О том, почему переход на новую модель привёл к переносу конкурентного отбора мощности, за счёт чего плановый резерв может сократиться более чем на 11 ГВт и почему майнеры не являются надёжными потребителями, говорим в рубрике **«Интервью»** с директором по энергетическим рынкам и внешним связям «Системного оператора ЕЭС» Андреем Катаевым.

«Технологии» в этом номере журнала посвящены опыту применения промышленных очков дополненной реальности (AR-очки) при модернизации, реконструкции и строительстве энергообъектов в Группе «Интер РАО». В прошлом году «Интер РАО – Инжиниринг» закупило очки Rokid X-Craft, которые после интеграции с отечественной программной платформой «ИКСАР» стали использоваться на Полярной ГТЭС и Ивановских ПГУ.

Плюс, как всегда, актуальные новости российской и мировой энергетики и много другой полезной и интересной информации.

Редакция журнала «Энергия без границ»

→

01



←
06

04 главные события
в России

06 главные события
в мире

08 тема номера

Под натиском
новых льгот

*Запросы потребителей
о дополнительных преференциях
по оплате электроэнергии превосходят
возможности энергорынка*

↓
08



12 инфографика

Энергетика в цифрах

*Ключевые показатели работы компаний
отрасли*

14 мировая практика

Солнце и ветер
Центральной Азии
привлекают Китай

16 эксперт-клуб

Правила закупок

*Эксперты говорят о формировании
консолидированного отраслевого заказа,*

14 →



*индикативных цен и унификации процессов
закупки*

20 инжиниринг

Восточная стройка

*«Интер РАО» 30 августа приступило
к строительству Новоленской ТЭС в Якутии*



↑
20



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
«Энергия без границ»,
№ 3 (80) СЕНТЯБРЬ 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



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

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
Мария Олеговна

Адрес типографии: 107145, Россия,
г. Москва, Б. Головин пер., д. 11
Подписано в печать: 13.09.2023
Дата выхода в свет: 20.09.2023
Тираж: 1500 экз.
Распространяется бесплатно



22 интервью

Андрей Катаев:
«Решение
о корректировке
КОММод во многом
будет зависеть
от готовности
машиностроителей»

*ЭБГ поговорила с директором
энергетическим рынкам и внешним связям
«Системного оператора ЕЭС» Андреем
Катаевым о подготовке СиПР, сокращении
резервов, потребности в новой генерации
и управлении спросом*

28 энергосистема

Атомная генерация
нуждается в отдыхе

30 технологии

Инжиниринг
в дополненной
реальности

32 NB

Лечение
электричеством:
первые опыты

**34 календарь дней
рождения ключевых
персон ТЭК России
в августе – сентябре**

36 фото номера

Дальний Восток
продолжает
подстёгивать
рост спроса на
электроэнергию



40%

(до 1,7 ГВт) может составить рост мощности, используемой в РФ для майнинга криптовалют, из-за ослабления курса рубля.

Поставщиком самых громких отраслевых новостей в июле – августе оставалась Генпрокуратура РФ, в мае уже добившаяся в суде обращения в доход государства 15% «Коми энергосбытовая компания» (КЭСК, подконтрольна «Т Плюс»). В июле суд Ярославля принял решение взыскать в пользу государства почти 82% акций ТГК-2 из-за того, что бенефициар компании Леонид Лебедев, являясь членом Совета Федерации, вопреки закону фактически продолжал заниматься предпринимательской деятельностью, а приобретя акции ТГК-2, совершил коррупционное преступление, так как не имел достаточных доходов. Ответчики, со счетов которых акции ТГК-2 должны быть списаны в пользу государства, не согласились с таким решением и попытаются оспаривать его.

Ближе к концу августа Генпрокуратура подала подобный иск к самому богатому, по версии Forbes, российскому бизнесмену Андрею Мельниченко, активы семьи которого оцениваются в \$25,2 млрд. Надзорное ведомство предъявило претензии относительно сделки 2018 года. Тогда структуры, подконтрольные СУЭК г-на Мельниченко, выкупили контрольный пакет «Сибэко» у компаний экс-министра Открытого правительства Михаила Абызова за 32 млрд рублей. Год спустя г-н Абызов был арестован, а спустя ещё четыре года Генпрокуратура сочла сделку коррупционным преступлением, так как, по её данным, Андрей Мельниченко знал, что

покупает «Сибэко» у чиновника, которому запрещено заниматься предпринимательством. Судебные заседания по делу, которые юристы называют беспрецедентным, пройдут в сентябре.



Александр Кряжев / РИА «Новости»

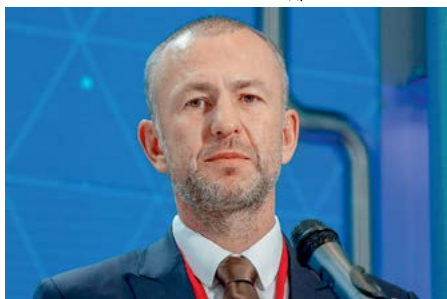
Новосибирская ТЭС-5 – одна из станций, входивших в «Сибэко»

До **25** млрд рублей может составить общий взнос российского электроэнергетического сектора в бюджет в виде выплат по налогу на сверхприбыль (windfall tax), подсчитал «Коммерсантъ». В соответствии с принятым Госдумой в июле законом, оплатить новый налог с 50-процентной скидкой компании могут до 30 ноября.

После судебного решения об изъятии бумаг ТГК-2 достаточно неожиданно попала в ещё один примечательный тренд: массовых дискретных аукционов на Московской бирже. С конца июня по середине августа

спецрежим торгов вводился несколько раз за каждую торговую сессию, как правило, из-за роста котировок акций энергокомпаний второго-третьего эшелонов более чем на 20%. Но если спецрежим торгов для бумаг ТГК-2 объявлялся лишь однажды, то по акциям энергосбытов, прежде всего подконтрольного «Россетям» холдинга «ТНС энерго», – несколько раз в неделю. Котировки разгоняли физлица, массово устремившиеся на фондовый рынок в поисках защиты от инфляции, полагали отраслевые эксперты. При этом

Андрей Мельниченко



Сергей Карлухин / фотосагентство ТАСС

100,02%

составил уровень расчётов на ОРЭМ в I полугодии, долги снизились до 71,9 млрд рублей.

ситуативные инвесторы выбирали для вложений акции «тёмных лошадок» – компаний третьего эшелона, среди которых много региональных игроков энергорынка. В результате котировки отдельных эмитентов выросли в течение пары месяцев в несколько раз.

В августе часть новостей в энергетическом секторе обеспечивала погода. В начале месяца был зафиксирован целый ряд летних максимумов потребления мощности в ОЭС Северо-Запада, Средней Волги и Юга, а также в энергосистемах более чем двух десятков регионов. В европейской части России был достигнут новый летний рекорд потребления – 132 ГВт (+5,7 ГВт к прошлому рекорду). В ОЭС Юга, энергосистемах Краснодарского и Ставропольского края, Адыгеи и Ростовской области установлены абсолютные исторические максимумы потребления мощности. В перечень рекордсменов не попал Дагестан, но именно здесь

у «Россетей» случились самые большие проблемы. Из-за жары, которая достигала 43 °С, в республике горели подстанции и трансформаторы. 9 августа сетевое оборудование вышло из строя в Махачкале и Дербенте, после чего в республике начались веерные отключения. К концу второй декады число абонентов, попадавших в августе под отключения, превысило численность населения республики и составило 3,5 млн человек. Местные жители несколько раз перекрывали улицы в Махачкале, протестуя против отсутствия энергоснабжения. Следственный комитет завёл уголовное дело по факту халатности должностных лиц компании «Россети Северный Кавказ» и филиала «Дагэнерго». Управление Роспотребнадзора по Дагестану объявило, что ведёт подготовку к подаче коллективного иска к «Россети Северный Кавказ», после чего глава республики Сергей Меликов предложил республиканским органам власти также подавать иски к «Россетям» из-за некачественного обслуживания

энергокомплекса. В Минэнерго России заявили, что перебои в Дагестане связаны с недофинансированием сетевого комплекса и низкой платёжной дисциплиной потребителей. Ситуация должна стабилизироваться после реализации в регионе четырёхлетней программы увеличения сетевой мощности, дополнительные средства на которую выделил кабмин.

Выработка электроэнергии в России в первом полугодии сохранилась на прошлогоднем уровне и составила 589 млрд кВт•ч, отчитался 26 июля Росстат. На фоне роста цен объём производства, передачи и распределения электроэнергии в деньгах вырос на 14,6%, до 457,1 млрд рублей. В сегменте тепла и пара прирост составил 11,4%, до 67,2 млрд рублей. При этом по итогам года Минэнерго прогнозирует рост выработки на 3,5%, до 1179 млрд кВт•ч, сообщил в интервью ТАСС, опубликованном 27 июля, глава министерства Николай Шульгинов.

Значимым для сектора событием стал подписанный **4 августа** Президентом РФ Владимиром Путиным закон о системе низкоуглеродных сертификатов. Согласно ему, низкоуглеродными признаются атомная генерация или объекты, работающие на основе ВИЭ «без использования процесса горения». После принятия закона Минэнерго сообщило, что оценивает совокупную величину спроса на новый инструмент в 200 млрд кВт•ч в год (чуть меньше 20% текущего потребления), тогда как год назад при обсуждении механизма «Совет рынка» говорил о 400 млрд кВт•ч. Спустя несколько дней Ассоциация развития возобновляемой энергетики отчиталась, что по свободным двухсторонним договорам (СДД) за последние 4,5 года было продано 2,74 млрд кВт•ч, что составляет около 0,3% ежегодного потребления в стране. Правда, спрос на СДД на фоне прошлогоднего ухода из страны стандарта I-REC существенно растёт: в первом полугодии объём поставок (905 млн кВт•ч) оказался почти таким же, как за весь прошлый год (1 092 млн кВт•ч).

▼ Архангельская ТЭЦ ТГК-2



→

05

В МИРЕ



1. Бразилия

Блэкаут в масштабе страны

В середине августа в бразильской энергосистеме произошёл масштабный сбой, повлёкший нарушение энергоснабжения в столице и 25 из 26 штатов, говорится в международном обзоре «Системного оператора ЕЭС России».

Согласно предварительным данным, причиной блэкаута стала некорректная работа релейной защиты ЛЭП 500 кВ Quixadá-Fortaleza II, приведшая к её отключению. После этого произошло резкое снижение напряжения, включившее системные защиты. В итоге из действующей на тот момент нагрузки в 73 ГВт выпало почти 19 ГВт, национальная энергосистема разделилась на три части. Объем отключённой нагрузки потребления составил 83% в северном регионе, около 50% – в северо-восточном регионе и 20% – в юго-восточном регионе. Для восстановления нормального режима работы потребовалось более шести часов.



2. Аргентина и Уругвай

Межгосударственная модернизация

Межамериканский банк развития (IDB) одобрил кредитную линию в размере \$800 млн на модернизацию гидрокомплекса Salto Grande мощностью 1890 МВт, расположенного на территории Аргентины и Уругвая, говорится в международном обзоре «Системного оператора ЕЭС России».

Модернизация Salto Grande – первый проект, реализуемый двумя странами. Аргентина и Уругвай являются членами Системы энергетической интеграции

стран Южного конуса – инициативы, направленной на содействие региональной энергоинтеграции, центральное место в которой занимает Salto Grande. Южный конус – это южная часть Латинской Америки, по форме напоминающая перевернутый конус; включает в себя Аргентину, Чили, Уругвай, иногда Парагвай и юг Бразилии.

IDB активно поддерживает модернизацию гидрокомплекса с 2019 года. Одобрённый кредит прежде всего будет направлен на модернизацию инфраструктуры и укрепление институциональной среды для реализации проекта (совершенствование цифрового корпоративного управления путём реализации мер по обеспечению кибербезопасности).



3. Кения

Новая ГеоТЭС в кенийских «Воротах ада»

Кения в 2022 году обеспечила чуть более половины глобального прироста мощности геотермальных теплоэлектростанций. Если по всему миру было введено в эксплуатацию 163 МВт ГеоТЭС, то отдельно в Кении – 83 МВт, сообщила ассоциация «Глобальная энергия» со ссылкой на данные Global Energy Monitor.

Прирост мощности в стране полностью был обеспечен за счёт завершения строительства электростанции Olkaria VII в национальном парке «Ворота ада». Общая мощность действующих в Кении геотермальных ТЭС в результате достигла 727 МВт. Страна по этому показателю занимает шестое место в мире, уступая США (2852 МВт), Индонезии (2124 МВт), Филиппинам (1590 МВт), Новой



Зеландии (926 МВт) и Исландии (763 МВт). При этом геотермальные ТЭС являются наиболее распространённым источником электрогенерации в Кении. По оценке экспертов ассоциации «Глобальная энергия», на их долю в 2022 году приходилось 45% выработки, тогда как на долю ветровых, солнечных и гидроэлектростанций – в общей сложности 43%, а на долю всех прочих источников, включая дизельные генераторы, – 12%.

Чуть менее половины прошлогоднего прироста мощности ГеоТЭС обеспечили США и Индонезия. Общеплановая мощность геотермальных электростанций по итогам прошлого года достигла 11,7 ГВт.



Reisegraf.ch / Shutterstock.com



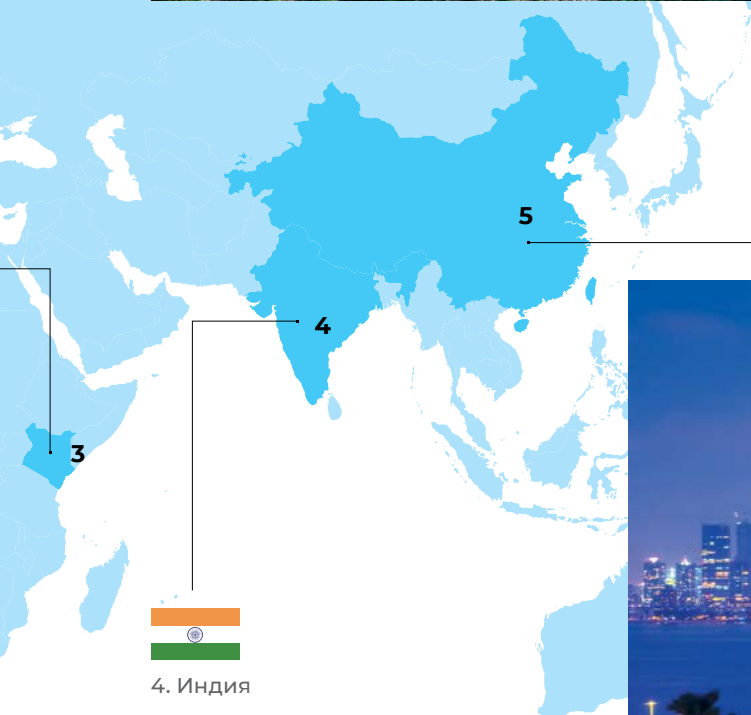
5. Китай

Рост ВИЭ-генерации

Установленная мощность объектов зелёной энергетики в Китае по состоянию на конец июня составила 1,32 тысячи ГВт, увеличившись на 18,2% год к году.

