

ЭБГ

Мировая практика

14

Большая энергостройка

Регулирование

20

Тарифные перипетии

NB

32

Необычное электричество

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Умный счёт

Ключевые вопросы при внедрении интеллектуального учёта электроэнергии

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

ынешняя весна в энергетике оказалась информационно насыщенной. Ключевым отраслевым событием всё же стоит признать отставку главы Минэнерго Николая Шульгинова (который, вероятно, вскоре станет депутатом Госдумы) и назначение на этот пост губернатора Кемеровской области Сергея Цивилёва. Подробнее о кадровых перестановках в энерго-секторе читайте в рубрике **«Главные события в России»**.

К началу года в РФ было установлено около 9 млн умных счётчиков, что составляет более 10% от общего числа приборов учёта. Темпы внедрения интеллектуального учёта ниже плановых показателей, в основном по двум причинам. Во-первых, мощностей, локализованных в стране производителями электросчётчиков, недостаточно. Во-вторых, у сбытов и сетей до сих пор нет доступа к сертифицированным устройствам сбора и передачи данных со встроенной функцией криптозащиты, а установка внешней криптозащиты обходится дороже самого прибора. Подробный обзор ситуации и пример успешной разработки комплексного отечественного ИТ-решения, на которое перешло уже 11 регионов, – в **«Теме номера»**.

В **«Инфографике»** собрали информацию об энергопроектах Центральной Азии. Энергетика Казахстана и Киргизии исчерпала советский ресурс и нуждается в срочном обновлении, признали власти этих стран. Уже в этом году в регионе начнётся масштабное энергостроительство силами российских компаний. Подробнее о развитии энергосистем пяти стран региона рассказывается в рубрике **«Мировая практика»**.

Итоги весьма громкой тарифной кампании 2023–2024 годов подводим в рубрике **«Регулирование»**. Главной новостью, безусловно, стала почти тотальная дифференциация бытовых тарифов на электроэнергию по объёмам потребления в рамках борьбы с серым майнингом и перекрёстным субсидированием. Но примечательны и другие решения, в частности исключение Тувы из списка регионов, получающих электроэнергию по тарифам, а не по рыночным ценам. Правда, для этого пришлось создать новый очаг межтерриториального субсидирования и объединить сетевые тарифы республики и соседней Иркутской области.

Также в свежем номере «Энергии без границ» вы найдёте тексты о запуске системы низкоуглеродных сертификатов, резервировании возобновляемой генерации и другую интересную и познавательную информацию.

Редакция журнала «Энергия без границ»



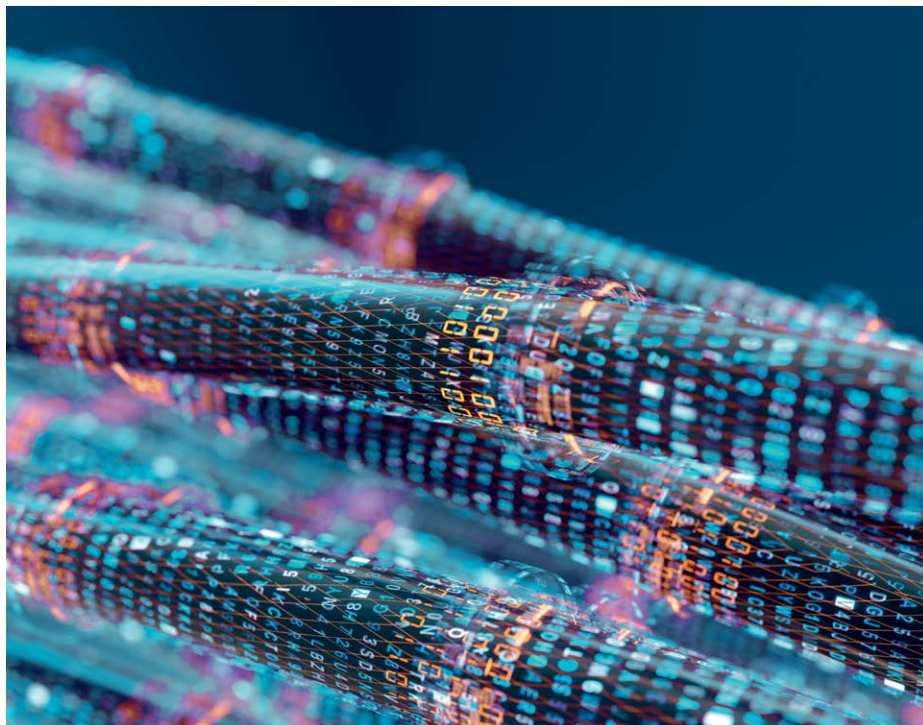


←
06

4 **главные события
в России**

6 **главные события
в мире**

↓
08



8 **тема номера**

Умный счёт

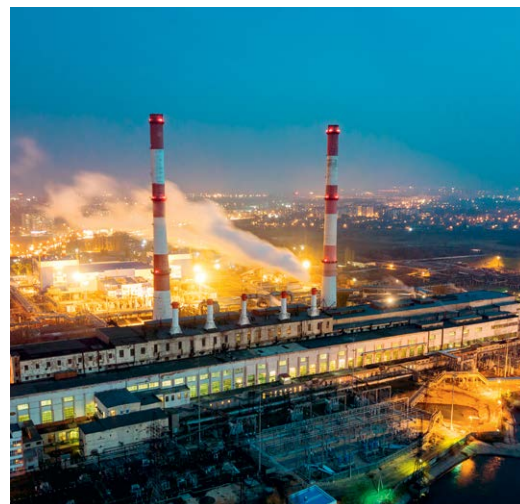
*Ключевые вопросы при внедрении
интеллектуального учёта электроэнергии*

14 **мировая практика**

Большая
энергостройка

*Страны Центральной Азии, со времён распада
СССР предпочитавшие эксплуатировать
советское наследие в энергетике,
в последние годы столкнулись с растущим
дефицитом и теперь начинают масштабное
создание новых мощностей*

↓
20



18 **инфографика**

Проекты строительства
генерации в странах
Центральной Азии

20 **регулирование**

Тарифные перипетии

*Особенности тарифной кампании
2023–2024 годов*

↑
14





←
24



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
«Энергия без границ»,
№ 2 (85) ИЮНЬ – ИЮЛЬ 2024

12+

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

Свидетельство о регистрации
ПИ № ФС77-54414 от 10.06.2013

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

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

коммуникационная группа
MEDIA LINE

Адрес издателя: 105082, г. Москва,
Рубцовская наб., д. 3, стр. 1, оф. 903
Тел.: +7 (495) 640-08-38;
640-08-39

www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru

Генеральный директор:
Людмила Васильева

Фото: пресс-служба компаний
Группы «Интер РАО», Росконгресс,
ТАСС, РИА «Новости», цифровой
пресс-центр «Росатом», Shutterstock,
Эн+, Минэнерго РФ, ФАС России

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

Отпечатано в ИП Коротков К. М.
Адрес типографии: 115569, Москва,
ул. Шипиловская, д. 9
Подписано в печать: 17.06.2024
Дата выхода в свет: 24.06.2024
Тираж: 1500 экз.
Распространяется бесплатно

→
03



32 NB

Необычное электричество

*Поиски новых – более дешёвых, эффективных,
удобных и экономичных источников энергии
ведутся постоянно. Например, получить
немного электричества можно с помощью
одежды или коврика*

34 **календарь дней
рождения ключевых
персон ТЭК России
в июне – июле**

36 **фото номера**

En+ Group в мае после
комплексной замены
оборудования ввела
в эксплуатацию
гидроагрегат № 11
Красноярской ГЭС
мощностью 500 МВт

↓
36



↑
32

24 **теплоснабжение**

Непростое тепло

*Произошедшие в начале года крупные аварии
в теплоснабжении обострили начавшуюся ещё
осенью дискуссия об инвестициях в отрасли
и о механизмах их привлечения*

28 **тенденции**

Зелёный старт

*С 1 февраля в России запущена национальная
система низкоуглеродной сертификации
электроэнергии*

30 **технологии**

Как стабилизировать зеленеющие энергосистемы

3,7%

составил рост потребления электроэнергии в ЕЭС России с начала года к 15 мая

Май стал щедрым месяцем на кадровые новости. В соответствии с законодательными процедурами, после инаугурации **7 мая** перизбранного Президента РФ Владимира Путина правительство страны ушло в отставку, новый кабинет прошёл процедуру утверждения в Госдуме. Большинство членов правительства сохранили свои посты, но в числе покинувших кабинет оказался министр энергетики Николай Шульгинов. На пост главы Минэнерго был утверждён губернатор Кемеровской области, руководитель комиссии Госсовета по энергетике Сергей Цивилёв. Ещё до назначения, на встрече с членами профильного комитета Госдумы **12 мая**, г-н Цивилёв обозначил приоритеты деятельности Минэнерго под его руководством. В перечень вошли продолжение курса на консолидацию электросетевого сектора; распространение ценовой зоны оптового энергорынка на Дальний Восток; официальное признание майнинга видом экономической деятельности и развитие ВИЭ-генерации, в том числе за счёт интеграции объектов ВИЭ в работу единой энергосистемы, а также привлечения инвестиций для сооружения ГЭС. Среди других важных направлений Сергей Цивилёв выделил строительство электроэнергетической инфраструктуры для Восточного полигона РЖД и дальнейшее совершенствование модели конкурентного отбора мощности (КОМ) на оптовом рынке, что создаст для энергокомпаний экономические стимулы к повышению эффективности работы. Ещё одно важное заявление последовало уже после официального назначения: новый глава Минэнерго намерен работать с текущим кадровым составом министерства и сохранит посты за всеми своими заместителями.