Мощность ветряных электростанций выросла на 13,7%, до 389 ГВт, солнечных – на 39,8%, до 470 ГВт, передал Интерфакс со ссылкой на данные Государственного управления по делам энергетики.

Общий объём установленной мощности электростанций страны за этот же период вырос на 10,8%, до 2,71 тысячи ГВт. Таким образом, на долю ВИЭ пришлось 48,8%.



4. Индия

Бум гидроаккумуляции

В центральной и западной части Индии в ближайшие годы могут появиться новые гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС) мощностью почти 16 ГВт.

В августе компания Tata Power и власти индийского штата Махараштра подписали меморандум о взаимопонимании по вопросу реализации проектов строительства в штате двух гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) суммарной мощностью 2,8 ГВт. Одна ГАЭС, мощностью 1,8 ГВт, будет размещена в районе города Пуна, а вторая ГАЭС,



мощностью 1 ГВт, – в районе города Бхивпури, недалеко от Мумбаи. Общая стоимость проектов оценивается около \$1,6 млрд.

До этого, в июне, национальная гидроэнергетическая корпорация NHPC заключила с Департаментом энергетики штата Махараштра меморандум о взаимопонимании, который предусматривает разработку четырёх проектов ГАЭС

суммарной мощностью 7,35 ГВт: Kalu – 1,15 ГВт, Savitri – 2,25 ГВт, Jalond – 2,4 ГВт и Kengadi – 1,55 ГВт.

Также в июне ещё одна индийская энергокомпания – Torrent Power – подписала соглашение со штатом Махараштра о строительстве трёх ГАЭС на 5,7 ГВт. Станции Karjat (3 ГВт), Maval (1,2 ГВт) и Junnar (1,5 ГВт) расположатся в округах Райгарх и Пуна.



07

Под натиском новых льгот

текст: Александра Белкина

Российский бизнес в новых условиях – санкций, снижения курса рубля и инфляционной нестабильности – вынужден максимально сокращать производственные издержки, чтобы сохранить и рентабельность, и объёмы продаж. Экономить пытаются разными способами, в том числе за счёт контрагентов, так что на энергорынок в этом году пришла новая волна желающих получить льготы на энергоснабжение. Среди них оказались связисты, претензии которых даже вылились в публичный спор между Минцифры и Минэнерго. При этом энергетики и крупные промпотребители на протяжении многих лет говорят об отсутствии на рынке резервов для дальнейшего наращивания перекрёстного субсидирования. Но хотя внутри сектора продолжается борьба за сокращение имеющейся «перекрёстки», её объём пока только растёт.

Решение о минимизации льгот по подключению к электросетям, принятое с подачи «Россетей» для поправки их бюджета, не могло не вызвать критику со стороны потребителей, в том числе бизнеса. Выразителем коллективных интересов стали связисты, чьи тарифы находятся под пристальным вниманием Федеральной антимонопольной службы (ФАС). В апреле стало известно, что операторы связи «большой тройки» («Билайн», МТС и «Мегафон»), а также башенной инфраструктуры пожаловались главе Минцифры Максиму Шаддаеву на существенное увеличение затрат на подключение объектов связи к электросетевой инфраструктуре. После отмены льгот по техприсоединению (ТП), предусматривавших платёж в 550 рублей

за мощность до 15 кВт, с 1 июля прошлого года затраты на подключение базовых станций выросли в разы и продолжают расти, указывали компании. В этом году ставки ТП выросли до 4 тысяч рублей за 1 кВт, с 1 июля 2024 года они поднимутся до 5 тысяч рублей; по словам представи-

телей отрасли, затраты на присоединение каждой станции достигли 10% её стоимости. Сотовые компании, уже попавшие под антимонопольное расследование ФАС после прошлогодней попытки повышения тарифов, пригрозили профильному министерству новым витком цен. В ведомстве разделили обеспокоенность подшефного бизнеса, сообщив, что, по министерским данным, стоимость подключения к сетям выросла в 30–60 раз, и пообещали проанализировать влияние отмены льготного ТП на возможное повышение стоимости услуг фиксированной и мобильной связи.

Отстаивать позиции энергосетей пришлось уже Минэнерго. Тарифы на присоединение оборудования связи к электросетям хоть и выросли, но «всё равно остаются льготными»,





заявил министр Николай Шульгинов, комментируя жалобы операторов. «Энергетики платят за связь по коммерческим ценам. Это как-то странно, не по-партнёрски», – сказал он, отметив, что цены на энергию в России остаются, «наверное, самыми доступными в мире», и предположил, что ФАС, возможно, стоит посмотреть на то, по каким ценам операторы связи покупают оборудование и устанавливают вышки.

Через месяц, в конце мая, Ассоциация малых операторов России (АМОП) вновь подняла тему и попросила правительство уточнить методические рекомендации ФАС по установлению тарифов на доступ к инфраструктуре сетей электросвязи. В Минцифры «Коммерсанту» тогда заявили, что «уже занимаются решением вопроса», поскольку искусственное завышение цен на доступ к инфраструктуре может ограничить развитие сетей связи в удалённых регионах.

До этого момента фактически единственным интересантом темы среди энергетиков оставались сетевики. Из-за льгот по техприсоединению «Россети», согласно их подсчётам, в 2009–2019 годах недополучили 55 млрд рублей: при заявках на 7 ГВт реальное потребление составило 20%. Но в июле при обсуждении проблем связистов в Совете Федерации речь зашла уже о льготном тарифе на потребляемую энергию. Спеццены на энергию для отдельных категорий потребителей формируются

В июле при обсуждении проблем связистов в Совете Федерации речь зашла уже о льготном тарифе на потребляемую энергию

за счёт перекрёстного субсидирования, которое оплачивают прочие крупные потребители. Они много лет ратуют за сокращение объёма «перекрёстки», и перспектива его увеличения, которое, по экспертным оценкам, составит от 1 млрд рублей, их не обрадовала.

В середине августа Минцифры представило для общественного обсуждения проект Стратегии развития отрасли связи до 2035 года. В нём прописаны льготы для операторов связи, но только в части техприсоединения. Проект предполагает и пониженные тарифы на электроэнергию, правда, уже для другой группы подопечных министерства – центров обработки

данных. Кроме того, Минцифры хочет добиться снятия административных барьеров и обеспечения недискриминационного доступа к инфраструктуре смежных отраслей, в том числе энергетики. Обсуждение проекта продлится до середины сентября, после чего его планируется внести в кабмин.

Вопрос о спецтарифах для операторов ЦОД (эта категория включает и легальных майнеров) игроки этого сектора пытаются поднять не первый год, но неизменно натываются на активное сопротивление энергетиков и регуляторов. Новый вид пока ещё энергоёмкого бизнеса мобилен и способен переезжать вслед за дешёвыми тарифами, нередко меняя не только регионы, но и страны. Искажение ценовых сигналов, нарушение принципов конкуренции и создание точечных преференций, увеличивающих «перекрёстку», вредно не только для энергетики, но и для всей экономики в целом, считают в «Сообществе потребителей энергии».

С

отовые операторы и ЦОДы оказались не единственными желающими получить преференции за счёт энергорынка.

В этом году продолжилась многолетняя история правок в механизм «дальневосточной надбавки», в рамках которого потребители ценовых зон оптового энергорынка оплачивают скидки на электроэнергию потребителей для Дальнего Востока (помимо населения). В этом году сумма надбавки составляет 35,4 млрд рублей. Ещё в начале этого года предполагалось, что предприятия ТЭК, добытчики драгоценных камней и металлов в ДФО в течение трёх лет будут поэтапно выведены на экономически обоснованный уровень цен. Однако в мае кабмин поддержал законопроект, продлевающий льготы для потребителей, относящихся к сфере добычи драгоценных металлов и камней и реализующих инвестпроекты в арктической зоне РФ, до конца действия механизма – 2028 года. Это замедлит сокращение объёма перекрёстного субсидирования вопреки надеждам промышленности.

Весной традиционный поход в правительство за дешёвым электричеством совершили представители аграриев: премьеру Михаилу Мишустину на встрече с депутатами Госдумы в апреле пришлось вновь объяснять, что идея о льготных тарифах для сельского хозяйства достаточно спорная, так как тогда доприходы лягут на других потребителей. О спецтарифах на энергообеспечение регулярно говорят в сегменте

электромобилей и зарядной инфраструктуры. В этом году к ним присоединились новые просители. Об этом в июне на совещании у президента Владимира Путина о развитии внутренних водных путей говорил Николай Шульгинов, комментируя предложение установить льготные энерготарифы для зарядки электросудов.

«(В проекте поручения по итогам совещания. – Прим. ред.) прописано, что на эту тему нужно проработать вопрос установления специального тарифа на электроэнергию для зарядки электросудов. Я его читаю как льготный тариф. Мне кажется, создание преимуществ в обеспечении доступа к энергетической инфраструктуре за счёт электросетевых компаний, которые также различные социальные функции выполняют, а затраты оплачиваются потребителями, – это не совсем правильно», – сказал он.

Основным способом снижения тарифов в России является перенос ценовой нагрузки на другие группы потребителей – такой подход является глубоко порочным, считает директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ Сергей Сасим.

«Если говорить о новых «льготниках», увеличивающих нагрузку на других потребителей, то необходим законодательный запрет на появление таких претендентов», – говорит он, отмечая, что сейчас попытки разнообразных групп пролоббировать спецусловия энергоснабжения не встречают поддержки в правительстве.

Постоянно противодействуя отдельным категориям потребителей, пытающихся получить преференции за счёт оптового энергорынка, регуляторы (Минэнерго и «Совет рынка») уже несколько лет заявляют, что финансовые ресурсы ОРЭМ исчерпаны, денег не всегда хватает на решение задач, актуальных для самих энергетиков. При этом они хотели бы izbавить рынок от непрофильной нагрузки, которой могут считаться даже опосредованные инвестиции в производство ВИЭ-компонентов в рамках программы ДПМ, но процесс идёт с пробуксовкой.

Согласно прежней стратегии развития электросетевого комплекса РФ, объём «перекрёстки» планировалось кратно снизить к 2022 году – до 50 млрд рублей. Провалившиеся планы были заменены новыми: в апреле 2020 года по поручению кабмина ФАС разработала не слишком амбициозный график снижения «перекрёстки» с 239,4 млрд рублей в 2021 году до 216,5 млрд рублей к 2031 году, то есть среднегодовые темпы снижения должны

были составить менее 1% в год (2,3 млрд рублей). В 2021 году ФАС сделала более оптимистичный прогноз, заявив, что перекрёстное субсидирование можно сократить на 50–70% за семь – десять лет за счёт действующего механизма – индексации бытовых тарифов более быстрыми темпами, чем сетевых.

Однако пока не удаётся реализовать даже умеренный вариант. Если в 2022 году предельный объём «перекрёстки», согласованный федеральным центром, составлял 241,2 млрд рублей, то на 2023–2024 годы он был увеличен до 291,4 млрд рублей. Прирост этого года оказался в 3,2 раза выше суммарного изменения объёмов «перекрёстки» за восемь предыдущих лет и более чем в 20 раз превышает темпы роста в 2020 и 2021 годах. Если с 2015 года средний темп прироста объёмов субсидирования составлял около 3%, то в этом году – сразу 18%, отмечает г-н Сасим. Увеличение «перекрёстки» эксперты объясняли введением расчётной предпринимательской прибыли (5%) в электросетях, а также мораторием на индексацию тарифов до середины 2024 года. При этом в последнее время внедряются решения, которые формально снижают объём перекрёстного субсидирования, не решая проблему по сути. Так, ФАС при расчёте тарифов для населения увеличила число часов использования мощности, что снизило величину экономически обоснованного тарифа на передачу, уменьшая тем самым формальный объём субсидирования, пояснил представитель НИУ ВШЭ.

Сумма в 291,4 млрд включает лишь перекрёстное субсидирование в рамках «сетевого котла», за которым следит ФАС, напоминает директор группы аналитики в энергетике Kept Сергей Роженко. По его словам, помимо населения в числе льготников – девять регионов, получающих энергию по регулируемым договорам (РД), а также крупная промышленность, подключённая напрямую к магистральным сетям, которая платит инвестиционную надбавку ОРЭМ (около 20% от конечной розничной цены энергии) и «перекрёстку» в рамках РД, но не участвует в компенсации «сетевого котла». Долю РД (с учётом поставок населению) Сергей Сасим оценивает в объёме, не превышающем 20% от всех поставок.

«Фактически существует две модели «перекрёстки»: условно «региональная» и «федеральная», каждая из которых живёт по своим правилам. В первом случае в среднем по РФ мы имеем 35–40% льготников, во втором – 18–20%. Очевидно, что наиболее остро проблема



В 2022 году предельный объём «перекрёстки» составлял

241,2
млрд рублей,

на 2023–2024 годы он увеличен до

291,4
млрд рублей



и 770 млрд рублей к 2025 и 2030 годам соответственно. Этот прогноз в текущих условиях остаётся актуальным, говорит г-н Роженко. Помимо бытового потребления, в последние годы растущего быстрее коммерческого (до 3–4% в год в отдельных регионах), он выделяет проблему диспаритета тарифов внутри группы «населения»: до трёх четвертей бытовой «перекрёстки» приходится на «суперльготы» – жители сельской местности при оплате энергии пользуются понижающим коэффициентом 0,7, однако это не только сельские жители с невысокими доходами, но и состоятельные жители коттеджей в пригородных агломерациях, а также негазифицированных многоэтажных новостроек.

«С учётом темпов ввода жилья – 70–75 млн кв. м в год – только органический прирост «суперльгот» составляет 5–7 млрд рублей в год, что резко ухудшает и без того сложное положение распределительных сетей в регионах. Например, тариф на передачу в сёлах Липецкой области, а также для горожан, использующих электроплиты, утверждён на уровне 0,3 рубля за 1 кВт•ч, а только компенсация потерь в сетях обходится «Россетям» в 1,19 рубля на 1 кВт•ч полезного отпуска. Отмена избыточных льгот пригородов и новостроек могла бы существенно повысить гибкость тарифного регулирования на уровне регионов и дополнить дифференциацию тарифов», – отмечает г-н Роженко.

Для снижения объёмов «перекрёстки» нужно пересмотреть текущую методологию расчёта единых (котловых) тарифов на передачу энергии: пока же получается, что потреблению с самым высоким уровнем надёжности соответствуют самые низкие экономически обоснованные ставки, говорит Сергей Сасим. Необходимо разработать и внедрить методологию учёта объёмов субсидирования, которая будет учитывать все его виды. После этого можно вернуться к исполнению ранее принятых решений по сокращению «перекрёстки», утвердить ориентиры для каждого из регионов, но темпы снижения объёмов при этом должны быть не ниже уровня инфляции. Кроме того, нужно отменить понижающие коэффициенты «суперльготников», а также избежать недостатков концепции объединения тарифных зон рассмотреть возможность установления отдельных тарифов на передачу на территориях, экономическое развитие которых требует федеральной поддержки.

стоит по отдельным регионам, где снижается число потребителей, оплачивающих дополнительную нагрузку от «социальной» «перекрёстки» в распределительных сетях», – говорит г-н Роженко.

Региональное неравенство в перекрёстном субсидировании значительно. По данным Сергея Сасима, самый низкий показатель удельной величины «перекрёстки» в этом году фиксируется в Москве (0,05 рубля на 1 кВт•ч). Следом идут Иркутская (0,17 рубля), Мурманская (0,2 рубля) и Московская области (0,24 рубля). На другом полюсе – Марий Эл (1,47 рубля на 1 кВт•ч), Дагестан (1,46 рубля), Чечня (1,41 рубля), Краснодарский край (1,39 рубля) и Липецкая область (1,38 рубля). В ходе тарифной кампании на этот год ФАС было согласовано превышение предельных уровней тарифов на передачу в 20 регионах, в результате на них пришлась треть всего объёма «перекрёстки» (95,6 млрд рублей).

Ситуация с перекрёстным субсидированием в России не уникальна, но имеет свои особенности. В Германии и Великобритании исторически около четверти всей энергии продаётся на льготных условиях, в основном энергоёмкой и металлургической промышленности. На фоне энергокризиса 2021–2022 годов временные скидки в странах ЕС получало и население. Вопрос скорее в том, насколько целесообразно и эффективно используются средства для достижения целей национального развития и обеспечения реального роста благосостояния населения. Здесь у России существует значительный задел для повышения эффективности, говорит Сергей Роженко.

общий объём «перекрёстки», учитывающий все составляющие, Керт в 2020 году оценивал в 445 млрд рублей, с тенденцией к росту до 600 млрд

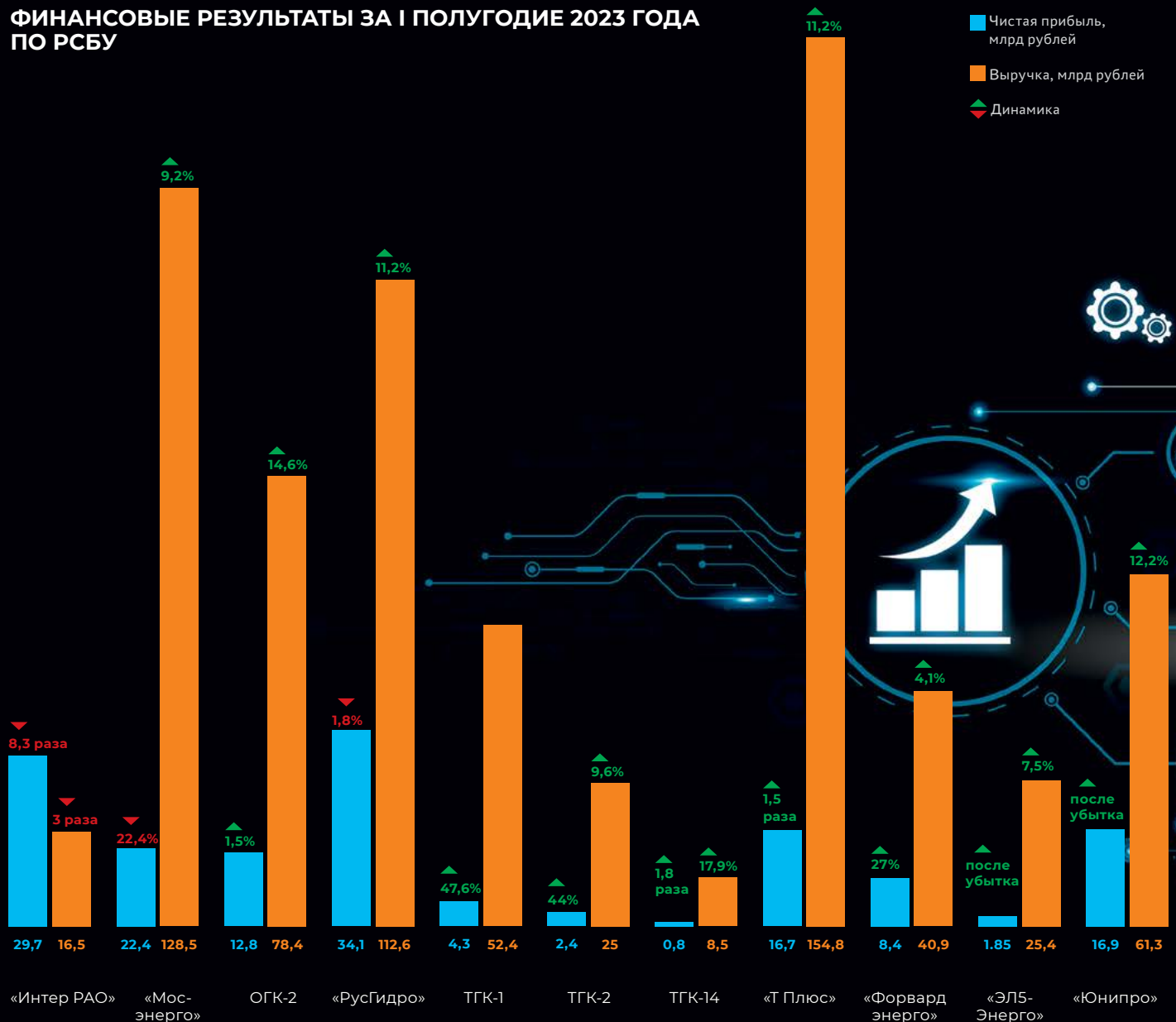


Энергетика в цифрах

Источник: данные компаний

Российские компании с июля возобновили публикацию финансовых отчётов, прерванную из-за введённого в прошлом году моратория, хотя бизнес активно просит Центробанк и Минфин всё же продлить запрет. В энергосекторе традиционно отчёты не раскрывала Сибирская генерирующая компания (СГК). Теперь к ней добавилась «Квадра», совершившая делистинг после покупки одной из структур «Росатома». К моменту сдачи номера в печать не были опубликованы отчёты «Россетей» и Еп+. Однако имеющиеся данные всё же позволяют сделать срез состояния отрасли, поэтому мы собрали в инфографике наиболее важные из опубликованных показателей.

ФИНАНСОВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ЗА I ПОЛУГОДИЕ 2023 ГОДА ПО РСБУ



ПРОИЗВОДСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, млрд кВт·ч



- «Форвард энерго» и ТГК-2 не раскрывали данные о выработке за I полугодие 2023 года.

ДИВИДЕНДЫ, млрд рублей (суммарно по итогам года, включая промежуточные)



Солнце и ветер Центральной Азии привлекают Китай

текст: Роман Громов

Одним из ключевых практических итогов первого саммита «Китай – Центральная Азия», прошедшего в мае, стало фактическое объявление о ВИЭ-экспансии Поднебесной в регионе. Китайские компании планируют построить в Казахстане, Киргизии и Узбекистане крупные солнечные (СЭС) и ветровые электростанции (ВЭС) и даже разместить локализованные производства компонентов для них. Таким образом КНР сможет закрепиться на новых рынках для своих СЭС и ВЭС, производство и ввод которых внутри страны уже измеряются сотнями гигаватт в год. А страны Центральной Азии, испытывающие всё нарастающие проблемы в электроэнергетике, рассчитывают на их решение.

На саммите «Китай – Центральная Азия» председатель КНР Си Цзиньпин представил масштабную программу сотрудничества в сфере экономики и безопасности, значимым элементом которой должны стать совместные проекты в энергетике. Китай готов предоставить Казахстану, Киргизии, Таджикистану, Туркменистану и Узбекистану финансовую поддержку и гранты на сумму \$3,8 млрд.

Узбекистан договорился о строительстве 11 СЭС и ВЭС суммарной мощностью 4,8 ГВт, стоимость которых составит \$4,4 млрд, сообщила пресс-служба президента Шавката Мирзиёева по итогам его госвизита в Китай. Ежегодный прирост энергоспроса в Узбекистане превышает 5%, и страна уже ежегодно импортирует энергии более чем на \$100 млн. С 2016 года объём собственной генерации здесь вырос почти на 26%, до 74,3 млрд кВт•ч (установленная мощность энергосистемы – 16 ГВт), но к 2030 году, по расчётам Минэкономразвития республики, потребление увеличится ещё более чем на треть, до 110 млрд кВт•ч. В феврале власти

сообщали, что за последние три года в зелёную энергетику Узбекистана привлечены прямые инвестиции в размере \$8 млрд, сейчас строятся 18 СЭС.

В Киргизии планируется строительство 1 ГВт СЭС в Иссык-Кульской области, соглашение об этом было подписано в мае с China Power International Development Ltd. В июле консорциум китайских компаний PowerChina Northwest Engineering Corporation Ltd, Green Gold Energy (GGE) и China Railway 20th Bureau Group Co Ltd. подписали с республиканскими властями инвестсоглашение о проектировании и эксплуатации Казарманского каскада ГЭС из четырёх станций суммарной мощностью 1,16 ГВт. Инвестиции в проект оцениваются в \$2,4–3 млрд. Работы по строительству ГЭС планируется начать в конце 2024 года после разработки технико-экономического

обоснования, завершить проект – к 2030 году.

Основу энергосистемы Киргизии с установленной мощностью электростанций около 3,6 ГВт составляют ГЭС, запущенные ещё в советское время (до 98% выработки). Республика остаётся энергодефицитной уже несколько лет. В прошлом году при потреблении в 17,2 млрд кВт•ч выработка составила лишь около 14 млрд кВт•ч, остальной объём импортировался из соседних стран. В этом году к поставкам с транзитом через Казахстан присоединилось российское «Интер РАО». К 2026 году спрос на энергию внутри страны, по прогнозам властей, вырастет до 19 млрд кВт•ч, а дефицит – до 5–6 млрд кВт•ч.

24 июля Кыргызстан ввёл режим ЧС в энергетике до конца 2026 года из-за низкого уровня притока воды в бассейне реки Нарын и нехватки мощностей на фоне «стремительно опережающего роста



энергопотребления». В рамках режима ЧС среди прочего упрощается выделение земель под ВИЭ-проекты, а также предусматривается их ускоренное изъятие при нецелевом использовании.

В Казахстане китайские производители не только намерены построить 1 ГВт ВЭС, но и локализовать производство отдельных компонентов для них. Соглашение о строительстве ветропарка в республике было заключено между министерством энергетики, фондом «Самрук-Казына», государственной энергетической инвесткорпорацией Китая (СПИН) и SANY Renewable Energy. Одновременно СПИН намерена локализовать производство лопастей (инвестиции – \$70 млн), башен ВЭС (\$53 млн, 200 комплектов в год) и организовать сборку гондол (\$25 млн).

Доля ВИЭ в Казахстане составляет около 10%: 2,4 ГВт из 24,5 ГВт установленной мощности энергосистемы. При этом, по словам руководства «Самрук-Энерго», запас прочности электростанций в Казахстане исчерпан, а к 2029 году дефицит достигнет 3 ГВт. В последние два года ситуацию усугубляют майнеры, мигрировавшие в страну после запрета этого бизнеса в КНР. При росте потребления за пять лет на 9,4% Казахстан не успевает своевременно строить новую генерацию из-за недостатка финансирования и низких тарифов.

При этом износ сетей и тепловой генерации в стране уже сейчас приводит к масштабным авариям, которые затрагивают соседние страны. 3 июля на Мангистауском атомном энергетическом комбинате (МАЭК) из-за резкого увеличения подпитки на котле произошла вынужденная остановка энергоблока № 1 с набросом мощности на транзитную ЛЭП, отключением потребителей в Мангистауской и Атырауской областях и переходом энергосистемы на изолированную



Реализация крупных энергопроектов в Центральной Азии призвана закрепить экономическое доминирование Китая в регионе

Vladimir Tretyakov/Shutterstock.com



работу. Запустить блок МАЭК удалось лишь 9 июля, в это время энергоснабжение двух регионов Казахстана осуществлялось от ЕЭС России. Официальные причины ЧП – износ оборудования и просчёты при определении баланса и ремонтов.

реализация крупных энергетических проектов в странах Центральной Азии призвана закрепить экономическое доминирование Китая в макрорегионе. В настоящий момент конкуренцию китайским энергокомпаниям пытаются составлять, прежде всего, инвесторы из ОАЭ. В конце прошлого года стало известно о намерении саудовской Masdar построить 100 МВт СЭС в Туркменистане. В марте ACWA Power из ОАЭ подписала инвестсоглашения и договор на покупку электроэнергии с властями Узбекистана: инвестор планирует построить в стране две СЭС суммарной мощностью 1,4 ГВт и три системы накопления энергии на 1,2 ГВт.

В настоящий момент компании из КНР полностью закрывают гигантский внутренний рынок ВИЭ и стремятся занять максимальную долю на мировом. Мощность ВИЭ-генерации в Китае превысила 1,3 тысячи ГВт, увеличившись за год на 18,2%. В этом году запланированный объём ввода только СЭС составляет 120–140 ГВт. К 2030 году мощность ВЭС и СЭС в Китае должна превысить объём угольной генерации, а в 2060 году достигнет 4 тысяч ГВт при мощности всей энергосистемы страны в 6,7 тысячи ГВт.