Курирующий энергетику вице-премьер Александр Новак сохранил свой пост, при этом его функционал расширен: теперь он будет отвечать и за экономический блок в части вопросов поддержки экономики и антисанкционных мер, а также совместно с другим вице-премьером, главой аппарата правительства



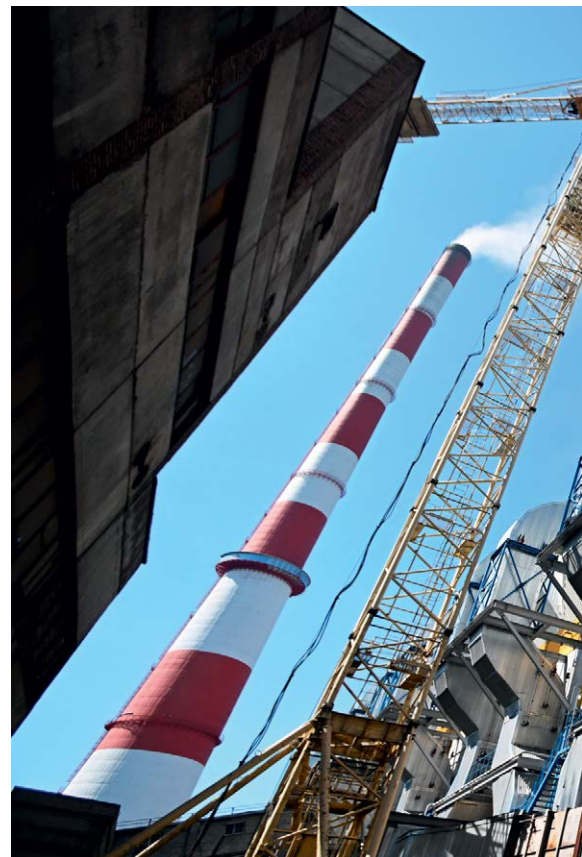
Кирилл Калинин / РИА «Новости»

Дмитрием Григоренко курировать Федеральную антимонопольную службу (по вопросам тарифов). Общаясь с депутатами, г-н Новак среди своих целей назвал поиск дешёвого финансирования для проектов восьми ГЭС суммарной мощностью 4,7 ГВт и ориентировочной стоимостью 961 млрд рублей.

15 мая на встрече с экс-министром г-н Путин поблагодарил Николая Шульгинова и предложил обсудить, как выстроить дальнейшую совместную работу, «но в другом качестве». Спустя две недели «Ведомости» сообщили, что г-н Шульгинов может стать депутатом Госдумы от Ростовской области. За неделю до этого депутат от региона Виталий Кушнарёв сложил полномочия и перешёл на работу в правительство области. В случае реализации этого сценария Николай Шульгинов с высокой долей вероятности станет как минимум членом комитета по энергетике Госдумы.

Экс-глава Минэнерго сохранил кресло в правкомиссии по развитию электроэнергетики как председатель совета директоров «Системного оператора ЕЭС». В апреле в её состав также введены новый глава «Интер РАО» Сергей Дрегваль и управляющий директор по контролю за строительством госкорпорации «Ростех» Елена Сиэра.

Из других кадровых новостей выделим неожиданную добровольную отставку в мае гендиректора En+ Group Михаила Хардикова,



который только в декабре подписал трёхлетний контракт. Вакантный пост занял операционный директор и глава «Евросибэнерго» (подконтрольно En+) Владимир Колмогоров.

Также в апреле были продлены полномочия председателя правления ассоциации «Совет производителей энергии» Александры Паниной и гендиректора «Т Плюс» Александра Вилесова.

21 мая стало известно, что в обновлённый совет директоров ТГК-2 выдвинуты г-н Фёдоров и гендиректор «ГЭХ-Финанс» Евгений Земляной, а также замглавы Минэнерго Евгений Грабчак и старший вице-президент «Промсвязьбанка» Александр Ушаков. К концу прошлого года ТГК-2 года не исполнила ряд нефинансовых

1 555

МВт составляет мощность новой генерации в Сибири и на юге РФ, право на строительство которой будет разыграно на конкурсах этим летом



Кристина Кормицина / РИА «Новости»



▲ Владимир Колмогоров

ковантов, установленных кредитными договорами, и в результате Промсвязьбанк получил право потребовать досрочное погашение долга в размере 3,2 млрд рублей. Прошлой осенью «Коммерсант» со ссылкой на источник сообщал, что контроль над ТГК-2 уже получил «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ). В декабре глава ГЭХ Денис Фёдоров заявлял, что компания пока не получала акций ТГК-2: «Пока нет, акции находятся, насколько я понимаю, в процессе передачи в Росимущество. Пока мы не получили ТГК-2». Сейчас оформление контроля, судя по всему, началось. В первой половине мая ТГК-2 заказала оценку госпакета в размере 83,42% акций, изъятого у прежних собственников.

Важным событием стало утверждение **23 мая** на заседании правкомиссии параметров конкурсного отбора новой генерации (КОМ НГО) для покрытия

прогнозного энергодефицита в Сибири (700 МВт) и на юге РФ (855 МВт). В обоих случаях речь идёт только о российском оборудовании. Вице-премьер Александр Новак поручил ведомствам совместно с машиностроителями «обеспечить соблюдение норм его качества, а также сроков реализации заказов для новых электростанций», подчёркивается в сообщении пресс-службы правительства. Потолок капзатрат для Сибири, где на февральском отборе удалось закрыть лишь 525 МВт из 1225 МВт дефицита, увеличен на 39%, до 589 тыс. рублей за 1 кВт, базовая доходность – на 2 п. п., до 14%. Для ОЭС юга показатели составят 298 тыс. рублей и 14%. При этом дефицит здесь оценивается в 1355 МВт, но ранее «Коммерсант» сообщал, что 500 МВт новых мощностей без конкурса может построить «Ростех» на действующих ТЭС в Тамани и в Крыму.

О своём желании участвовать в дополнительном отборе в Сибири уже сообщили «Интер РАО» и En+. Первая рассматривает возможность строительства электростанций мощностью до 500 МВт, сообщил генеральный директор «Интер РАО» Сергей Дрегваль. Как следует из его презентации, компания может заявить на конкурс проект угольной ТЭС в Бурятии мощностью 230 МВт и угольной ТЭС в Забайкальском крае максимальной мощностью 460 МВт. Станции планируется ввести в 2029 году.

En+ готова заявить на повторный конкурс в Сибири проекты на 330 МВт. Этот объём фактически соответствует максимальной мощности, которая может быть построена на территории Иркутской области (то есть в зоне ответственности En+).

2 года

дополнительной нештрафуемой отсрочки вводов просят ВИЭ-инвесторы по проектам ДПМ из-за санкционных трудностей и высоких банковских ставок



В МИРЕ



1. Азербайджан

Кавказ зеленеет

В 2024 году в Азербайджане начнётся строительство пяти солнечных (СЭС) и ветряных электростанций (ВЭС) мощностью 1,3 ГВт.

Выступая в Нью-Йорке на Неделе устойчивого развития, организованной ООН, министр энергетики Азербайджана Парвиз Шахбазов заявил, что страна вместе с международными энергокомпаниями до 2037 года планирует поэтапно реализовать проекты возобновляемой энергетики, зелёного водорода и аммиака мощностью 28 ГВт, что позволит увеличить долю ВИЭ в установленной мощности страны до 33%.

«В этом году будет начато строительство ещё пяти солнечно-ветряных станций общей мощностью 1300 МВт. В то же время предпринимаются шаги по созданию зелёных коридоров Каспий – Чёрное море – Европа,



Азербайджан – Турция – Европа и Азербайджан – Центральная Азия – Европа, которые позволят транспортировать 5 ГВт зелёной электроэнергии и зелёного газа, а также экспортировать зелёную энергию из Казахстана и Узбекистана», – сообщил г-н Шахбазов.



▲ АО «Аккую Нуклеар»

2. Турция



Больше атома

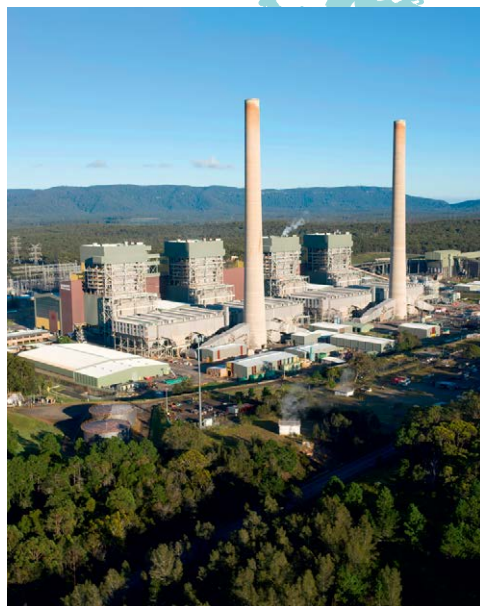
Турции до 2050 года требуется 20 ГВт атомных мощностей. Как передал Интерфакс, об этом сообщил министр энергетики и природных ресурсов страны Алпарслан Байрактар.

«В настоящее время мы направили все усилия для установки 12 крупных атомных реакторов в Аккую, Синопе и Фракии», – сказал министр турецкому телеканалу TRT.

Он также отметил, что Турция планирует в собственную «корзину атомной энергетики» добавить ещё 5 ГВт атомных мощностей за счёт малых модульных реакторов. «Для этого мы продолжаем поиски вариантов сотрудничества», – сказал он.

В июне прошлого года глава департамента ядерной энергетики Минэнерго Турции Салих Сары рассказывал о переговорах с Россией и Южной Кореей о строительстве в стране второй АЭС – в черноморской провинции Синоп. Кроме того, параллельно обсуждается возведение третьей АЭС в европейской части Турции (район Фракия), а также планируется возвести четвёртую атомную станцию.