Одновременно страна активно наращивает объём экспорта ВИЭ-компонентов: за пять месяцев этого года КНР увеличила экспорт солнечных панелей на 39%, до 88 ГВт (за весь 2022 год – 153 ГВт), из которых 52 ГВт поставлено в Европу. Только в этом году три крупных китайских компании заявили о планах строительства новых производств солнечных панелей. JinkoSolar анонсировала создание к 2025 году производственного комплекса мощностью 56 ГВт для каждого из продуктов – монокристаллических кремниевых слитков, кремниевых пластин, солнечных элементов и модулей. Trina Solar построит завод по производству кремниевых пластин мощностью 50 ГВт, а крупнейший в мире производитель кремниевых пластин – LONGi – планирует строительство завода на 100 ГВт кремниевых пластин и 50 ГВт солнечных элементов. Примечательно, что в мае LONGi снизил отпускные цены на свои солнечные панели сразу на 31% на фоне ценовой конкуренции.

→

Правила закупок

Комитет Торгово-промышленной палаты России по энергетической стратегии и развитию ТЭК на одном из последних заседаний поднял проблему взаимодействия поставщиков оборудования и заказчиков в электроэнергетике. Введённые в прошлом году санкции существенно ограничили возможности российских энергетиков по покупке оборудования и запчастей за рубежом, при этом мощности российских энергомашиностроительных предприятий уже загружены заказами, чему во многом поспособствовала программа модернизации тепловых электростанций. В этих условиях эксперты и представители отрасли вернулись к обсуждению вопросов формирования консолидированного отраслевого заказа, унификации закупочной деятельности и формирования индикативных цен на основные расходные материалы и комплектующие.

Кирилл Фролов, управляющий директор департамента банковского сопровождения контрактов Газпромбанка

Хотел бы более подробно обсудить проблему индикативных цен. Мы понимаем, что значат вещи, связанные со сбором информации по поводу ценника на рынке – это проблема всех компаний, которые занимаются поставками материально-технических ресурсов, особенно если это большие крупные объекты, как положено в электроэнергетике.

Наверное, из тех практик, которые для нас здесь наиболее интересны, это практика Газпрома, который в какой-то

момент времени перешёл как раз в логику банковского сопровождения. То есть там сказали, что хотят видеть всю цепочку поставщиков по тем материалам, по тем основным вещам, которые приходят на объекты компании. И фактически начиная с 2019 года, Газпром начал внедрять систему, связанную с банковским сопровождением. К чему это привело? Это привело к нескольким эффектам, которые хотелось бы здесь озвучить.

Во-первых, это привело к тому, что если заказчик видит цепочку поставщиков, когда сверху один поставщик, дальше компания-прокладка и дальше ещё поставщик, он начинает понимать совершенно очевидно, что оборудование можно купить и у следующего постав-

щика, фактически убирая сразу компанию-прокладку. С помощью механизма банковского сопровождения Газпром в течение четырёх лет фактически снизил наценку на ряд позиций где-то порядка с 40 до 8%. Параллельно с этим был ещё один вопрос реестру базовых поставщиков. Фактически в цепочку поставщиков попали непосредственно те компании, которые поставляли оборудование и не были компаниями-прокладками. Это означает, что фактически большее количество денег дошло до конечного производителя, с одной стороны, и с другой стороны, заказчик сократил себе издержки. Поэтому такой механизм был достаточно востребован Газпромом. Сейчас та наценка, которая



есть, составляет 7%. Газпром это видит и говорит: «Да, меня это устраивает, потому что мы понимаем, что поставщики тоже должны зарабатывать». Это правильная тема с точки зрения, наверное, вообще всей цепочки кооперации.

Второй момент с точки зрения индикативных цен. Вот давайте поймём, индикативные цены больше нужны для кого? Для госзаказа и для главгосэкспертизы, потому что когда они утверждают проекты, фактически главгосэкспертиза подтверждает эти ценники, которые есть. Но опять же, в тех проектах, которые есть сейчас, поданы в сметном расчёте, эти вещи связаны только с индикатором, то есть это не конечная цена. Это цена, от которой заказчики опять же начинают торговаться вниз. Надо, наверное, эту тему и оставить как индикативные цены: собрали данные, отправили и всё. А с точки зрения механизма управления ценой всё-таки банковское сопровождение более логично. Мы сейчас начали делать это в том числе для машиностроительных предприятий, потому что там, где есть производство крупных изделий типа судов, самолётов, турбин, есть огромная цепочка коопераций. Всё равно, допустим, «Силовые машины» всё не делают, есть ещё поставщики. И чем меньше поставщик, тем больше вероятность того, что он поставку не выполнит, если говорить честно. В этом ключе мы пришли к ещё одной теме – рисков бизнеса. Мы сказали, что готовы нашу информацию по поводу контрагентов отдавать заказчикам, потому что мы понимаем, что для них это критично.

Владимир Железняк, начальник отдела расчётов специального конструкторского бюро проектирования турбогенераторов АО «Силовые машины»

О консолидированном заказе сейчас очень сложно говорить, так как нет единого отраслевого регулятора, и в ближайшее время, я полагаю, его не будет. Раньше такими вопросами занималось Минэнерго, и тогда можно было говорить о едином заказе для нас – производителей и поставщиков оборудования. Сейчас у нас каждая генерирующая компания в частном порядке для каждого завода-изготовителя и разработчиков оборудования формирует свой объём заказа оборудования, запчастей, нужных услуг.

На мой взгляд, консолидированный заказ должен формироваться с учётом долгосрочного сервиса и поставки

запчастей, потому что сейчас мощности всех, подчёркиваю, всех, производителей основного энергетического оборудования загружены под программу модернизации ТЭС вплоть до 2026–2027 годов. Для того чтобы можно было размещать какие-то запчасти (речь о размещении производства – *Прим. ред.*), нужно формировать большой пул заказа на длительный срок, чтобы завод мог выделять соответствующие слоты для производства этих запчастей и, что сейчас немаловажно, для заказа и закупок полуфабрикатов, материалов, в первую очередь длинноцикловых (сейчас очень серьёзная ситуация по поковкам и литью, в частности).

Говоря об унификации закупочной деятельности, надо понимать, что мы являемся и заказчиками, и поставщиками. Мы имеем собственную закупочную процедуру, и каждый заказчик имеет свою закупочную процедуру, которую он нам транслирует. Может быть какое-то упрощение, применение лучших практик, но мы не уйдём от утверждённых процедур каждой организации. Надо принимать это как данность и выстраивать хорошие процессы взаимоотношений.

Консолидация научно-технической политики. Есть документ – Стратегия развития электроэнергетики. Там

Владимир Железняк:

Консолидированный заказ должен формироваться с учётом долгосрочного сервиса и поставки запчастей, потому что сейчас мощности всех производителей основного энергетического оборудования загружены под программу модернизации ТЭС вплоть до 2026–2027 годов.



→



в части испытаний прописано, это государственная политика стратегическая, сооружение испытательного центра. Но у нас есть пример двух компаний – ФСК и «Росатома» (которые имеют подобные центры – *Прим. ред.*). Они находятся на абсолютно параллельных курсах, они между собой никак не контактируют, никак не выстраивают общие технические требования как к конкретному локальному оборудованию, так и в принципе к испытательным центрам. Когда ФИЦ (Федеральный испытательный центр – *Прим. ред.*) в Петербурге прорабатывали, обсуждался вопрос законодательного регулирования: что должно испытываться и в каком объёме, кто будет это делать, сколько это будет стоить. Пока этого нет, но время идёт. Окончательный срок ввода озвучен, если я правильно понимаю, на уровне

министерства; но ничего куда не движется. В этом я вижу проблему.

Наш трансформаторный завод, который входит в контур «Силовых машин», – «Тошиба. Высоковольтные трансформаторы» – поставил трансформатор для АЭС «Аккую» в Турции. Они сказали, что ещё до санкций успели его отвезти в Голландию и испытать там. Когда будут следующие новые мощные изделия, в первую очередь это выключатели и трансформаторы, – в России их испытывать негде. Везти в Китай? Ну может быть.

Такие компании, как «Силовые машины», сами формируют, конечно, для себя стратегию развития с учётом того, что находится в парке оборудования, а также в соответствии со стратегией государства. «Росатом» – наиболее продвинутый в этих вопросах по планированию, стратегии развития, поэтому под него подстраиваются многие производители и разработчики оборудования,

Иван Березовский:

Индикативные цены будет очень сложно сформировать, потому что реальный разбег цен на данном момент огромный.

в том числе завод «Электросила» (входит в «Силмаш» – Прим. ред.).

Иван Березовский, начальник управления сопровождения инвестиционных проектов ПАО «РусГидро»

Индикативные цены будет очень сложно сформировать, потому что реальный разбег цен на данный момент огромный. Что касается консолидированного заказа. Это сложный процесс, потому как компаний-заказчиков много и сформировать среди нас единый заказ будет довольно-таки сложно.

По импортным закупкам в основном мы сейчас имеем проблемы с АСУТП и с ГТД (газотурбинными двигателями – Прим. ред.), а именно с запчастями для них. Как правильно отмечают коллеги, сервис как таковой мы можем выполнять – руки есть, но нечем (с точки зрения запчастей – Прим. ред.). Здесь всё-таки надо организовывать какое-то своё внутреннее производство и проводить унификацию по ГТД по нашим заводам, таким как «Силмаш», который готовится производить два типа машин (ГТЭ-65 и ГТЭ-170 – Прим. ред.). Мы их сейчас также рассматриваем.

Роман Мариخبейн, заместитель главного инженера по техническому развитию и производственной эффективности ПАО «МОЭК»

МОЭК – это тепло и порядка 24 тысяч тепловых пунктов. У нас если и есть инновационное оборудование, то его точно в небольшом количестве. Мы те люди, которые «потребляют» трубы, насосы, теплообменники, запорную арматуру – то, что находится ближе к земле и исчисляется в тысячах единиц. В части технологического оборудования мы «закрыли» большую часть импортного оборудованием местным производством – российским, даже не китайским. Не всегда у нас получается хорошо с большим количеством насосных агрегатов относительно небольшого типоразмера. Индикативные цены для нас – понятная вещь, потому что оборудование, которое мы используем, условно говоря, стандартное. По поводу консолидированного заказа я полностью согласен с коллегами. У всех есть инвестиционные и ремонтные программы, под них разыграны тендеры – поставщиков мы своих знаем, реестры ведём, постоянно с ними работаем. Пытаемся вести и ведём какую-то научную деятельность: какие-то НИОКРы пытаемся разрабатывать, оптимизировать те или иные вещи. Но опять-таки надо понимать, что теплоснабжение – достаточно консервативная отрасль и в то же время материал- и инвестоемкая.

Список базовых поставщиков в электроэнергетике (основное оборудование для генерации)

Паровые турбины	Ленинградский металлический завод («Силовые машины»)
	Калужский завод энергетического машиностроения
	Калужский турбинный завод («Силовые машины»)
	Уральский турбинный завод
	Невский завод («Газпром энергохолдинг индустриальные активы»)
	«Пумори-Энергия»
	«УК Теплоэнергосервис»
	«Уралтурбо»
	Концерн «Снабресурс»
«Уральский турбомеханик»	
Гидротурбины	«Уралгидромаш»
	Ленинградский металлический завод
	«Тяжмаш»
Турбогенераторы	НПО «ЭЛСИБ»
	Завод «Электросила» («Силовые машины»)
	Калужский турбинный завод
	«Русэлпром»
	«Уралгидромаш»
	«Электротяжмаш-Привод»
	ПО «Электромашина»
	«Севкавэлектроремонт»
	«СГМ-Комплект»
Гидрогенераторы	Завод «Электросила»
	НПО «ЭЛСИБ»
	«Русэлпром»
	«Уралгидромаш»
	«Электротяжмаш-Привод»
	«Карелэнергоремонт»
Котельное оборудование	«Белэнергомаш-БЗЭМ»
	«Дорогобужкотломаш»
	АО «Завод котельного оборудования»
	НПП «ТермоТех»
	«Красный котельщик» («Силовые машины»)
	Барнаульский котельный завод
	Красноярский котельный завод
	«Сибэнергомаш-БКЗ»
	«Сарэнергомаш»
	«СМК Альтернатива»
	«Дробмаш»
	ГЭХ ТЭР
	«Промкотлоснаб»
	«ЗиО-Подольск»
«Интерэнерго»	
ПО «Межрегионэнергосервис»	
«Энергостройдеталь – Бийский котельный завод»	

Источник: Комитет ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК



Восточная стройка

текст: Анна Соколова

Группа «Интер РАО» 30 августа приступила к строительству Новоленской ТЭС в Якутии. Электростанция, которая станет второй по мощности ТЭС в регионе, необходима прежде всего для энергоснабжения расширяющихся мощностей Байкало-Амурской и Транссибирской железнодорожных магистралей (Восточный полигон РЖД).

Мощность новой ТЭС составит около 550 МВт, начало поставки мощности запланировано на 1 июля 2028 года. Электростанция будет состоять из трёх энергоблоков с паросиловыми установками мощностью до 185 МВт каждый. В конце прошлого года председатель правления «Интер РАО» Борис Ковальчук, поясняя выбор технологий, отметил,

что «и для надёжности, и для понятности поставщиков, чтобы не было никаких сложностей, должен быть использован паросиловой цикл – это надёжное, проверенное оборудование».

«Проект станции крайне важен для надёжного энергоснабжения таких масштабных федеральных стратегических проектов, как Ковыктинское газокон-

денсатное месторождение, Иркутский завод полимеров, золоторудное месторождение Сухой Лог, и, конечно, для Восточного полигона Российских железных дорог – очень важной транспортной магистрали. Эти проекты лишней раз подтверждают важность строительства электростанции. Сегодня мы можем утверждать, что энергетика Дальнего

20



Востока переживает действительно эпохальные перемены. Реализуются масштабнейшие проекты в области генерации, электросетей. Группа «Интер РАО» активно участвовала в реализации этих проектов в качестве подрядчика, и теперь мы очень рады, что Правительство Российской Федерации уполномочило нас выступить инвестором строительства Новоленской станции в Якутии», – сказал Борис Ковальчук на церемонии начала строительства.

Он подчеркнул, что всё основное оборудование для строящейся ТЭС – российского производства: генераторы поставят «Силовые машины», турбины – Уральский турбинный завод («Интер РАО» сейчас находится в процессе его приобретения, рассчитывая завершить сделку в начале следующего года). Продолжается выбор поставщика котельного оборудования. Как пояснил г-н Ковальчук, значительная часть ключевого оборудования уже законтрактована. «Основное оборудование будет законтрактовано до конца года, край – январь 2024 года», – уточнил он.

Объём инвестиций в создание ТЭС и инфраструктуры в прогнозных ценах 2022 года составляет 257 млрд рублей без НДС (с учётом индексации). Эта оценка включает затраты «Интер РАО» на строительство электростанции, 1200 км линий электропередачи и около 200 км газопроводов. Норма доходности инвестиций распоряжением Правительства РФ определена на уровне 13,25%. Основная финансовая нагрузка по оплате мощности ТЭС должна лечь на якорных потребителей, среди которых РЖД, «Полюс», Иркутская нефтяная компания и Газпром; часть инвестиций будет оплачена через спецнадбавку к цене мощности для всех потребителей ОРЭМ.

Основным топливом Новоленской ТЭС станет газ Среднеботуобинского месторождения. Контракт на его поставку уже подписан с компанией «АЛРОСА». «Годовой объём поставок планируется на уровне до 1 млрд кубометров – это зависит от выработки», – сказал г-н Ковальчук и отметил, что договор покупки газа не содержит условие take or pay.

«Для нас это очень важный проект, так как поставки со Среднеботуобинского месторождения в результате вырастут кратно, – сообщил генеральный директор и председатель правления компании «АЛРОСА» Павел Маринычев. – Специально для обеспечения



Новоленская ТЭС в цифрах



550

**МВт –
установленная
мощность**



200

**км
газопроводов
будет проведено
к ТЭС**



1200

**км
электросетей
построят для
поставки энергии
ТЭС**



~37% –

**КПД станции
на номинальной
нагрузке**



Новоленской ТЭС мы проводим реконструкцию установки комплексной подготовки газа и газотранспортной системы. Соответствующие контракты подписаны, подрядные организации приступили к работе».

«Интер РАО» получило право на строительство Новоленской ТЭС в августе прошлого года, когда правительственная комиссия по развитию электроэнергетики принимала решение о реализации проекта по строительству электростанции для энергоснабжения расширяющихся БАМа и Транссиба. Строительством станции также интересовались En+, «Т Плюс» и «Росатом», но Минэнерго порекомендовало выбрать «Интер РАО» из-за высокой степени проработки проекта. До этого, весной 2022 года, «Системный оператор» проводил конкурс по выбору проекта новой ТЭС в Бодайбинском энергорайоне. В начале марта «Коммерсантъ» сообщил, что «Интер РАО» стало единственным участником конкурса. Однако компания, по сведениям газеты, отозвала свою заявку, поскольку из-за санкций возникли проблемы с поставкой турбин GE. Официально сообщалось, что конкурс не состоялся и будет проводиться позднее.

Точное месторасположение электростанции было определено после выбора инвестора. Изначально для размещения ТЭС рассматривался север Иркутской области и запад Якутии, в итоге выбор остановили на последнем. С учётом прогнозов по увеличению потребления электроэнергии в Дальнем Востоке, которое и так в последние годы растёт намного быстрее, чем в остальной части страны, в регионе планируются строительство и модернизация электростанций. Несколько крупных проектов будут реализованы в Якутии.

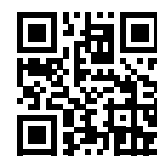
«Мы ставим перед собой серьёзные задачи по укреплению энергетического каркаса... Надеемся, что будут реконструироваться в ближайшие годы действующие крупные объекты энергетики, такие как Нерюнгринская ГРЭС, которую мы хотим газифицировать. Будет строиться новая газовая станция в Нерюнгринском районе в посёлке Чульман, вторая очередь Якутской ГРЭС-2. Конечно же, появление в Ленском районе станции мощностью 550 МВт коренным образом повысит надёжность энергообеспечения западных регионов Якутии, районов Иркутской области и Бурятии», – сообщил глава Якутии Айсен Николаев.



Андрей Катаев: «Решение о корректировке КОММод во многом будет зависеть от готовности машиностроителей»



Минувший год ознаменовался в энергетике переходом на новую модель планирования в рамках теперь шестилетних Схемы и программы развития энергосистем (СиПР). О том, почему это привело к очередному переносу конкурентного отбора мощности (КОМ) и проектов модернизации (КОММод), за счёт чего плановый резерв может сократиться более чем на 11 ГВт и почему майнеры не являются надёжными потребителями, «Энергия без границ» поговорила с директором по энергетическим рынкам и внешним связям «Системного оператора ЕЭС» Андреем Катаевым.



Полная версия
интервью на сайте
Peretok.ru

– Каковы первые эффекты от перехода к новой системе планирования перспективного развития энергетики? Видите ли вы необходимость что-то скорректировать в процедурах разработки Генеральной схемы размещения энергообъектов или Схемы и программы развития энергосистем (СиПР)? Или о корректировках стоит говорить после прохождения полного, а не ускоренного цикла планирования?

– Эту тему действительно лучше обсуждать после завершения полного цикла разработки программных для энергетики документов. Утверждённые в марте СиПР на 2023–2028 годы были переходным документом – элементом, обеспечивающим преемственность документов прежней и новой систем перспективного планирования. СиПР на 2024–2029 годы полностью формируются по постоянной процедуре и выйдут в декабре. Понятно, какие-то шероховатости мы сейчас видим, но оснований для принципиальных изменений подходов к разработке документов перспективного планирования, для каких-то существенных корректировок нет. А то, что сами процедуры будут донстраиваться, – это точно.

– Как идёт проверка заявок потребителей при расчёте в СиПР будущего спроса на электроэнергию? Например, оценки дефицита на юго-востоке Сибири, где планируется строительство новой генерации, колеблются от 690 МВт до 2 ГВт.

– Это и есть один из тех моментов, где потребуются более точная настройка механизмов планирования будущего облика отрасли. Я бы даже сказал, дело не в верификации предоставляемых потенциальными потребителями данных, а в самом подходе к учёту заявляемых потребителями планов развития.

Актуальная методология исходит из того, что решение о строительстве новой генерации, так же как решение о развитии сетевого комплекса, принимается на основании прогнозной оценки объёмов электропотребления, заложенной в СиПР. У нас есть понимаемая на основе статистики динамика потребления существующих потребителей. Отправной точкой для прогноза электропотребления новых служат заявки потребителей, в первую очередь подтверждённые договорами на технологическое присоединение. В этом смысле мероприятия по развитию энергосистемы являются ответом на явно сформированный запрос потребителей в конкретном регионе. С одной стороны, такой подход минимизирует риски неоправданного



По оценке «Системного оператора», на юго-востоке Сибири требуется около 1200 МВт новой генерации

вложения средств в избыточное развитие инфраструктуры, но с другой стороны, при отсутствии опережающего развития энергетики возникают риски, что энергетика может стать сдерживающим фактором для роста экономики. Поэтому нужно будет находить правильный баланс между этими рисками. Жизнь даёт нам практические задачи для отработки критериев и порядка учёта потенциальных объёмов потребления в СиПР. Хороший пример – юго-восток Сибири. Потребители, не имеющие пока договоров на техприсоединение, заявили о намерении реализовать масштабные проекты в данном регионе с суммарным объёмом потребления почти 3 ГВт.

Понятно, что эта цифра выглядит, мягко скажем, несколько оптимистичной, но какая-то часть из этих объёмов – это реальные, готовые к реализации проекты. Проведённый «Системным оператором» анализ показал, что действительно перспективный рост потребления в этом регионе выше, чем тот, который был заложен в предшествующих СиПР, и, соответственно, потребность в генерации – выше 690 МВт, указанных в утверждённых в марте СиПР на 2023–2028 годы.

По нашей текущей оценке, в данном энергорайоне требуется около 1200 МВт новой генерации. Сейчас цифры уточняются, и в ближайшее время параметры нового КОМ НГО должны быть определены.

– Эффективнее создавать один большой объект генерации или разделить на два-три?

– Надо понимать, что юго-восточная часть Сибири – это достаточно большая территория. Сюда входит часть Иркутской, Бурятской и Забайкальской энергосистем. Размещение в одной точке, например в Забайкалье, 1,2 ГВт новых мощностей повлечёт за собой необходимость слишком большого сетевого строительства, чтобы вырабатываемую здесь электроэнергию передать потребителям в Иркутске. Равно как и наоборот. Поэтому часть мощностей должна быть построена в Бурятии или в Забайкальском крае. В противном случае просто стоимость сетевых решений будет слишком высокой, чтобы покрыть

расстояние от новых центров выработки до центров потребления, измеряющееся сотнями километров.

Также важно, что единичная мощность новых энергоблоков не должна существенно превышать единичную мощность действующих блоков. При нормальном режиме работы энергосистемы потребители не должны заметить отключения даже самого крупного энергоблока – с учётом этого рассчитываются резервы мощности, запасы пропускной способности сети. Если мы построим в Бурятской или Забайкальской энергосистеме, где сегодня самый крупный блок имеет мощность 230 МВт, один-единственный блок единичной мощностью 1200 МВт, то нам придётся поддерживать резервы на случай его аварийного отключения, что опять-таки означает дополнительное масштабное сетевое строительство. А такое решение не является оправданным ни с технической, ни с экономической точек зрения.

– Минэнерго подготовило проект постановления, переносящего КОМ (на 2027 год) и КОММод (на 2028 год) на февраль – март будущего года. В качестве причины переноса в пояснительной записке к документу указана необходимость синхронизации сроков подготовки СиПР (ежегодно к 1 декабря) и долгосрочных отборов. При этом нормативная база позволяет откладывать проведение КОМ и КОММод до конца 2024 года. С точки зрения «Системного оператора», – надо сдвигать сроки на более позднее время?

– У переноса КОМ и КОММод немного разные основания. Перенос традиционного конкурентного отбора мощности – это чистая логистика, увязывание сроков проведения отбора и подготовки документов перспективного планирования. По ранее действовавшим нормам нужно было провести отбор в ноябре. При этом мы помним, что перспективный спрос на мощность формируется на основании данных СиПР. Получается, что при проведении КОМ 15 ноября мы должны будем ориентироваться на параметры, установленные в предшествующих СиПР. Если бы мы проводили КОМ в текущем году, то это СиПР на 2023–2028 годы, утверждённые в марте. При этом ровно через 15 дней после проведения КОМ будут утверждены новые СиПР с уточнёнными показателями. Проводить КОМ, основываясь на заведомо неактуальных цифрах, кажется не совсем правильным. С учётом того, что новые СиПР на 2024–2029 годы будут утверждаться в декабре, и было принято решение проводить КОМ в феврале

КОМ на 2028 год, согласно проекту постановления правительства, должен быть проведён с участием дальневосточных электростанций

2024 года, используя имеющиеся актуальные данные.

До проведения КОМ мы должны иметь результаты конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (КОММод) на соответствующий год. КОММод на 2027 год уже проведён. Чтобы провести КОМ на 2028 год в феврале 2025 года, нам нужно знать результаты КОММод на этот год. Получается, что с учётом процедур принятия решений и публикации информации его нужно провести не позднее осени 2024 года.

– Ещё долго надо КОММод «докручивать»?

– Вопрос заключается в принятии принципиального решения, куда мы движемся. Ранее обсуждалось достаточно много разных инициатив, в том числе проведение КОММод для модернизации только ТЭЦ или только ПГУ. Решение, которое сейчас будет принято, во многом будет зависеть от готовности



Александр Гальперин / РИА «Новости»

наших машиностроителей предложить энергетикам газовые турбины, которые смогут работать уже не в экспериментальном, пилотном режиме, – как в рамках конкурса инновационных турбин, когда нет никаких последствий за задержку ввода оборудования, – а в нормальном регулярном режиме, предусматривающем своевременный ввод оборудования в работу. Будут понятны потенциальные объёмы поставки газовых турбин – можно будет говорить о параметрах КОММод в части квоты, устанавливаемой для ПГУ. Если не будет уверенности в своевременной поставке и работоспособности газовых турбин, тогда можно рассматривать иные приоритеты и другие решения.

– Если говорить о существенных поправках в КОМ и КОММод, то какие предложения внёс «Системный оператор»?

– Основное изменение, выносившееся нами на обсуждение на многочисленных дискуссионных площадках, – переход к вероятностной методике определения спроса



на мощность в КОМ. Этот метод позволит наиболее точно, исходя из актуальных параметров работы энергосистемы, определять объём необходимой мощности.

– Насколько сократится резерв при новой методике?

– Текущая версия методологии и предложенные «Системным оператором» параметры предусматривают вероятность возникновения дефицита мощности в энергосистеме не чаще чем один раз в 10 лет. Стратегический резерв мощности заложен на уровне 5%. Если руководствоваться этими критериями, то расчёт, проведённый на актуальных данных статистики и прогнозе потребления из действующих СиПР 2023–2028, показывает снижение объёма требуемой в ценовых зонах мощности относительно действующей методики на 11,2 ГВт. В СиПР на 2024–2029 годы прогноз потребления на 2027 год будет уточнён с учётом информации о потребителях, заключивших договоры на техприсоединение уже после

выхода текущих СиПР, соответственно, расчётные цифры спроса тоже будут уточнены.

– В КОМ какого года уже будут участвовать дальневосточные электростанции?

– В КОМ на 2027 год мы пока не планировали учитывать мощности на Дальнем Востоке. КОМ на 2028 год, согласно проекту постановления правительства, который уже прошёл общественное обсуждение, должен быть проведён с участием дальневосточных электростанций. Указанные сроки были определены, исходя из планируемого ввода в работу линий электропередачи, которые позволят обеспечить параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока. После принятия нормативной базы в этом году и запуска рыночных механизмов с 1 января 2024 года не будет никаких ограничений для проведения следующего КОМ на 2028 год уже по объединённой второй ценовой зоне. Напомню, предполагаемый

срок проведения конкурсной процедуры – февраль 2025 года. Время подготовиться и при необходимости внести коррективы у нас есть.

– Какие регионы попадают в зоны возможного энергодефицита помимо юго-востока Сибири? Нет ли прогнозируемого энергодефицита на Дальнем Востоке с учётом переориентации грузопотоков и растущего потребления?

– Очевидно, что некоторые территории страны сейчас энергодефицитны. Но это не только Дальний Восток. Для одних энергорайонов решения уже приняты, для других находятся на стадии проработки. Принято решение о строительстве Ленской ТЭС в энергорайоне Бодайбо в северо-восточной части Иркутской области, совсем недавно правительственная комиссия рассматривала вопрос строительства Чульманской ТЭС в Якутии.