Энергоблок № 1 мощностью 1,2 ГВт первой в Турции АЭС – «Аккую», – которую строит «Росатом», получил разрешение на ввод в эксплуатацию в декабре прошлого года; ожидается, что он заработает в 2024 году. Стоимость проекта строительства АЭС мощностью 4,8 ГВт составляет около \$22 млрд.



3. Австралия



Уголь удерживает позиции

Правительство австралийского штата Новый Южный Уэльс планирует продлить на четыре года эксплуатацию крупнейшей в стране угольной ТЭС Eraring мощностью 2880 МВт.

Решение правительства предусматривает предоставление субсидий ТЭС Eraring в течение двух лет с выдачей разрешения



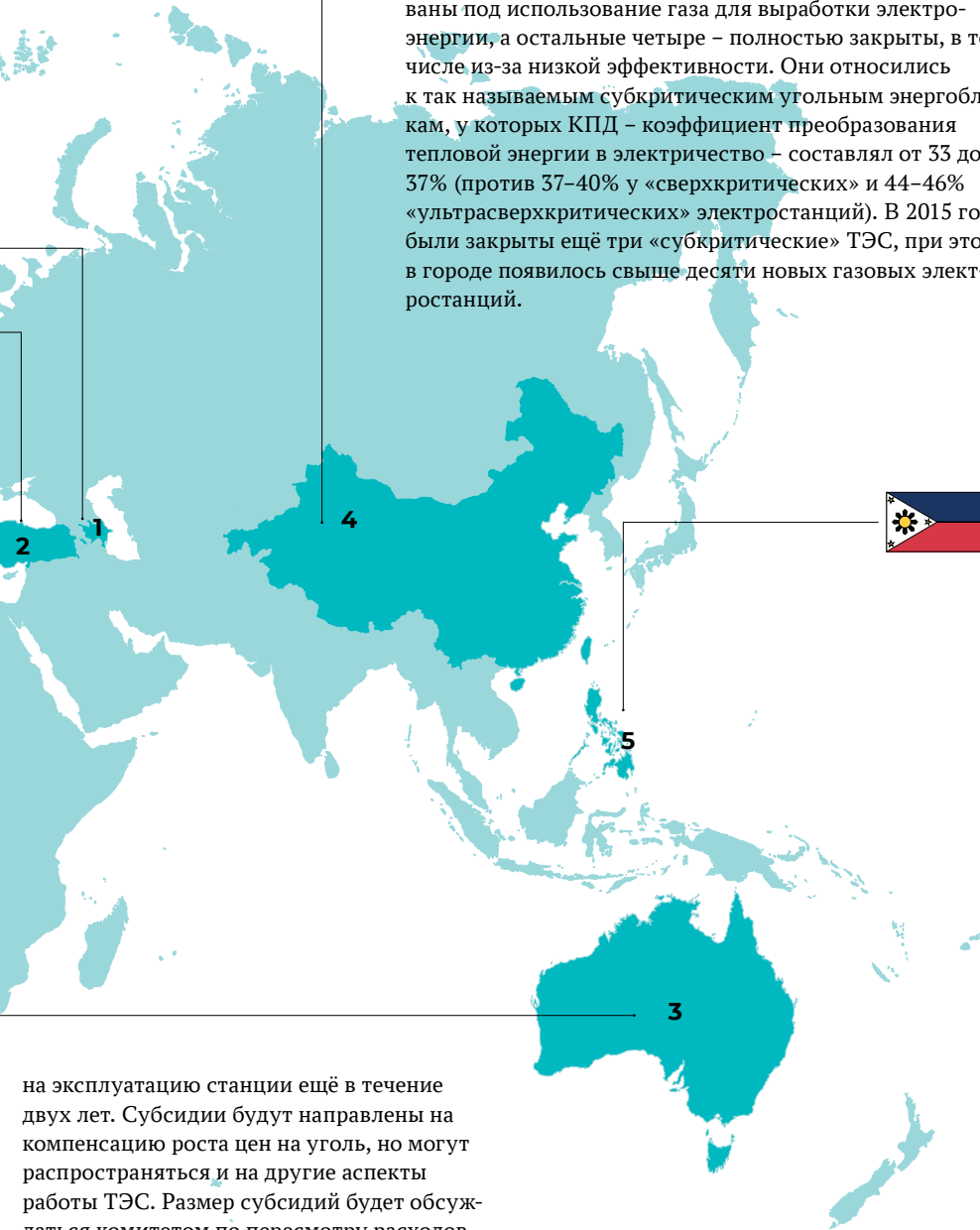
4. Китай

Воздух чище

Переход с угля на газ в электроснабжении Пекина кратно улучшил качество воздуха.

В 2014 году в столице Китая содержание углекислого газа в воздухе превышало норму в течение 180 дней, в 2022 году – меньше чем в 40, следует из подсчётов Shell, на которые ссылается ассоциация «Глобальная энергия».

Ключевую роль в энергоснабжении Пекина в 2000-х годах играли угольные электростанции, однако в 2010-х они были закрыты либо полностью переведены на газ. Первой в этом ряду стала электростанция Gaojing, состоявшая из шести энергоблоков общей мощностью 600 МВт. Первые два энергоблока были переоборудованы под использование газа для выработки электроэнергии, а остальные четыре – полностью закрыты, в том числе из-за низкой эффективности. Они относились к так называемым субкритическим угольным энергоблокам, у которых КПД – коэффициент преобразования тепловой энергии в электричество – составлял от 33 до 37% (против 37–40% у «сверхкритических» и 44–46% «ультрасверхкритических» электростанций). В 2015 году были закрыты ещё три «субкритические» ТЭС, при этом в городе появилось свыше десяти новых газовых электростанций.



5. Филиппины

Морская ГАЭС

На Филиппинах планируется построить гидроаккумулирующую электростанцию (ГАЭС) мощностью 320 МВт, в качестве энергоресурса использующую морскую воду.

Как говорится в международном обзоре российского «Системного оператора», проект строительства будет развёрнут на филиппинском острове Лусон. Верхний резервуар ГАЭС разместят на высоте 300 м над уровнем моря. В качестве нижнего резервуара будет использовано море. Разработчиком проекта является филиппинская Repower Energy Development Corporation, специализирующаяся на технологиях в области ВИЭ. За поставку гидротурбин для станции будет отвечать австрийская компания Gugler Water Turbines.

Новая электростанция станет первой ГАЭС подобного типа на Филиппинах. Первой в Азиатско-Тихоокеанском регионе ГАЭС на морской воде стала станция мощностью 30 МВт, построенная в качестве пилотного проекта на японском острове Окинава и введённая в эксплуатацию в 1999 году.

на эксплуатацию станции ещё в течение двух лет. Субсидии будут направлены на компенсацию роста цен на уголь, но могут распространяться и на другие аспекты работы ТЭС. Размер субсидий будет обсуждаться комитетом по пересмотру расходов правительства. По имеющимся оценкам, сохранение в работе только двух из четырёх энергоблоков может обойтись в сумму до \$150 млн в год.

Умный счёт

текст: Александра Белкина

Одним из важных аспектов в работе энергокомпаний с конечными потребителями остаётся дальнейшее распространение интеллектуальных систем учёта электроэнергии (ИСУ). Их внедряют по мере выхода из строя старых, «неумных» счётчиков, так что процесс замены растягивается на 15 лет. На сегодняшний день обеспечение приборами учёта в целом уже не является проблемой, но для полноценной работы ИСУ ещё предстоит решить некоторые вопросы.



По сведениям Минэнерго России, с июля 2020 года, когда началось обязательное внедрение умных счётчиков, и до конца 2023 года было установлено около 9 млн приборов – более 10% от количества всех счётчиков в стране. Ответственными за замену старых приборов учёта на интеллектуальные в многоквартирных домах являются гарантирующие поставщики электроэнергии (ГП, ключевые сбытовые компании регионов РФ), в случае с прочими потребителями – электросетевые.

Согласно данным Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний (ГП и ЭСК), в 2020–2021 годах гарантирующие поставщики установили 2,9 млн приборов учёта, в 2022 году – 1,4 млн, в 2023-м (по данным на октябрь) – ещё 1,4 млн счётчиков.

«Сетевые организации и гарантирующие поставщики обязаны осуществлять замену приборов учёта по мере их выбытия (истечение срока эксплуатации, проверки, неисправности), таким образом, внедрение будет длиться 15 лет. На текущий момент органы регулирования не в полной мере включают (в тариф. – *Прим. ред.*) средства, необходимые для реализации обязанности. Таким образом, проблема с недофинансированием сохраняется», – прокомментировали «Энергии без границ» в ассоциации. Там пояснили, что сейчас фиксируется отставание гарантирующих поставщиков по срокам внедрения интеллектуального учёта и, скорее всего, его невозможно будет устранить в течение 2024 года.

В декабре прошлого года газета «Ведомости» сообщила, что Ассоциация предприятий в сфере радиоэлектроники, информационных технологий и инжиниринга, представляя российских производителей умных счётчиков, попросила Генпрокуратуру проверить гарантирующих поставщиков и сетевые компании на предмет законности импортных закупок, так как с 2022 года действует норма об обязательном приобретении отечественного оборудования. В Минэнерго тогда пояснили изданию, что в России действует балльная система для оценки допустимого уровня локализации: в 2022 году необходимо было иметь не менее 60 баллов, в 2023-м – 75, в 2024-м – 90, в 2025 году – 113 баллов.

В Ассоциации ГП и ЭСК напомнили, что закупка счётчиков происходит по итогам конкурсов. Пока их результаты «свидетельствуют о недостаточном

количестве локализованных приборов учёта» в свободном доступе на рынке, поскольку именно производители и поставщики оборудования подают конкурсные заявки, которые не в полной мере соответствуют требованиям по локализации.