В этом году мы ждём ввода в работу ТЭС «Ударная», которая строится по результатам КОМ НГО в ОЭС Юга, но уже сегодня мы видим рост потребления в этом энергорайоне и понимаем, что потребуется больше генерирующих мощностей. В утверждённых в марте СиПР на 2023–2028 годы дефицит энерго мощностей не был зафиксирован. Но мы помним, что СиПР формируются с учётом заявок потребителей, имеющих договоры на техприсоединение. В настоящее время в процессе формирования новых СиПР на 2024–2029 годы прогноз потребления актуализируется и будут определены точные параметры мощности, требуемой в регионе.

– Насколько целесообразно при расчёте потребностей в новой генерации учитывать заявки майнеров? Цены на криптовалюты нестабильны, что отражается на рентабельности этого бизнеса. Плюс отрасль идёт по пути минимизации энергозатрат, и в ближайшие годы цена энергии может перестать быть ключевым фактором при выборе площадок.

– До недавнего времени такого типа потребителей в энергосистеме не было. Вопрос о том, как правильно их встраивать в энергосистему, не стоял. Соответственно, и решения пока нет. Что сейчас происходит? В ЕЭС России исторически существуют энергорайоны с низкой ценой на электроэнергию – именно там майнеры и организуют свои криптофермы. Если они приходят как бытовые потребители, складывается ситуация, типичная для системы перекрёстного субсидирования: недополученную с них плату за потреб-



лённую электроэнергию должны компенсировать промышленность и бизнес.

Но если даже они подключаются как крупные потребители, то возникает несколько базовых вопросов с точки зрения развития энергосистемы. Первый – скорость появления такой нагрузки. Представить себе, что за два-три месяца появится завод, потребляющий сотни мегаватт мощности, невозможно. Срок строительства подобного промышленного объекта составляет несколько лет. Это время, соизмеримое со строительством сетей и электростанций. А время, требуемое для появления криптофермы, – максимум месяцы. Очевидно, что даже если бы майнер был готов заплатить за развитие энергетической инфраструктуры, то ни линии, ни генерация не могут быть построены в такие короткие сроки.

Второй вопрос: должна ли энергетическая инфраструктура обеспечивать возможность присоединения потребителя в выбранном им регионе? Если иметь в виду традиционного потребителя – горно-обогатительный комбинат или детский сад, – ответ очевиден: да, ему необходимо обеспечивать возможность потреблять электроэнергию в конкретной географической точке. Майнер технологически никак не привязан к региону – его решение появиться на конкретной территории определяется прежде всего ценой на электроэнергию, и при её изменении он достаточно просто может переместиться в другой регион.

И третий: можем ли мы рассматривать криптофермы как долгосрочных потребителей? Ответ – вряд ли. Во-первых, майнеры могут исчезнуть так же быстро, как и появиться, если конъюнктура рынка – соотношение цены криптовалюты и необходимой для её добычи электроэнергии – будет неблагоприятна. Во-вторых, изменения внутри самой отрасли. Яркий тому пример – криптовалюта Ethereum. Её перевод с одного протокола на другой привёл к снижению электропотребления на порядки. Перейдёт на такой протокол биткойн – потребление в Иркутске сократится на сотни мегаватт просто в один день, и сама тема «майнеры» с точки зрения влияния на электропотребление просто престанет существовать. Пример Иркутской области, наверное, наиболее показательный. Преобладание гидрогенерации в структуре установленной мощности обуславливает низкий текущий уровень цен на электроэнергию как для физических, так и для юридических лиц. Но если для новых потребителей в регионе необходимо построить несколько сотен километров

В этом году мы ждём ввода в работу ТЭС «Ударная», но уже сегодня видим рост потребления в этом энергорайоне и понимаем, что потребуется больше генерирующих мощностей

линий 500 кВ или новую электростанцию, то с учётом инвестиций в генерацию и электросетевой комплекс честная цена на добавленное энергопотребление будет существенно выше текущего уровня.

Если мы говорим про майнеров, то небольшое изменение в нормативном регулировании этой деятельности или небольшая корректировка цен на электроэнергию вполне могут привести к тому, что майнеры дружно «снимутся» из Иркутской области и поедут, например, поближе к Сургутским ГРЭС, где энергодефицит отсутствует, нет проблем с резервом генерирующих мощностей и пропускной способностью электрической сети. При этом электропотребление криптоферм физически существует, поэтому вопрос не в том, надо ли учитывать существование такого типа потребления, а в том, как научиться его правильно учитывать, в том числе с учётом возможности его миграции.

– Как обстоит ситуация с перетоками между ЕЭС России и Казахстаном, который раньше кратно превышал разрешённый объём технических перетоков? И насколько велик был вклад ЕЭС России в поддержку энергосистемы Казахстана после серии аварий в первой половине июля?

– Ранее плановая величина сальдо перетоков электроэнергии между энергосистемами России и Казахстана заявлялась коллегами равной или близкой нулю. Но в отдельные часы наши соседи в отклонение от планового графика просто увеличивали переток из ЕЭС России для покрытия своего потребления, а затем в другие часы компенсировали этот объём. Режим работы энергосистемы опти-





Виталий Алькоз/РИА «Новости»

мален, когда для заранее определённого потребления рассчитывается оптимальная нагрузка каждой из электростанций. Очевидно, что, если случайным образом соседняя энергосистема в какой-то момент потребляет более 1000 МВт, то выдаёт 1000 МВт, оптимальность работы российских электростанций из-за перезагрузки снижается. В начале отклонения компенсируются ГЭС, затем для сохранения интегральных ограничений по выработке ГЭС перезагружаются ТЭС.

Что произошло сейчас? Казахские коллеги изменили модель рынка электроэнергии, запустили балансирующий рынок и стали планировать графики сальдо-перетоков, более соответствующие профилю реальных графиков, и планомерно покупать электроэнергию, когда это требуется. Этот процесс начался со второй половины июля. Мы наблюдаем за тем, как это скажется на перетоках с ЕЭС России, и рассчитываем на позитивные перемены. Пока статистика не показательна: в отдельные дни отклонения существенно меньше, чем ранее, но иногда они достаточно велики. Например, в первые дни начала коммерческих поставок при плановой поставке 1500 МВт внеплано казахские коллеги принимали ещё дополнительно 1283 МВт, то есть суммарно поставка электроэнергии в страну достигала 2872 МВт при фактическом потреблении ЕЭС Казахстана порядка 11 ГВт.

– Есть планы построить в будущем дополнительные ЛЭП между Сибирью и Уралом?

– Планы по усилению электрических связей объединённых энергосистем Урала и Сибири есть. В утверждённых СиПР на 2023–2028 годы, а также в формируемых сегодня СиПР на 2024–2029 годы предусмотрены мероприятия по строительству двух линий электропередачи 500 кВ «Курган – Таврическая» и «Алтай – Таврическая» с реконструкцией подстанций «Таврическая» и «Алтай». Завершение реализации этого проекта планируется в 2028 году.

– В этом году должен завершиться пилот по управлению спросом. Как в следующем году будет работать вся эта система?

– В чём отличие целевой модели управления спросом от действующего пилотного проекта? В рамках пилотного проекта услуга по управлению спросом включена в перечень услуг по обеспечению системной надёжности, а «Системный оператор» выступает в качестве посредника между

агрегаторами и субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности, обеспечивая включение ресурсов управления спросом розничных потребителей в механизмы ОРЭМ.

Целевая модель предусматривает непосредственную интеграцию нового рыночного инструмента в оптовый рынок. С точки зрения договорной конструкции услуги по управлению спросом будут оказываться агрегаторами непосредственно участникам рынка, без платежей со стороны «Системного оператора». Ресурс управляемого спроса будет учитываться в том числе в процедурах выбора состава включаемого генерирующего оборудования (ВСВГО) и в долгосрочном конкурентном отборе, а в будущем и на балансирующем рынке. Это, наверное, главные, принципиальные изменения. В момент перехода в части взаимодействия между агрегаторами и конечными потребителями, участвующими в управлении спросом, не должно произойти каких-то заметных изменений, при этом с запуском целевой модели агрегатор получит статус полноценного участника рынка аналогично всем остальным его участникам.

– Ценозависимое потребление и агрегирование будут функционировать на равных на одном оптовом рынке?

– Мы предлагаем простую логику: уже принятые потребителями обязательства по ценозависимому снижению потребления должны быть исполнены, а дальше все станут работать в рамках одной процедуры. В этом смысле оптовый потребитель и агрегатор будут выступать на равных: условия участия одинаковые, критерии срабатывания и подтверждения разгрузки одинаковые, договорная конструкция одинаковая.

– Повторного переноса сроков и продления пилота не ожидаете?

– Изменения в закон «Об электроэнергетике», которые определяют работу агрегаторов спроса на электроэнергию, в первом чтении Государственная Дума одобрила ещё в декабре прошлого года. Уточнённая редакция законопроекта подготовлена ко второму чтению и внесена на рассмотрение. Надеемся, что на осенней сессии он будет рассмотрен во втором и третьем чтениях. Проект постановления правительства, раскрывающего нормы законопроекта, прошёл общественное обсуждение. Так что нормативно-правовая база формируется в плановом режиме, и пока у нас нет оснований сомневаться в том, что целевая модель управления спросом будет запущена уже в начале 2024 года.



Атомная генерация нуждается в отдыхе

текст: Юрий Юдин

Многолетний рост производства электроэнергии на атомных станциях в этом году сменился снижением. «Низкий» период вызван необходимостью более активных ремонтов, за счёт сокращения которых в предыдущие годы удавалось ставить всё новые рекорды. По итогам первого полугодия Росстат сообщил, что объём генерации на АЭС снизился на 5%. Сокращение ценотрибунальных заявок атомных станций стало одной из причин роста биржевых энергоценов в европейской части России и на Урале.

В ближайшие три года российские атомные электростанции будут сокращать производство электроэнергии, сообщил в начале года тогда ещё первый замгендиректора «Росэнергоатома» (управляющая АЭС в России структура «Росатома») по эксплуатации АЭС Александр Шутиков (в июне назначен главой компании).

«За счёт оптимизации ремонтных кампаний, повышения эффективности производства электроэнергии мы смогли поддержать до 2023 года постоянный прирост уровня выработки, но чудес не бывает. Выработка ближайших трёх

лет будет ниже. Мы это знаем и к этому готовы», – сказал он. По словам топ-менеджера, компании предстоит решать задачи модернизации и в ряде случаев «это потребует длительных простоев».

За последние три года выработка станций «Росэнергоатома» увеличилась почти на 3,6%: с 215,7 млрд кВт•ч в 2020 году до 223,4 млрд кВт•ч в 2022-м. С 2007 года показатель вырос на 41%.

Статистики по технологическим нарушениям в атомной энергетике в открытых источниках найти не удалось, но необходимость дополнительных ремонтов косвенно можно увидеть по сообще-

ниям «Росэнергоатома» о внеплановых остановках энергоблоков под действием автоматической защиты. 15 и 19 мая энергоблоки № 6 и 5 (оба – ВВЭР-1200) Ленинградской АЭС были выведены в краткосрочный ремонт после остановки под действием автоматики. В тот момент блок № 3 (РБМК-1000) находился в плановом ремонте с 25 апреля. В июле оба блока вновь оказались в краткосрочных ремонтах: 13 июля блок № 6 автоматика отключила из-за неисправности электрооборудования собственных нужд; 20 июля блок № 5 выключился, когда сработала защита

Калининская
АЭС
>

турбогенератора, следует из пресс-релизов «Росэнергоатома».

Кроме того, 21 мая автоматикой был остановлен блок № 3 Кольской АЭС, 23 июня – блок № 4 Белоярской АЭС, 8 августа – энергоблок № 3 Смоленской АЭС. 13 июля по предварительно поданной заявке для проведения профилактических работ на тепломеханическом оборудовании реакторного цеха был остановлен четвёртый блок Кольской АЭС (блок № 3 в этот момент находился уже в плановом ремонте). В 2022 году по сообщениям «Росэнергоатома» редакция насчитала пять случаев отключения энергоблоков под действием автоматической защиты. Стоит отметить, что все происшествия носили незначительный характер, радиационная угроза отсутствовала, в нескольких случаях причиной отключения блоков стало ложное срабатывание защиты.

«В целом задачи 2023 года – это снизить до минимума ту возможную недовыработку электроэнергии и недополучение товарной продукции в виде рублей за непоставленную мощность для блоков, которые работают по договорам поставки мощности», – говорил г-н Шутиков.

Насколько может снизиться выработка российских АЭС (их установленная мощность превышает 29,5 ГВт), стало понятно из опубликованных в феврале материалов «Росэнергоатома» в рамках подготовки Схемы и программы развития электроэнергетических систем России (СиПР) на 2023–2028 годы. В обосновывающих материалах к СиПР компания предлагала прописать следующие показатели производства электроэнергии на АЭС: в 2023 году – 214,2 млрд кВт•ч, в 2024-м – 214 млрд кВт•ч, в 2025-м – 215,4 млрд кВт•ч, в 2026-м – 210,25 млрд кВт•ч, в 2027-м – 220,5 млрд кВт•ч, в 2028-м – 227 млрд кВт•ч.

Исходя из этих данных, снижение атомной генерации в нынешнем году могло бы составить 4,1%, но к июню ожидания атомщиков закрепились на более высокой отметке в 218,8 млрд кВт•ч (–3,3% год к году). Её достижение потребует больших усилий. «В первую очередь необходимо предотвратить неплановые ремонты, а сроки плановых – оптимизировать», – заявил замгендиректора «Росэнергоатома», директор по производству и эксплуатации АЭС Андрей Дементьев.

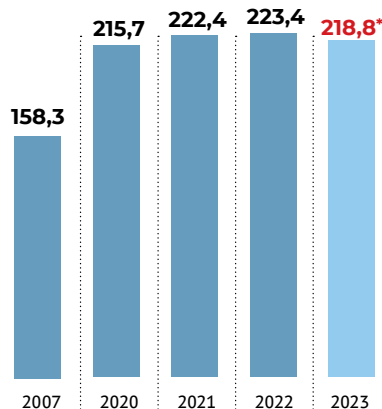
По итогам первого полугодия, по данным Росстата, выработка АЭС в России сократилась на 5,3%, до 106 млрд кВт•ч, при этом в январе – мае показатель падал на 8,1%. По данным «Росэнергоатома», сокращение по сравнению с пятью



Максим Блинов / РИА «Новости»

Производство электроэнергии на российских АЭС

(объём выработки, млрд кВт•ч)



*прогноз

месяцами прошлого года составляло 9,73%, тогда как в январе – апреле – 7,85%. Летом, по мере возврата блоков из ремонтов, отставание от прошлогодних показателей стало сокращаться. По данным оператора российских АЭС, по итогам полугодия спад составил 5%, по итогам семи месяцев – 3,7%, при этом в июле прошлогодний показатель выработки оказался превышен на 5,3%.