«На наш взгляд, это связано с недостаточными пока ещё для рынка реальными темпами локализации электронной компонентной базы, которая может быть использована в отечественных устройствах сбора и передачи данных, в самих приборах учёта, что является очень важной задачей с точки зрения промышленной политики государства. В этой связи для выполнения требований закона в части своевременной установки приборов учёта... гарантирующие поставщики и сетевые организации вынуждены приобретать и устанавливать в том числе и приборы учёта, которые не полностью отвечают требованиям в части локализации производства», – отметили в Ассоциации. В ней полагают, что эта ситуация изменится в течение 2024 года по мере насыщения рынка отечественным оборудованием.

Важный аспект, на который обращают внимание в Ассоциации ГП и ЭСК, – усиление внимания как органов власти, так и самих компаний к дополнительным мерам безопасности и защите инфраструктуры ИСУ от несанкционированного доступа. К этой же области относится один из вопросов, который пока находится в стадии решения.

Согласно законодательству с начала 2022 года гарантирующие поставщики и сетевые компании должны предоставлять клиентам минимальный функционал интеллектуальных систем учёта электроэнергии. Как пояснили в ассоциации, это возможно только в случае обеспечения требований безопасности, а значит, наличия на рынке средств с локализованной криптозащитой. Производители работают над решением этой задачи, но потребности рынка на текущий момент не обеспечены, говорят в объединении ГП и ЭСК.

«Действительно, до настоящего времени устройств сбора и передачи данных (УСПД) со встроенной функцией криптозащиты на рынке нет, по крайней мере у тех производителей, с которыми мы работаем», – прокомментировал «Энергии без границ» генеральный директор компании «Русэнергосбыт» Михаил Андронов. – Эта проблема может решаться так называемой наложенной (внешней)





К началу 2024 года в России было установлено около 9 млн умных счётчиков – это более 10% от числа всех приборов учёта в стране

криптозащитой. Для этого на подстанции или в многоквартирном доме, где необходимо установить УСПД, сначала устанавливается соответствующее оборудование связи, которое формирует защищённую цифровую локальную сеть, а УСПД уже подключается внутри этой сети. Однако стоимость такого решения существенно выше, чем само УСПД, и такое решение нельзя считать приемлемым для широкого внедрения. Для себя мы просто «заморозили» использование УСПД до того момента, когда производители оборудования исправят эту ситуацию, и применяем альтернативные технические решения для построения ИСУ, то есть без использования УСПД».

Изначально законодательство предусматривало применение штрафов для энергокомпаний, если они не смогут предоставить потребителям минимальный функционал ИСУ, хотя размер штрафов так и не был установлен.

«В нашем случае штрафов не было. В рамках нашей ИСУ мы можем предоставлять нашим потребителям доступ к минимальному функционалу. Также надо отметить, что никакой сертификации ни ИСУ, ни счётчика, подтверждающей, что они являются интеллектуальными и отвечают соответствующим требованиям, на настоящий момент не предусмотрено», – рассказал Михаил Андронов.

Как пояснили в Ассоциации ГП и ЭСК, в сложившихся условиях Минэнерго «решило отложить введение штрафов до момента, когда производителями приборов учёта и компонентной базы будет налажено производство в необходимом объёме, в первую очередь устройств с криптозащитой». После того как рынок будет достаточно обеспечен оборудованием и энергокомпании смогут выполнять требование законодательства, будут введены штрафы.



Практика интеллектуального учёта

В 2023 году входящая в «Интер РАО» компания «СИГМА» внедрила в своих сбытовых подразделениях «СИГМА.ИВК» – инновационный комплекс ИТ-продуктов, позволяющий автоматически собирать, хранить и обрабатывать информацию, полученную с приборов учёта, и обмениваться ею. Какими возможностями обладает «СИГМА.ИВК», как он создавался и как его внедрение повлияет на работу российских энергосбытов, в статье для «Энергии без границ» рассказал директор департамента интеллектуальных систем «СИГМА» Владимир Гусев.

Умные счётчики – это измерительные устройства нового поколения, которые могут в автоматическом режиме не только собирать данные, но и передавать их в энергоснабжающие организации. Интеллектуальные системы учёта (ИСУ), в свою очередь, автоматически собирают информацию со счётчиков, хранят и обрабатывают полученные данные, обмениваются ими с системами гарантирующих поставщиков и других организаций. Именно такой продукт разработала «СИГМА» и успешно провела серию проектов по его внедрению в энергосбытовых компаниях «Интер РАО».

«СИГМА.ИВК» – комплекс современных российских ИТ-решений, в который входят собственно информационно-вычислительный комплекс (ИВК) и подсистема сбора данных с приборов учёта «СИГМА.СУП СПД «Пионер».

Как это работает? «Пионер» собирает данные с приборов учёта (ПУ) и передаёт их в ИВК. В ИВК данные хранятся и обрабатываются, а также происходит синхронизация нормативно-справочной информации со сведениями из других систем.

«СИГМА.ИВК» обеспечил практически полную автоматизацию работы с данными энергопотребления. Важное преимущество комплекса – он полностью соответствует требованиям Постановления Правительства РФ № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учёта электрической энергии». Такие ИТ-решения – важная часть экономики данных: нового подхода к работе с информацией, суть которого – в получении максимальной выгоды благодаря высокому качеству данных и наличию надёжной

инфраструктуры для их сбора, обработки, передачи и защиты. По мере реализации нового национального проекта «Экономика данных» потребность в таких отечественных решениях, как «СИГМА.ИВК», будет расти.

Все плюсы в комплексе

Современный энергоучёт – это работа с большими объёмами информации, а ещё – очень серьёзные требования к скорости обмена данными, их безопасной передаче и обработке, ведь каждый счётчик связан с конкретным объектом, а персональные данные владельцев этих объектов должны быть надёжно защищены в соответствии с законодательством. И всё это – в масштабах нашей страны: «СИГМА.ИВК» используется в энергосбытовых компаниях «Интер РАО» уже в 11 регионах России.

Какие задачи в российских энергосбытах теперь решают по-новому? Сбор, хранение и передача всех видов показаний, журналов и событий с приборов учёта электроэнергии во внешние системы происходит в автоматическом, защищённом режиме в реальном времени. Благодаря прямой интеграции с различными системами, которые используются в энергосбытовой деятельности – биллингом, личными кабинетами клиента, хранилищем данных и многими другими, – данные не теряются и не дублируются. А значит, расчёты становятся более оперативными и точными.

До появления «СИГМА.ИВК» часть процессов сбора и обработки показаний приборов учёта не была автоматизирована. Например, показания счётчиков собирались вручную в различных файлах – excel и других форматах, а обмен данными с сетевой компанией производился пересылкой файлов с показаниями через e-mail или по ftp. Неавтоматизированный процесс



сбора и обработки показаний приборов учёта обладает рядом недостатков. Это прежде всего человеческий фактор: риск возникновения ошибок при ручном сборе и вводе информации очень высок. Кроме того, сбор, обработка и анализ показаний вручную требуют больше времени и ресурсов, что снижает оперативность выполнения этих операций, повышает их трудоёмкость и себестоимость. Так как данные не обновляются в режиме реального времени, сложно обеспечить оперативный мониторинг и управление энергопотреблением. Использование умных счётчиков и ИСУ решает эти проблемы, позволяя отказаться от устаревших и трудоёмких подходов и полностью автоматизировать эти процессы.

Интересная особенность решения – автоматический досбор информации, позволяющий избежать пропуска данных с приборов учёта. Как это работает? Если по какой-то причине информация от счётчика не была получена или пришла не в полном объёме, система автоматически определит это и «обратится» к такому устройству повторно. Так удаётся избежать пропуска данных и неточных расчётов. Раньше это делалось вручную: оператор АСКУЭ самостоятельно отслеживал и запускал операцию дополнительного опроса счётчика, если обнаруживал пропуски данных.

Кроме того, система позволяет хранить и отображать нормативно-справочную информацию по объектам учёта и отслеживать динамически изменяемые маршруты доступа к счётчикам.

Дистанционный контроль – против хищений и поломок

«СИГМА.ИВК» помогает гарантирующим поставщикам и сетевым организациям оперативно выявлять нарушителей и должников. Комплекс позволяет непрерывно мониторить трафик данных на энергетических предприятиях, обнаруживать аномальную активность, подозрительные подключения или попытки несанкционированного доступа. Эти функции помогают бороться с неучтённым потреблением, хищениями и потерями данных, автоматически выявляя вредоносное воздействие на приборы учёта со стороны потребителей. Попытки самостоятельно «модернизировать» или перенастроить счётчик не останутся незамеченными и безнаказанными. Зафиксировав, что с прибора учёта поступают недостоверные данные, «СИГМА.ИВК» автоматически оповестит об этом внешние системы, с которыми взаимодействует. Чем больше таких фактов выявлено,

тем меньше издержки, которые несут энергетики. Кроме того, «СИГМА.ИВК» позволяет дистанционно ограничивать режим энергопотребления нарушителям и должникам без выезда техников к месту нарушения.

Интересно, что возможность ограничивать объём потребляемой энергии есть и у клиентов сбытовых компаний. Уже сейчас юрлица могут повышать или снижать свой режим энергопотребления и в соответствии с ним выбирать тариф. Сделать это можно через личный кабинет клиента, синхронизированный «СИГМА.ИВК». Вскоре эти возможности будут доступны физлицам. Другое несомненное преимущество для потребителей – «СИГМА.ИВК» собирает корректные данные с умных счётчиков, исключая риски ошибок в показателях. Так клиенты получают точные счета и платят именно за то количество электроэнергии, которое они потребили.

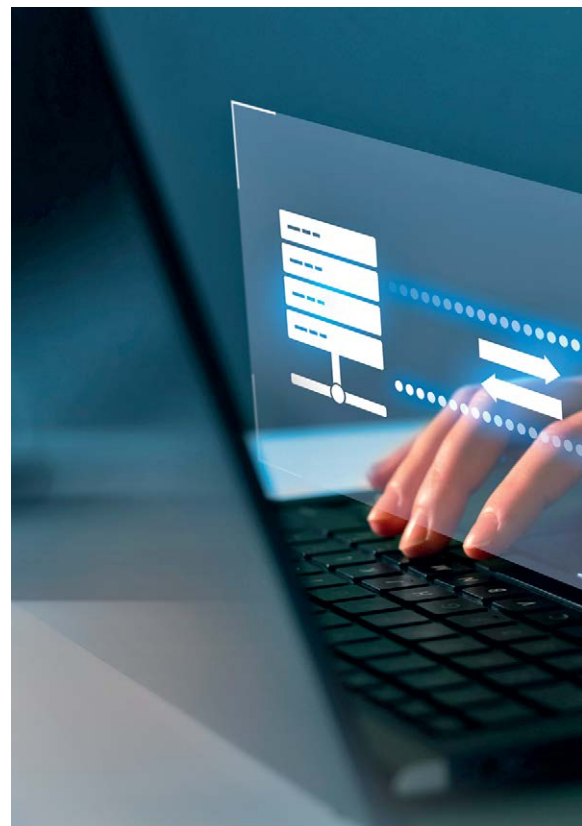
«СИГМА.ИВК» поддерживает возможность устанавливать и изменять тарифные зоны по инициативе гарантирующего поставщика, сетевой организации и потребителя, а также удобно и оперативно вносить в базу данных новые объекты и классы и формировать широкий спектр отчётов – это важно для сетевых организаций и гарантирующих поставщиков.

**«СИГМА.ИВК»
работает
с конечными
устройствами
учёта
электроэнергии
с использованием
криптозащиты
данных**

Единое решение для умного учёта энергоресурсов

Отметим также практически неограниченные возможности системы в плане масштабирования и подключения приборов учёта. У решений, применявшихся ранее, существовали ограничения по загрузке данных на стороне АРМ ПДЭ: система «зависала» при загрузке показаний более чем с 999 приборов учёта. «СИГМА.ИВК» рассчитан на взаимодействие в режиме реального времени более чем с 16 млн приборов учёта около 3 млн шлюзов и роутеров. К комплексу уже подключено порядка 2500 защищённых шлюзов, «опрашиваемых» интеллектуальные приборы учёта, а к концу 2024 года их количество вырастет до 24 000. Микросервисная модульная архитектура программного комплекса позволяет проводить неограниченное горизонтальное масштабирование. Благодаря этому система может использоваться как единое решение для обработки данных энергопотребления в любых масштабах – от населённого пункта до всей страны.

Решение «СИГМА.ИВК» позволило минимизировать расхождение взаиморасчётов между участниками процесса поставки электроэнергии, повысить скорость сбора и обмена данными и снизить риск человеческого фактора.



Сбор, хранение и передача всех видов показаний, журналов и событий с приборов учёта электроэнергии во внешние системы происходит в автоматическом защищённом режиме в реальном времени

Техническая сторона вопроса

«СИГМА.ИВК» спроектирован и создан как набор микросервисов, где каждый модуль отвечает за свою часть функциональности и управляется независимо. Модульная архитектура позволяет встраиваться в любой ИТ-ландшафт, осуществлять неограниченное горизонтальное масштабирование системы, а также производить её обслуживание без остановки на период сервиса. Система отвечает требованиям безопасности данных к субъектам критической информационной инфраструктуры 1–3-й категории и работает с конечными устройствами учёта электроэнергии с использованием криптозащиты данных.

Технологический стек продукта достаточно широкий – всего в разработке задействовано около 200 технологий и модулей. Это языки JavaScript, C#, C++, C, TypeScript, CSS, HTML, платформа .NET Core, фреймворки Spring, Hibernate, Angular, базы данных PostgreSQL, ClickHouse и не только. В процессе разработки использовались программное обеспечение и оборудование российских поставщиков («Инконтрол», Yadro, QTech и другие), а также стек технологий, согласованный с Минцифры для реализации проекта. Многие задачи по интеграции программного обеспечения и оборудо-

вания были отработаны впервые в российской практике. Этот опыт позволит упростить тиражирование системы на другие организации.

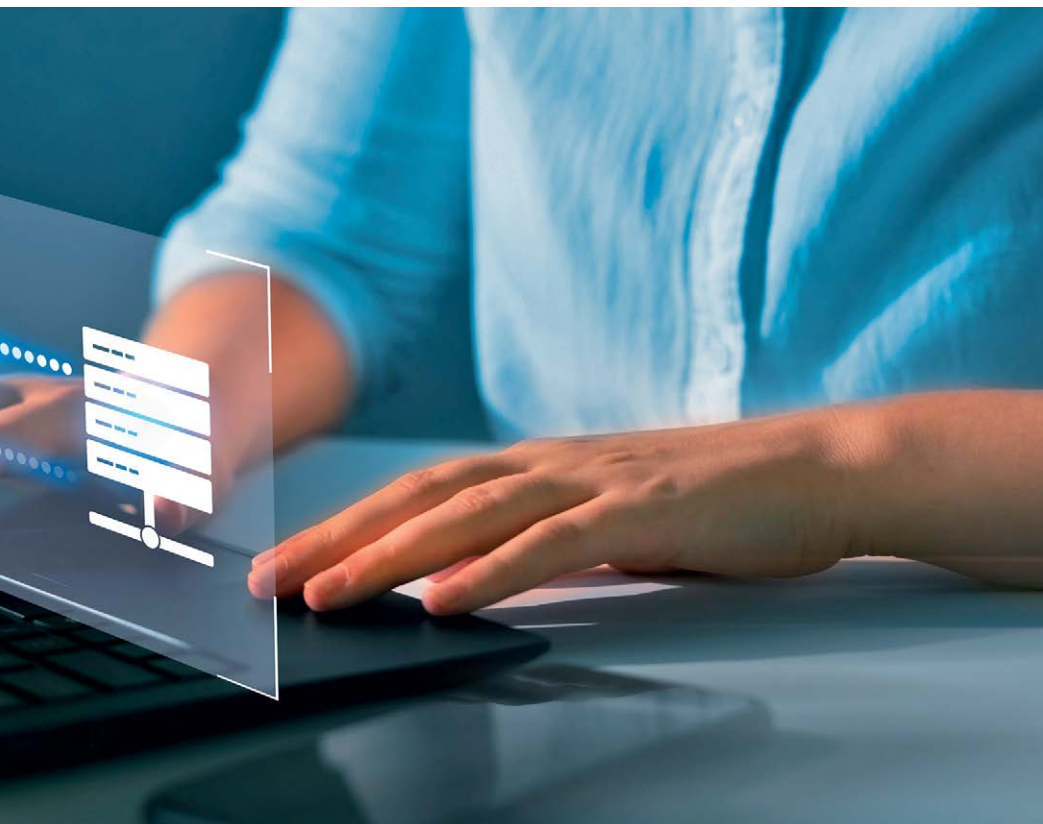
Текущая ситуация и перспективы

«СИГМА.ИВК» был переведён в промышленную эксплуатацию в 11 региональных энергосбытовых компаниях «Интер РАО» в 2023 году. В этом году в контур проекта войдут две новые сбытовые компании холдинга: «Екатеринбургэнергосбыт» и «Псковэнергосбыт». Согласно дорожной карте проекта, предстоит:

- изменить алгоритм опроса ПУ для минимизации рисков несанкционированного доступа к приборам учёта и их отключения;
- добавить дополнительные инструменты для контроля состояния сбора показаний с приборов учёта;
- расширить функциональности фиксации и анализа аномалий в показаниях ПУ;
- добавить новые виды и формы отчетности;
- провести интеграцию «СИГМА.ИВК» с Федеральной информационной адресной системой;
- продолжить работу по синхронизации данных с системами НСИ;
- усовершенствовать пользовательский интерфейс с учётом обратной связи от пользователей.

«СИГМА.ИВК» – большой информационный хаб, аналогов которому нет на рынке ИСУ. Система проектировалась с нуля, когда отсутствовали лучшие практики, на которые можно было бы опереться. Россия же самодостаточна: мы сами и генерируем, и поставляем, и продаём электроэнергию. За рубежом подобных систем нет – там иное правовое поле и совершенно другой рынок электроэнергии.

В современных условиях, когда важнейшими трендами энергетики являются импортозамещение и информационная безопасность, особенно важно отметить, что «СИГМА.ИВК» – полностью российское решение. Комплекс соответствует критериям законодательства, требованиям по информационной безопасности и импортозамещению программного обеспечения и оборудования. В этом плане продукт «СИГМА» уникален – других систем, которые отвечают сразу трём этим важным параметрам, на российском рынке сбыта электроэнергии нет. «СИГМА.ИВК» готов к тиражированию не только в компаниях электроэнергетического сегмента, но и в сфере ЖКХ и в других отраслях, связанных с учётом ресурсов.



Большая энергостройка

текст: Роман Громов

Страны Центральной Азии, со времён распада СССР предпочитавшие эксплуатировать советское наследие в энергетике, в последние годы столкнулись с растущим дефицитом и попытались в 2022–2023 годах решить проблему массовым строительством ВЭС и СЭС руками китайских и арабских компаний. Однако в прошлом и в этом году в регионе резко выросла аварийность изношенной тепловой генерации, что привело к перебоям с теплом и светом в крупных городах Казахстана и Киргизии, а также к межсистемным авариям. Сейчас страны региона запускают строительство новой базовой генерации, которая обеспечит теплоснабжение, дополнительные электрические мощности и будет страховать ВИЭ. Значительная часть ключевых проектов в Центральной Азии уже доверена российским компаниям – «Интер РАО» и «Росатому», которые займутся созданием генмощностей и сформируют заказы для отечественных поставщиков оборудования.