Из регулярной статистики Совета рынка снижение доли АЭС в покрытии

спроса чётко не видно. Так, в марте и мае сокращение доли атомной генерации в первой ценовой зоне оптового энергорынка (европейская часть РФ и Урал) еженедельно составляло около 1 п. п. (до 25–26%), но в июне, по мере вывода блоков из ремонтов, показатель вырос почти до 30%.

При этом активизация ремонтов на блоках АЭС, которые подают на энергорынке ценопринимающие заявки, уже сказалась на стоимости энергии в европейской части страны и на Урале, признают в регуляторах. По итогам первого полугодия цены в 1 ЦЗ оказались выше на 19% относительно прошлогодних показателей, тогда как в 2 ЦЗ (Сибирь) – только на 12,7%. Пока, судя по ценам на рынке «на сутки вперёд» (РСВ), пик ремонтов пришёлся на конец весны. Энергоцены в центре и на Урале начали расти после минимума в апреле (1479,02 рубля за 1 МВт•ч): в мае они прибавили 6,2%, а в июне – 0,56% (1579,7 рубля за 1 МВт•ч). В первый месяц лета объёмы генерации на АЭС увеличились на 2,2 ГВт•ч ввиду включения в работу после ремонтов оборудования Нововоронежской АЭС-2, Ростовской АЭС, Ленинградской АЭС-2 и Балаковской АЭС, отмечали в Совете рынка. Вывод атомных блоков способствовал стабилизации цен на РСВ в 1 ЦЗ. В ОЭС Юга, где в июне в работу вернулся отремонтированный блок Ростовской АЭС (1 ГВт•ч), цены и вовсе снизились на 3,2%. На фоне снижения долей ТЭС (до 60,34%) и ГЭС (до 9,7%) в выработке доля АЭС в 1 ЦЗ в июне выросла сразу на 3,5%, до 29,97%.



Инжиниринг в дополненной реальности

Экспертный комитет «Интер РАО» по итогам корпоративного акселератора «Энергия», организованного фондом «Энергия без границ», одобрил применение промышленных очков дополненной реальности (AR-очки) при модернизации, реконструкции и строительстве энергообъектов. В прошлом году компания «Интер РАО – Инжиниринг» закупила очки Rokid X-Craft (Китай), которые после интеграции с отечественной программной платформой «ИКСАР» стали использоваться на Полярной ГТЭС и Ивановских ПГУ. Система «Удалённый эксперт», построенная на базе «ИКСАР», вместе с AR-очками позволила инженеринговой компании проводить дистанционные шефмонтажные работы на газотурбинных установках.

Во время групповых видеоконференций (ВКС) сотрудник, непосредственно отвечающий за выполнение шефмонтажных работ, находился на блоке № 1 Ивановских ПГУ, а шеф-инженер компании-подрядчика подключался из другого города. Другие участники находились в прочих регионах РФ. В системе подключение экспертов возможно из любой точки мира с помощью компьютера, планшета или смартфона через веб-браузер (дополнительные программы не требуются). Обработка всех данных, включая видеопотоки, ведётся на серверах системы, размещённых исключительно в РФ. С начала 2023 года специалисты «Интер РАО – Инжиниринга» уже успешно провели более 70 видео-

конференций в рамках «Удалённого эксперта».

Интерфейс программы удобный и простой в работе. Широкий набор функций позволяет решить практически любой производственный вопрос на месте. Важной особенностью платформы «ИКСАР» является поддержка AR-очков наряду с привычным функционалом видеоконференций. Это даёт возможность подключать сотрудников с места выполнения работ и в режиме реального времени видеть всё от первого лица, инструктировать специалиста, удалённо проверять технические характеристики объекта и осуществлять приёмку работ по этапам.

В системе «Удалённый эксперт» все сеансы ВКС могут быть разделены по группам экспертов в зависимости от категории решаемых вопросов. Благодаря этому сотрудник может оперативно получить адресную поддержку для решения проблемы, минуя потерю времени на поиск контактов нужных специалистов и коммуникацию с ними. На серверной части платформы «ИКСАР» фиксируется вся техническая информация каждого сеанса ВКС. При этом сам сеанс может быть записан и сохранён на сервере в привязке к производственным задачам, оборудованию и сотрудникам с возможностью последующего просмотра информации в любой момент времени.



На помощь удалённому эксперту приходят такие возможности платформы «ИКСАР», как:

- «замораживание» изображения с камеры сотрудника на производстве;
- рисование поверх «живого» видеопотока, транслируемого с камеры сотрудника;
- вывод на экран сотрудника вспомогательных файлов и демонстрация рабочего стола эксперта;
- включение/выключение фонарика камеры на AR-очках сотрудника;
- дистанционное приближение изображения, транслируемого с камеры сотрудника в AR-очках;
- чат между участниками группового звонка с возможностью загрузки изображений.

Внедрение платформы «ИКСАР» в комбинации с AR-очками позволяет:

- систематизировать и перевести в цифровой формат операции сотрудников, выполняющих обслуживание и мониторинг оборудования, а также инспекционный контроль производимой продукции;
- получить полное представление о составе выполненных операций, периоде

Работник в AR-очках во время работ на Ивановских ПГУ



и продолжительности работы, об условиях, в которых выполнялись операции, сопроводить операции фото- и видеоматериалами, зарегистрированными проблемами или дефектами, проанализировать сеансы связи с удалёнными помощниками и многое другое;

- применить на практике передовые принципы выполнения текущих операций;
- обеспечить предоставление требуемых данных в понятном виде в нужный момент времени перед глазами производственного персонала;
- провести обучение персонала через практическое выполнение (learning by doing);
- освободить работников от необходимости держать в руках какие-либо мобильные устройства (hands free);
- существенно упростить взаимодействие человека и устройства для анализа показателей оборудования.

Руководство «Интер РАО – Инжиниринг» уверено, что при заключении контрактов с зарубежными подрядчиками новое цифровое решение позволит существенно сократить затраты на командировки, сроки проведения шеф-монтажных работ и принятия управленческих решений, а также высвободит дополнительное время опытных экспертов. В компании планируют тиражировать полученный опыт и расширить применение подобных технологий на втором этапе развития системы.

«ИКСАР» позволяет оцифровывать и выполнять на мобильных устройствах самые разные сценарии работы персонала генерирующих компаний:

- обходы и мониторинг состояния оборудования ГРЭС, ТЭС, ТЭС;
- техобслуживание электростанций, генераторов, трансформаторов;

- проверку и замену узлов генераторной установки;
- инспекцию турбокомпрессора;
- проверку контрольно-измерительных приборов;
- обслуживание распределительных систем;
- обслуживание воздушных и кабельных линий;
- выполнение комплексных испытаний электростанции с применением нагрузочных реостатов;
- решение задач электролабораторий по контролю безопасности функционирования электроустановок, проведению испытаний;
- инспекции удалённых объектов в рамках пусконаладочных работ;
- обучение сотрудников на реальных объектах или макетах;
- выполнение переключений в электроустановках;
- контроль опасных производственных объектов;
- обслуживание механизированной техники и транспортных средств;
- дистанционные шеф-монтажные работы, включая взаимодействие с госорганами (Ростехнадзор, Росприроднадзор).

Одним из ключевых преимуществ платформы «ИКСАР» является поддержка большинства популярных устройств дополненной реальности, управление которыми выполняется через интуитивно понятный интерфейс и модуль голосовых команд на русском языке. Также предусмотрена возможность интеграции с системами планирования ресурсов, управления цепочками поставок и жизненным циклом изделий. При этом большое внимание уделяется защите данных, которая обеспечивается современными средствами информационной безопасности.



текст: Анна Соколова

У большинства людей электричество ассоциируется с энергией, получаемой из розетки или по щелчку выключателя. Между тем часть процессов в организмах живых существ, и в теле человека, конечно, тоже, протекает при помощи электричества. На этом основано одно из широких направлений в медицине – электrolечение.

Лечение электричеством: первые опыты

6

езусловно, электроэнергия, которую производят электростанции, и электрические процессы в человеческом теле – это разные вещи. «Электричество из розетки представляет собой поток электронов. В отличие от этого практически все токи в живых существах являются потоками ионов – атомов, имеющих электрический заряд. Токи в нашем организме связаны с пятью типами частиц: четырьмя положительными ионами – натрия, калия, кальция и водорода – и одним отрицательным хлорид-анионом», – говорилось в одном из выпусков «ТАСС. Наука».

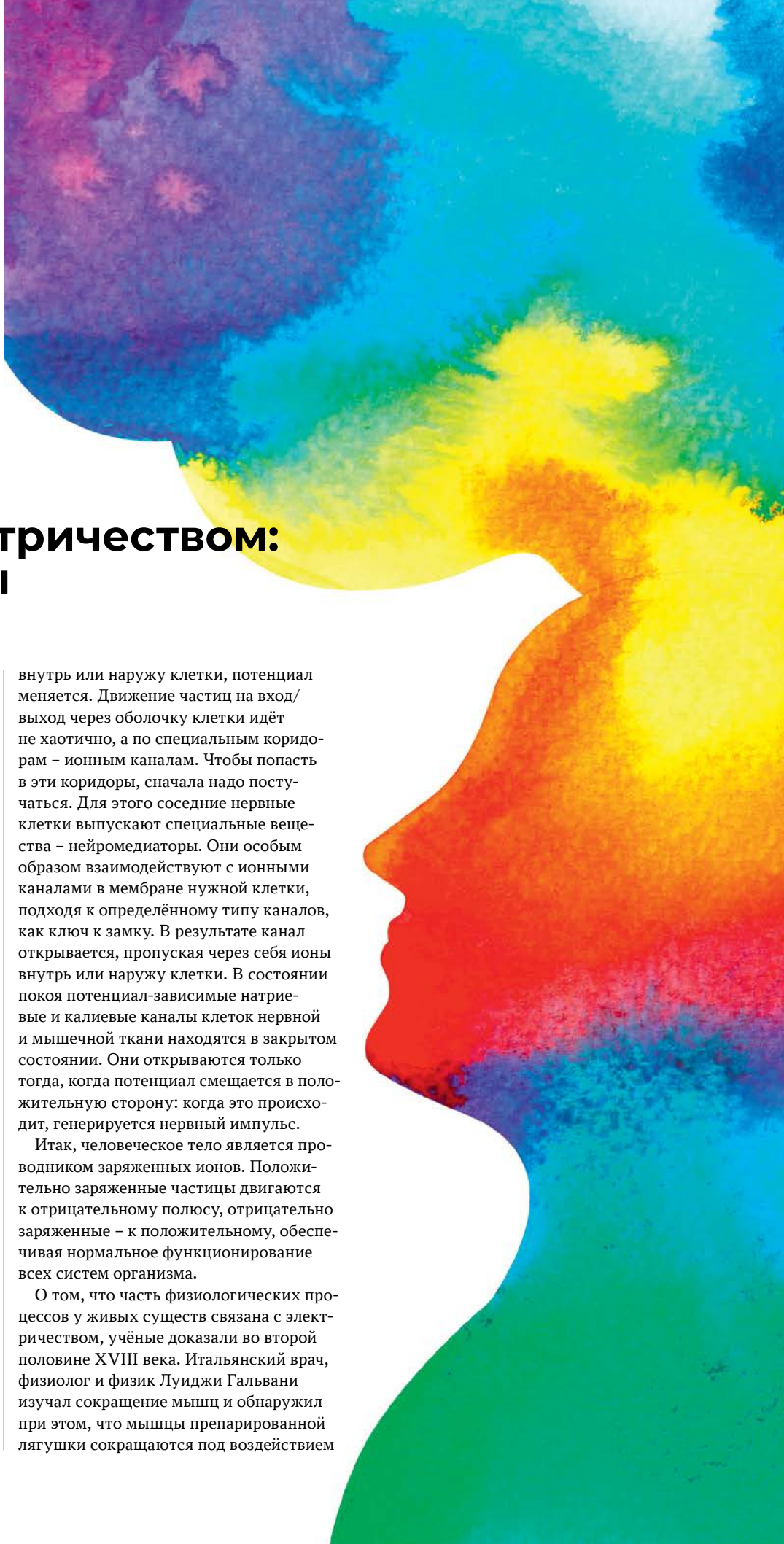
Благодаря проявлениям биоэлектричества в наших организмах протекают различные процессы, связанные с возникновением возбуждения и его проведением по нервным волокнам – это причина сокращения мышц, без чего невозможно любое движение и работа сердца. Биоэлектрические явления лежат в основе восприятия вкуса, запаха, работы различных желёз, процессов всасывания в желудочно-кишечном тракте и так далее.

«ТАСС. Наука» проводит объяснение электрических процессов в организме человека из книги «Искра жизни» Фрэнсис Эшкрофт. Итак, на мембране (по сути, оболочке) клеток в нашем теле существует разность потенциалов в 70 мВ, которую также называют потенциалом покоя. Когда заряженные частицы проходят через мембрану

внутри или наружу клетки, потенциал меняется. Движение частиц на вход/выход через оболочку клетки идёт не хаотично, а по специальным коридорам – ионным каналам. Чтобы попасть в эти коридоры, сначала надо постучаться. Для этого соседние нервные клетки выпускают специальные вещества – нейромедиаторы. Они особым образом взаимодействуют с ионными каналами в мембране нужной клетки, подходя к определённому типу каналов, как ключ к замку. В результате канал открывается, пропуская через себя ионы внутрь или наружу клетки. В состоянии покоя потенциал-зависимые натриевые и калиевые каналы клеток нервной и мышечной ткани находятся в закрытом состоянии. Они открываются только тогда, когда потенциал смещается в положительную сторону: когда это происходит, генерируется нервный импульс.

Итак, человеческое тело является проводником заряженных ионов. Положительно заряженные частицы двигаются к отрицательному полюсу, отрицательно заряженные – к положительному, обеспечивая нормальное функционирование всех систем организма.

О том, что часть физиологических процессов у живых существ связана с электричеством, учёные доказали во второй половине XVIII века. Итальянский врач, физиолог и физик Луиджи Гальвани изучал сокращение мышц и обнаружил при этом, что мышцы препарированной лягушки сокращаются под воздействием





Для более сильного эффекта врач-электрик в XVIII веке мог взять стержень с округлым наконечником – тогда из больного колена посыпались бы искры

электрического тока. Этот опыт стал широко известен и за пределами научных кругов, загубив не одну лягушку.