Казахстан

Казахстан, установленная мощность электростанций которого составляет около 11 ГВт, на протяжении ряда лет использовал отечественную энергосистему в качестве страхующей мощности в рамках технических перетоков, при этомкратно превышая согласованные объёмы. Под давлением российской стороны в 2022 году страна запустила систему коммерческой торговли при экспорте электроэнергии, после чего объём технических перетоков стабилизировался, а Казахстан на фоне закрытия европейского рынка и снижения экспорта в Китай из-за дефицита генерации на Дальнем Востоке стал крупнейшим покупателем российской электроэнергии. На долю страны пришлось 4,7 млрд (43,9%) из 10,7 млрд кВт•ч, проданных в прошлом году российским оператором экспорта/импорта электроэнергии – «Интер РАО», в I квартале 2024 года показатель приблизился к 50%.

Ранее страны Центральной Азии активно развивали лишь сегмент ВИЭ, прежде всего, руками китайских компаний. Также крупными игроками регионального рынка зелёной энергетики являются инвесторы из ОАЭ и Саудовской Аравии. В прошлом году государственная энергетическая инвесткорпорация Китая (СПИН) и SANY Renewable Energy подписали соглашения о строительстве в Казахстане 1 ГВт ВЭС и локализации производства оборудования для них. В октябре «Самрук-Энерго» и Power China Resources Ltd. заявили о планах увеличить мощность ВЭС в Алма-Атинской области, введённой в эксплуатацию в прошлом году, с 60 до 810 МВт. В декабре с французской TotalEnergies, саудовской ACWA Power и эмиратской Masdar были подписаны соглашения о строительстве ещё трёх ветропарков суммарной мощностью 3 ГВт.

Однако в прошлом году в Казахстане случился крупный блэкаут, заставивший республиканские власти пересмотреть отношение к традиционной генерации, ранее находившейся в условиях недофинансирования и недостаточного обновления. В начале июля, после аварии на Мангистауском атомном энергетическом комбинате, энергосистемы Мангистауской и Атырауской областей перешли в режим изолированной работы и в течение недели снабжались электроэнергией от ЕЭС России. Уже в ноябре заместитель премьер-министра республики Серик Жумангарин заявил, что республика намерена построить три крупных ТЭС и доверит проекты российским компаниям. В апреле Минэнерго двух стран подписали соглашение по проектам угольных ТЭЦ в городах Кокшетау, Семей и Усть-Каменогорск, уполномоченными организациями назначены «Интер РАО – Экспорт» и «Самрук-Энерго».



Электрическая мощность ТЭЦ в Кокшетау составит 240 МВт, тепловая – 520 Гкал•ч, в Семее – 360 МВт и 472 Гкал•ч, в Усть-Каменогорске – 360 МВт и 1 007 Гкал•ч. Проекты будут окупаться за счёт тарифов, а финансироваться российскими банками, которые обеспечат в том числе экспортное кредитование поставщиков оборудования. «Интер РАО – Экспорт» станет ЕРС(М)-подрядчиком (проектирование, материально-техническое обеспечение и управление строительством) и будет оказывать содействие казахстанскому заказчику в привлечении заёмного коммерческого финансирования. Проекты планируются к реализации в рамках поручения Президента РФ по развитию несырьевого экспорта и национального проекта «Международная кооперация и экспорт», отмечают в «Интер РАО». Две из трёх станций должны начать работу уже в 2027 году, ТЭЦ в Усть-Каменогорске – в 2030 году.

Кроме того, в декабре в ходе визита президента Казахстана Касым-Жомарта Токаева в Санкт-Петербург «Самрук-Энерго» подписало соглашение о сотрудничестве с петербургским ООО «Фирма ОРГРЭС» по строительству энергоблоков № 3 и 4 на Экибастузской ГРЭС-2 с использованием российского оборудования, сообщила пресс-служба госфонда «Самрук-Казына».

К активному выходу на казахстанский рынок готовится и «Росатом». В ноябре структура госкорпорации участвовала в отборе проектов ВЭС, но лотов не получила. При этом в стране готовится референдум о строительстве крупной АЭС, он может пройти уже в этом году. По итогам проведённых исследований наиболее предпочтительной площадкой определена территория



села Улкен Алма-Атинской области, где для охлаждения реакторов может быть использована вода озера Балхаш. Проект по строительству АЭС в Казахстане планируется реализовать международным пулом инвесторов. Рассматриваются четыре поставщика: корейская KHNP, китайская CNNC, российский «Росатом» и французская EDF. По данным Минэнерго Казахстана, работы могут занять до 10 лет, стоимость одного энергоблока в среднем составляет \$5 млрд.

Киргизия

Схожие проблемы в Киргизии, основу энергосистемы (3,6 ГВт) которой составляют ещё советские ГЭС. Уже несколько лет в стране фиксируется 20-процентный дефицит электроэнергии, который покрывается перетоками из соседних стран, в том числе из России: компания «Интер РАО» в апреле 2023 – марте 2024 года экспортировала в республику 900 млн кВт•ч. Отсутствие резервов приводит к веерным отключениям не только при авариях, но и при проведении плановых ремонтов на ГЭС: так было в марте при обновлении гидроагрегатов Токтогульской и Уч-Курганской ГЭС.

В июле прошлого года президент Киргизии Садыр Жапаров объявил чрезвычайное положение в энергетике до конца 2026 года. Причина – энергокризис, вызванный низким уровнем приточности в бассейне реки Нарын, стремительным ростом потребления

и нехваткой генмощностей, говорилось в указе президента. То, что проблемы есть и с изношенной тепловой генерацией, подтвердила крупная авария, произошедшая на главной ТЭЦ Бишкека в начале февраля. После взрыва котла температура теплоносителя оказалась снижена до минимальных значений в квартирах 80% жителей столицы республики в течение недели. В апреле президент постановил к 2028 году ликвидировать госпредприятие «Кыргызтеплоэнерго», передать объекты теплоснабжения муниципалитетам, прекратив их субсидирование.

При этом власти с оптимизмом смотрят в будущее. Через полгода после объявления режима ЧС в энергетике премьер-министр Акылбек Жапаров заявил, что в 2026 году страна выйдет на профицит электроэнергии и начнёт экспортные поставки. Для этого Киргизия подписала целую серию соглашений по строительству ВИЭ, ГЭС и ТЭС. В октябре Минэнерго Киргизии и китайская Goldwind Science and Technology Co., Ltd. договорились о строительстве ВЭС мощностью до 3 ГВт. Несколькими месяцами ранее соглашение о создании СЭС на 1 ГВт было подписано с China Power. Прошлым летом с китайскими Power China Northwest Engineering Corporation Ltd., Green Gold Energy (GGE) и China Railway 20th Bureau Group Co Ltd. было заключено инвестсоглашение о проектировании и эксплуатации Казарманского каскада ГЭС суммарной мощностью



В Казахстане с участием «Интер РАО – Экспорт» будут построены три угольные ТЭЦ суммарной мощностью

960 МВт



1,16 ГВт ориентировочной стоимостью \$2,4–3 млрд. Полностью реализовать этот проект планируется к 2030 году.

Однако компании из КНР не единственные, кто интересуется энергетикой Киргизии. Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) выделил 13,8 млн евро на реконструкцию Лебединской ГЭС, которая обеспечивает электроэнергией столицу республики. Замена оборудования, установленного в 1940-е годы, позволит увеличить мощность станции до 11,8 МВт и нарастить выработку на 56%. Евразийский банк развития (ЕАБР) и Российско-киргизский фонд развития профинансируют проект ГЭС «Куланак» мощностью 100 МВт, который оценивается в \$118 млн. «Юнигрин Солар» построит в республике СЭС мощностью 300 МВт в Иссык-Кульской области, Киргизия обязалась покупать энергию станции в течение 25 лет по цене около \$0,05 за 1 кВт•ч. Там же построить одну из двух ВЭС Киргизии намерен ветроэнергетический дивизион «Росатома» – «Новавинд». В феврале представители госкорпорации сообщили, что компания рассматривает две площадки – в Иссык-Кульской области до 100 МВт (стоимость \$100 млн) и в Баткенской области – около 80 МВт.

Сам «Росатом» планирует построить в Киргизии малую АЭС, предТЭО проекта должно быть готово в этом году. Кроме того, республика намерена строить новую тепловую генерацию. В конце марта Минэнерго двух стран договорились о сотрудничестве по проекту ТЭС «Чалдовар» на границе с Казахстаном, но подробности этого проекта пока не разглашались.

Наконец, самым крупным энергопроектом в Киргизии остаётся Камбаратинская ГЭС-1 мощностью 1,86 ГВт. Станция ориентировочной стоимостью \$4,5 млрд будет иметь плотину высотой 256 м и годовую выработку в 5 млрд кВт•ч. Первый гидроагрегат ГЭС планируется запустить через восемь лет. В феврале премьер Киргизии заявил, что власти нашли первый миллиард долларов на реализацию проекта: \$500 млн выделяют из бюджета, ещё столько же предоставят европейские финансовые структуры. Строительство рабочего посёлка и моста, необходимого для сооружения ГЭС, завершится до конца лета. Для строительства Камбаратинской ГЭС-1 будет создано СП в форме акционерного общества, в котором Киргизия будет владеть 34%, а на долю Казахстана



и Узбекистана придётся по 33%. Основными источниками финансирования станут собственные деньги учредителей общества, а также заёмные и грантовые средства международных финансовых институтов и коммерческих банков. По окончании периода реализации проекта акции и активы Камбаратинской ГЭС-1 полностью перейдут в собственность Киргизии.