Интересно, что история электролечения при этом начинается задолго до опытов Луиджи Гальвани. В статьях и книгах об этом направлении физиотерапии часто упоминается лечение с помощью электрических рыб в античности. Угрей или скатов рекомендовалось использовать для обезболивания, при параличах и ревматизме. Рыбу обычно прикладывали к больному месту, но в тяжёлых случаях пациенту советовали принять с ними ванну.

В XVIII веке была изобретена лейденская банка (первый накопитель электрической энергии), и после этого лечение электричеством начало набирать обороты.

Журнал «Вокруг света» приводит такой пример лечения электричеством из книги Артура Ферстенберга «Мир под напряжением»: «Представьте, что сейчас 1750 год, и вы страдаете от артрита. Ваш врач-электрик сажает вас в кресло со стеклянными ножками, изолированное от земли. Это делалось для того, чтобы при подключении к машинам для получения электричества путём трения «электрический флюид» скапливался в вашем теле, а не уходил в землю. В зависимости от философии, которой следовал ваш электроврач, тяжести болезни и вашей личной переносимости электричества применялись различные способы «электризации». «Электрическая ванна» – самый мягкий способ, заключался в том, что вы просто брали в руку стержень, соединённый с главным проводником, и затем машина запускалась на несколько минут или часов, передавая свой заряд вашему телу и создавая электрическую «ауру» вокруг вас. Если это делалось достаточно мягко, вы вообще ничего не чувствовали – примерно так же, как чело-



Луиджи Гальвани

век, который шаркает ногами по ковру, может накопить на теле заряд, даже не подозревая об этом. После «купания» начиналось лечение «электрическим ветром». Электрический разряд легче всего получить из заострённого проводника. Соответственно, к вашему больному колену подносили заземлённую заострённую палочку из металла или дерева, и вы опять-таки мало что чувствовали... Для более сильного эффекта ваш врач-электрик мог взять стержень с округлым наконечником – тогда вместо постоянного тока из больного колена посыпались бы искры».

Редакция «Вокруг света» при этом обращает внимание на то, что в азиатских странах понимание природы физиологических процессов привело к гораздо более изящному методу лечения – акупунктуре. Считается, что акупунктурные иглы проводят в организм электричество из атмосферы – оно проходит по тщательно размеченным путям, а затем уходит обратно в атмосферу через другие иглы, замыкающие цепь.

О том, какие методы лечения электричеством применяются в современной медицине и какие стали популярны в косметологии, мы расскажем в следующем номере «Энергии без границ».



▲ Античные врачи советовали прикладывать скатов к телу для обезболивания

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

август

пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31										

1 августа



Сорокин Павел Юрьевич
1985 г.
первый заместитель министра энергетики РФ

4 августа

Быков Дмитрий Евгеньевич
1966 г.
ректор Самарского государственного технического университета

Мольков Сергей Сергеевич
1980 г.

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

Сюткин Сергей Борисович
1959 г.

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

5 августа

Гасанов Джамаладин Набиевич
1964 г.
член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

Наталенко Александр Егорович
1946 г.
председатель Совета директоров ПАО «Новатэк»

Семиколенов Артём Викторович
1978 г.
управляющий директор ПАО «ОГК-2»

6 августа

Кузнецов Владимир Леверьевич
1955 г.
председатель Росийского профсоюза работников атомной энергетики и промышленности

9 августа

Берёзкин Григорий Викторович
1966 г.
председатель Совета директоров Группы «ЕЧН»

Хуснуллин Марат Шакирзянович
1966 г.
заместитель председателя Правительства РФ

10 августа

Левченко Роман Алексеевич
1979 г.
генеральный директор ПАО «Россети Северный Кавказ»

Спаский Николай Николаевич
1961 г.
заместитель генерального директора – директор блока международной деятельности ГК «Росатом»

11 августа

Завальный Павел Николаевич
1961 г.
председатель Комитета Государственной Думы РФ по энергетике, президент Российского газового общества

Король Борис Михайлович
1955 г.
вице-президент ПАО «Транснефть»



Михельсон Леонид Викторович
1955 г.
председатель правления ПАО «Новатэк», председатель Совета директоров ПАО «СИБУР Холдинг»



Шугаев Дмитрий Евгеньевич
1965 г.
заместитель председателя Совета директоров ПАО «Интер РАО», директор Федеральной службы по военно-техническому сотрудничеству

12 августа

Матюхин Алексей Геннадьевич
1988 г.
начальник управления регулирования жилищно-коммунального хозяйства ФАС России

13 августа

Дорофеев Антон Владимирович
1976 г.
директор Чебоксарской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

Полторанин Святослав Иванович
1966 г.
технический директор – главный инженер Новосибирской ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»

14 августа

Бердников Роман Николаевич
1973 г.
член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»



Мурзин Александр Сергеевич
1979 г.
генеральный директор ПАО «Тамбовская энергосбытовая компания»

15 августа

Гущин Сергей Владимирович
1968 г.
директор ТЭЦ-16 – филиала ПАО «Мосэнерго»

16 августа

Петров Василий Юрьевич
1946 г.
президент Пермского национального исследовательского политехнического университета

17 августа

Киров Сергей Анатольевич
1976 г.
член правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»

Мольский Алексей Валерьевич
1980 г.
член правления, заместитель генерального директора по инвестициям, капитальному строительству и реализации услуг ПАО «Россети»

20 августа



Чемезов Сергей Викторович
1952 г.
генеральный директор Государственной корпорации «Ростех»

Шмаль Геннадий Иосифович
1937 г.
президент Союза нефтегазопромышленников России

22 августа

Новожилов Илья Борисович
1983 г.
директор Конаковской ГРЭС – филиала ПАО «ЭЛС-Энерго»

Хлебов Алексей Васильевич
1971 г.
генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Сибири»

23 августа

Горбатенко Андрей Анатольевич
1958 г.
генеральный директор ООО «Сибирская теплосбытовая компания»



Новак Александр Валентинович
1971 г.
заместитель председателя Правительства РФ

24 августа

Киселёв Василий Николаевич
1947 г.
член Наблюдательного совета ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

25 августа

Мартынов Виктор Георгиевич
1953 г.
ректор Российского государственного университета нефти и газа им. И. М. Губкина

26 августа

Зубакин Василий Александрович
1958 г.
руководитель дирекции по энергетике ПАО «ЛУКОЙЛ»

27 августа

Громов Олег Александрович
1968 г.
генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» – «ОДУ Средней Волги»



Фаустов Павел Владимирович
1970 г.
директор Верхнетагильской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

28 августа

Хардинов Михаил Юрьевич
1982 г.
операционный директор Eп+ Group, руководитель энергетического бизнеса

31 августа

Омельчук Василий Васильевич
1953 г.
заместитель генерального директора АО «Концерн Росэнергоатом» – директор филиала «Кольская атомная станция»

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

сентябрь

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								

1 сентября

Алекперов Вагит Юсуфович
1950 г.
основатель и акционер
ПАО «ЛУКОЙЛ»

Островенко Владимир Евгеньевич
1969 г.
заместитель руководи-
теля Администрации
Президента РФ

3 сентября

Бородулин Сергей Викторович
1973 г.
директор Краснояр-
ской ТЭЦ 1 – филиала
ООО «СГК»

4 сентября



Черкасов Сергей Михайлович
1975 г.
директор Салават-
ской ТЭЦ – филиала
ООО «БГК»

5 сентября

Селезнёв Валерий Сергеевич
1964 г.
первый заместитель
председателя Комитета
Государственной
Думы РФ по энергетике

6 сентября

Ананских Игорь Александрович
1966 г.
первый заместитель
председателя Комитета
Государственной
Думы РФ по энергетике

Бубновский Олег Анатольевич
1976 г.
директор Краснояр-
ской ТЭЦ-2 – филиала
ООО «СГК»

7 сентября



Сечин Игорь Иванович
1960 г.
главный исполни-
тельный директор,
председатель правления,
заместитель председа-
теля Совета директоров
ПАО «НК «Роснефть»,
председатель Совета
директоров ПАО «Интер
РАО», ответственный
секретарь Комиссии
по вопросам стратегии
развития топливно-энер-
гетического комплекса
и экологической безопас-
ности при Президенте РФ



Гавриленко Анатолий Анатольевич
1972 г.
генеральный директор
ЗАО «Лидер», член
Совета директоров
ПАО «Интер РАО»

8 сентября

Солженицын Степан Александрович
1973 г.
председатель Совета
директоров Сибир-
ской генерирующей
компании

9 сентября



Дмитриев Владимир Зиновьевич
1959 г.
генеральный директор
АО «Омск РТС»

Терентьева Татьяна Анатольевна
1975 г.
заместитель генераль-
ного директора по пер-
соналу ГК «Росатом»

10 сентября

Шишкин Сергей Васильевич
1965 г.
генеральный директор
филиала АО «СО ЕЭС» –
«ОДУ Северо-Запада»

12 сентября

Симановский Александр Александрович
1961 г.
председатель прав-
ления, генеральный
директор ПАО «ТГК-2»

15 сентября

Букаев Геннадий Иванович
1947 г.
генеральный директор,
член Совета директоров
АО «РОСНЕФТЕГАЗ»,
вице-президент –
руководитель службы
внутреннего аудита
ПАО «НК «Роснефть»

16 сентября



Панина Александра Геннадьевна
1977 г.
член правления –
руководитель центра
трейдинга ПАО «Интер
РАО», председатель
Наблюдательного
совета НП «Совет
производителей
электроэнергии и стра-
тегических инвесторов
электроэнергетики»



Быстров Максим Сергеевич
1964 г.
председатель правле-
ния ассоциации «НП
Совет рынка» – пред-
седатель правления
АО «АТС»

Синютин Пётр Алексеевич
1962 г.
председатель прав-
ления – генеральный
директор ПАО «Россети
Московский регион»

Смирнов Николай Борисович
1967 г.
министр энергетики
и ЖКХ Свердловской
области

18 сентября



Канделаки Деви Важаевич
1961 г.
генеральный директор
АО «Храми ГЭС-1»,
АО «Храми ГЭС-2»

Обозов Сергей Александрович
1960 г.
заместитель гене-
рального директора
по развитию произ-
водственной системы
ГК «Росатом»

19 сентября

Симоненко Владимир Александрович
1975 г.
начальник экспертного
управления Админи-
страции Президента РФ

21 сентября



Ковальчук Михаил Валентинович
1946 г.
президент Нацио-
нального исследо-
вательского центра
«Курчатовский
институт»



Ковалёв Андрей Викторович
1977 г.
генеральный директор
АО «Мосэнергобыт»

Петров Андрей Ювенальевич
1963 г.
первый заместитель
генерального директора
по атомной энергетике
ГК «Росатом» – прези-
дент АО «Атомстрой-
экспорт»

22 сентября

Каланов Алишер Бахадурович
1968 г.
руководитель инвести-
ционного дивизиона
«РОСНАНО»

26 сентября



Мордашов Алексей Александрович
1965 г.
председатель
Совета директо-
ров ПАО «Силловые
машины»



Мургулец Валерий Валерьевич
1977 г.
председатель Совета
директоров ООО «БГК»

30 сентября



Нагорнов Валерий Анатольевич
1975 г.
генеральный директор
АО «Алтайэнергосбыт»



✓ Потребление электроэнергии в России с начала года и по вторую декаду июля росло на 0,9% в годовом выражении. По итогам года Минэнерго прогнозирует рост выше 1%. Основными драйверами роста по-прежнему остаются Сибирь и Дальний Восток, во многом из-за переориентации грузопотоков на азиатское направление.
 На фото: товарный поезд дальнего следования перевозит контейнеры по Транссибу через западносибирскую тайгу в Козульском районе Красноярского края.



коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

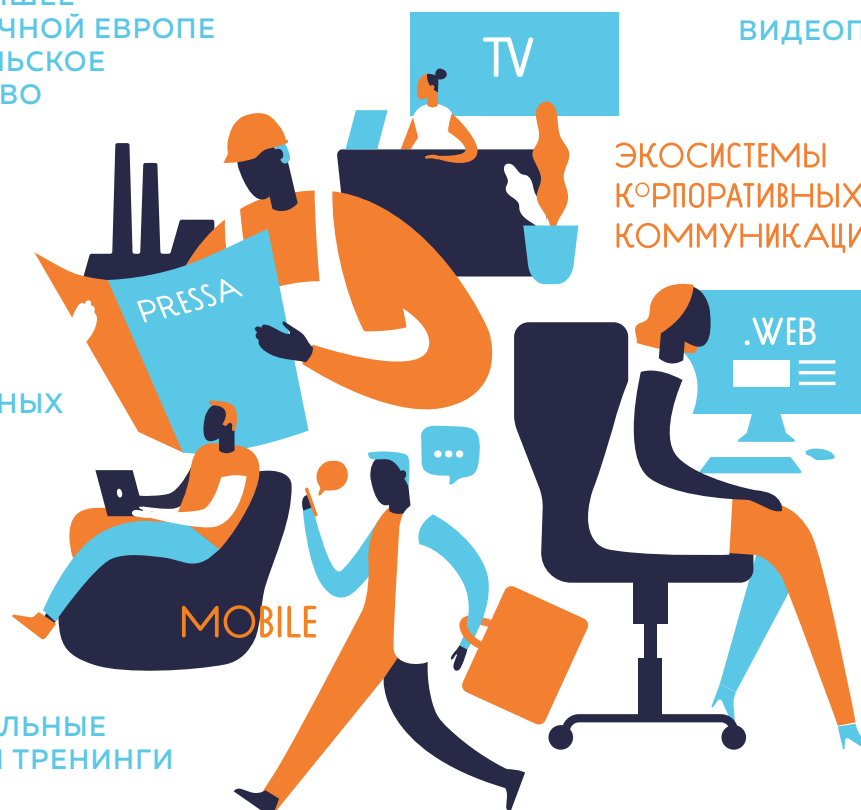
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

ДИДЖИТАЛ-
АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

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

«ЛУКОЙЛ»
«РОСНЕФТЬ»
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»
«СТРОЙГАЗМОНТАЖ»
СУЭК
«БАШНЕФТЬ»
ДТЭК
«ЭНЕРГОПРОМ»
СТНГ
«ГАЗПРОМ ПХГ»
«ЯМАЛ СПГ»
«ЭН+ ГРУП»

«РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН»

Видео

«РУСГИДРО»
СУЭК
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Веб-издания

«РОССЕТИ»
«РУСГИДРО»
«АТОМЭНЕРГОМАШ»
«ПЕРЕТОК.РУ»

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

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