Узбекистан

В Узбекистане обходится без крупных аварий, но на фоне ежегодного роста спроса на 5% уже сейчас он вынужден импортировать электроэнергию более чем на \$100 млн. За последние семь лет потребление в стране выросло на 26%, до почти 75 млрд кВт•ч, по прогнозу властей, к 2030 году показатель увеличится до 110 млрд кВт•ч. Пока 85% генерации в стране приходится на тепловые станции суммарной располагаемой мощностью 13,24 ГВт.

Весной прошлого года 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. Спустя пару месяцев республика заключила с китайскими компаниями соглашения о строительстве 11 СЭС и ВЭС суммарной мощностью 4,8 ГВт, стоимость которых составит \$4,4 млрд. В октябре «Узбекгидроэнерго» и китайская China Southern Power



Grid подписали договор о совместной реализации проекта строительства ГЭС «Верхний Пскем» мощностью 600 МВт стоимостью \$1 млрд.

В феврале стало известно, что Узбекистан проявляет интерес к организации поставок электроэнергии из РФ. «Интер РАО» прорабатывает такую возможность, но пока сложность заключается в отсутствии свободных мощностей ЛЭП: поставки будут идти через Казахстан, через запорное сечение Север – Юг, по которому уже идёт экспорт в Киргизию, пояснили в «Интер РАО».

Важнейшим для республики проектом должна стать атомная станция малой мощности (АСММ), которую «Росатом» в качестве генподрядчика начнёт строить в Узбекистане уже этим летом. В Джизакской области будут развёрнуты шесть водо-водяных энергетических реакторов по 55 МВт каждый. Ввод станции будет проходить по модулю с 2029 по 2033 год, финансирование осуществляется узбекской стороной.



Атомные электростанции могут появиться сразу в трёх странах Центральной Азии: Узбекистане, Киргизии и Казахстане

Таджикистан

Энергетика Таджикистана с годовым потреблением около 21,8 млрд кВт•ч почти полностью зависит от выработки ГЭС. Из-за дефицита воды в Нурекском водохранилище в течение всей зимы в Таджикистане вводились ограничения на поставки электроэнергии, существенно снизился экспорт электроэнергии. На этом фоне Министерство энергетики и водных ресурсов Таджикистана прорабатывает четыре проекта ВЭС и СЭС мощностью от 50 до 450 МВт, которые планируется разместить в Согдийской области. В декабре

был подписан меморандум с компанией Masdar из ОАЭ, которая намерена построить в республике ГЭС и СЭС суммарной мощностью 1 ГВт.

При этом ключевым направлением интереса таджикских энергетиков продолжает оставаться гидрогенерация. Прошлой осенью Таджикистан попросил Катар оказать содействие в достройке крупнейшей в регионе ГЭС – Рогунской, что «было положительно воспринято катарской стороной, сообщило республиканское правительство. Станция проектной мощностью 3,6 ГВт (шесть гидроагрегатов

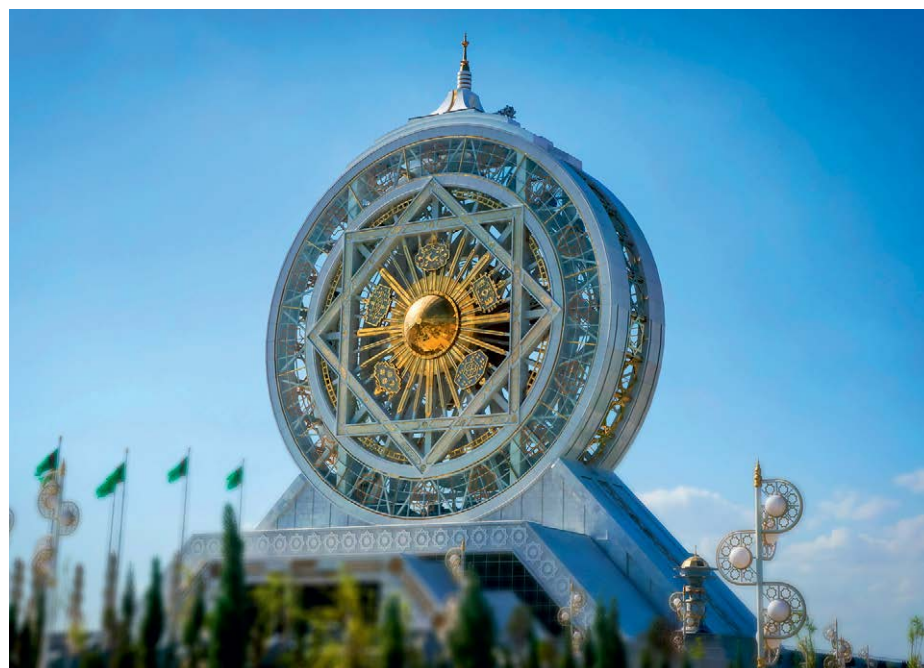
по 600 МВт) – девятая по счёту в каскаде гидроэлектростанций на реке Вахш – строится в 110 км от Душанбе. Первый гидроагрегат ГЭС был введён в строй в ноябре 2018 года, второй – в сентябре 2019 года. Ожидается, что строительство станции будет полностью завершено к 2033 году, годовой объём выработки оценивается в 13–17 млрд кВт•ч.

Туркменистан

В наиболее необычном положении находится Туркмения, которая экспортирует электроэнергию в масштабах, сопоставимых с российскими: из примерно 30 млрд кВт•ч, вырабатываемых преимущественно газовыми электростанциями (12 ТЭС, 39 газовых и 12 паровых турбин суммарной мощностью 6,95 ГВт), треть поставляется на экспорт в Афганистан, Иран, Узбекистан и Кыргызстан (через Узбекистан). К 2028 году объём ежегодной выработки планируется увеличить более чем на 20%, до 37,5 млрд кВт•ч, продолжая наращивать экспортные поставки.

При этом страна имеет значительные долги перед Ираном за топливо, в том числе поставляемое на туркменские электростанции. В 2023 году Национальная газовая компания Ирана (NIGC) предлагала реализовать проекты в Туркмении в любом секторе, включая энергетику, для полного или частичного погашения долга в \$2 млрд, накопившегося за поставки природного газа в прошлые годы.

Сейчас в Туркмении обсуждается проект строительства второй электростанции с комбинированным парогазовым циклом мощностью 1 574 МВт. Он нацелен как на удовлетворение растущих внутренних потребностей, так и на экспорт. Первая в Туркмении комбинированная парогазовая электростанция годовой мощностью 1 574 МВт на территории Марыйской ГЭС была введена в эксплуатацию в сентябре 2018 года. Здесь установлены четыре газовые турбины General Electric (США) мощностью 263,5 МВт каждая, а также две паровые турбины на 260 МВт каждая. Строительство осуществляли GE и Çalik Enerji по контракту с «Туркменэнерго». В октябре власти республики приняли решение поручить реализацию проекта той же турецкой компании, ей перечислены финансовые гарантии на \$586 млн от немецкого Commerzbank и Швейцарского экспортно-кредитного агентства. Новую ТЭС планируется сдать в эксплуатацию в мае 2027 года.



Проекты строительства генерации в странах Центральной Азии

Информация из открытых источников о проектах, заявленных к реализации в 2023–2024 годах.



КИРГИЗИЯ

Текущая мощность энергосистемы:

≈ 3 600 МВт

Перспективные проекты:

до 3 000 МВт	ветровых электростанций, подписано соглашение с китайской Goldwind Science and Technology Co. Ltd (создание ВЭС)
1 860 МВт	строительство Камбаратинской ГЭС-1 в партнёрстве Киргизии с Казахстаном и Узбекистаном
1 160 МВт	строительство Казарманского каскада ГЭС, подписано инвестсоглашение с консорциумом китайских компаний PowerChina Northwest Engineering Corporation Ltd, Green Gold Energy и China Railway 20th Bureau Group Co Ltd.
1 000 МВт	солнечных электростанций построит китайская China Power International Development Limited
300 МВт	СЭС планирует построить российская «Юнигрин Солар»
180 МВт	ВЭС построит российский «Росатом»
100 МВт	строительство ГЭС «Куланак»
+	строительство солнечных электростанций китайской Molin Energy Company Limited, мощность СЭС не озвучивалась
+	ТЭС «Чалдовар» планируют построить Киргизия и Россия, параметры не озвучивались
+	строительство АЭС «Росатомом», мощность не называлась



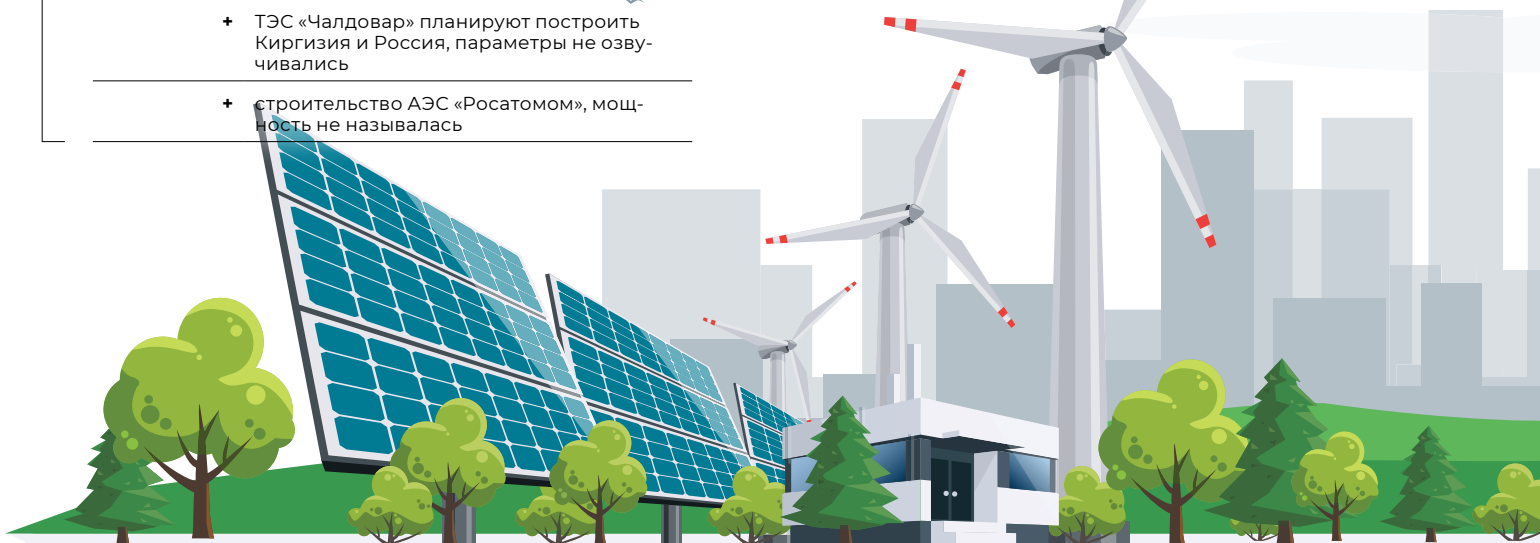
КАЗАХСТАН

Текущая мощность энергосистемы:

24 642 МВт

Перспективные проекты:

1 000–1 500 МВт	строительство ВЭС французской TotalEnergies, сроки ввода – 2026–2027 годы
1 000 МВт	строительство ВЭС саудовской компанией ACWA Power, сроки ввода – 2029 год
1 320 МВт	строительство Экибастузской ГРЭС-3 (два блока по 660 МВт) с использованием китайского оборудования, разрабатывается предТЭО проекта, инвестора планируется привлечь в 2024 году
1 000 МВт	строительство двух энергоблоков Экибастузской ГРЭС-2, партнёрство казахской «Самрук-Энерго» и российской «Фирмы ОРГРЭС»
960 МВт	строительство трёх ТЭЦ силами российской «Интер РАО – Экспорт»
750 МВт	китайская Power China и казахская «Самрук-Энерго» увеличат мощность ВЭС, введённой в 2022 году, с 60 МВт до 810 МВт
500 МВт	строительство ВЭС эмиратской компанией Masdar



Ключевые страны-партнёры:



Катар



Китай



ОАЭ



Россия



Саудовская Аравия



Турция



ТАДЖИКИСТАН

Текущая мощность энергосистемы:

5 757 МВт

Перспективные проекты:

более 2 400 МВт завершение строительства к 2033 году Рогунской ГЭС

1 000 МВт строительство ВИЭ-генерации (в том числе ГЭС и СЭС), партнёрство с компанией Masdar из Объединённых Арабских Эмиратов

4 проекта строительство ВИЭ мощностью от 50 МВт до 450 МВт, проекты находятся в проработке



ТУРКМЕНИЯ

Текущая мощность энергосистемы:

6 511 МВт

Перспективные проекты:

1 574 МВт строительство к середине 2027 года тепловой электростанции с парогазовым циклом в партнёрстве с турецкой Çalik Enerji Sanayi ve Ticaret A.Ş.



УЗБЕКИСТАН

Текущая мощность энергосистемы:

13 115 МВт

Перспективные проекты:

4 800 МВт строительство солнечных и ветровых электростанций в партнёрстве с китайскими компаниями

600 МВт ГЭС «Верхний Пскем» построят «Узбекгидроэнерго» и китайская China Southern Power Grid International

330 МВт строительство малой АЭС компанией «Росатом», сроки ввода – с 2029 по 2033 год



Тарифные перипетии

Текст: Александра Белкина

К концу мая стало понятно, что текущая тарифная кампания, начавшаяся весьма рутинно, оказалась самой громкой за многие годы. Видя нежелание регионов сокращать социально значимые объёмы перекрёстного субсидирования, федеральные власти в конце прошлого года приняли волевое решение и принудили подавляющее большинство субъектов Федерации к дифференциации бытовых тарифов на электроэнергию по объёмам потребления. В мае произошло и вовсе историческое событие: впервые список регионов, где электроэнергия продаётся промпотребителям по регулируемым договорам (регионы на РД), был сокращён. С 1 июля на рыночные цены перейдёт Тыва. Однако для сохранения уровня расходов потребителей при одновременном росте платежей генераторам властям пришлось объединить сетевые тарифы республики и Иркутской области, что создало новую точку межтерриториального субсидирования.

Тарифная кампания 2024 года стартовала прошлой осенью весьма тривиально: региональные регуляторы готовили решение о повышении ставок с 1 июля 2024 года в понятных диапазонах. Решение, повлиявшее на бытовые тарифы в большинстве российских регионов, было принято правительством к ноябрю. Кабмин разрешил территориям превышать установленный для них объём перекрёстного субсидирования (в части доплаты промышленности за сниженные ставки для населения) только при дифференциации по объёмам потребления бытовых электротарифов. Альтернативный вариант превышения «перекрёстки» – доплата из регионального бюджета, в чём, естественно, не заинтересован ни один губернатор, так как подобные решения вызывают социальное недовольство даже при активной разъяснительной работе.

Фактически принудительную дифференциацию бытовых тарифов спровоцировала пассивность регионов, которые не пожелали добровольно переходить на новую систему, сокращающую объём «перекрёстки» и снижающую финансовую нагрузку на коммерческих потребителей (доплата за население в прошлом году составила 294 млрд рублей). В августе 2022 года вступили в силу разработанные Федеральной антимонопольной службой (ФАС) новые методические указания по расчёту тарифов на электроэнергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей. Они предусматривают возможность дифференциации тарифов в зависимости от объёмов потребления,

для чего требуется лишь решение региональных властей. За год новая система была внедрена только в Кемеровской области, но и здесь властям пришлось трижды корректировать тарифную сетку на фоне жалоб граждан и увеличивать нормативы потребления. К тому моменту о намерении дифференцировать тарифы с 2024 года заявила лишь Хакасия.

Основной целью внедрения новой тарифной сетки для населения наряду со снижением объёма «перекрёстки» является борьба с серым майнингом – добычей криптовалюты с использованием энергии по тарифам для населения. По оценке Института проблем естественных монополий, бытовое электропотребление в России за 10 лет выросло на 32%, тогда как коммерческий спрос – лишь на 7%.

Одним из активнейших сторонников дифференциации на протяжении двух лет оставался губернатор Иркутской области – центра российского майнинга (в том числе серого) с самыми низкими в стране ценами на электричество. В сентябре 2021 года он жаловался президенту и кабмину на засилье майнеров и серьёзный рост бытового энергопотребления: в предыдущие четыре года оно составляло в среднем 5,9 млрд кВт•ч в год, а в 2021 году только за первые шесть месяцев достигло 4,7 млрд кВт•ч. Г-н Кобзев тогда просил правительство дифференцировать тарифы, поскольку сложившаяся ситуация приводит к существенным нагрузкам на электросети «с рисками развития аварий и чрезвычайных ситуаций» и усугубляет проблему перекрёстного субсидирования в энергетике. Однако спустя два года иркутские власти





ФАС предложила ограничить потребление по бытовым тарифам на электроэнергию объёмом в 9 375 кВт•ч, а в дальнейшем донастроить систему дифференциации тарифов с учётом особенностей регионов

не захотели брать на себя непопулярное решение, ответственность за принятие которого была возложена на них новой методикой ФАС. В региональной администрации заявляли, что препятствием являются индексы изменения платы гражданами за ЖКУ: при включении в расчёт всех ступеней дифференциации соблюсти «предельники» невозможно, а для учёта лишь базового объёма бытового потребления по минимальной ставке необходимо менять федеральные нормы. Позднее нормы скорректировали, но в декабре местный тарифный орган всё же утвердил тарифную сетку на 2024 год без дифференциации по объёмам.

Оформив решение о «принудительной» дифференциации на уровне кабмина, ФАС развернула активную работу по его внедрению уже после новогодних праздников. В январе – начале февраля служба отменила тарифные решения властей сначала 14 (в том числе Иркутской области), а затем ещё шести регионов, где оказался превышен согласованный объём перекрёстного субсидирования при отсутствии решения о дифференциации. Ещё 53 региона самостоятельно решили перейти на дифтарифы после введения новых условий субсидирования, а в шести регионах уже действует социальная норма потребления. Таким образом, со второго полугодия бытовые энерготарифы должны быть дифференцированы по объёмам потребления в 79 субъектах Федерации.

Устанавливаемые сейчас рядом регионов диапазоны потребления также вызывают критику и регуляторов, и промпотребителей, которые считают их завышенными и формальными. Рекордсменом здесь выступила та же Иркутская область, установившая норму первого (самого дешёвого) диапазона в 25 тысяч кВт•ч в месяц.

«Я допускаю, что будут политические спекуляции вокруг этой темы. Но я сделаю всё возможное, чтобы сохранить для жителей региона самый низкий тариф на электрическую энергию и самую высокую норму потребления», – заявил в апреле Игорь Кобзев.

Ранее рекордсменами были Башкирия и Хакасия с 20 тысячами кВт•ч в месяц. Наряду с частью регионов, установивших первый диапазон потребления на уровне 70–130 кВт•ч в месяц, 36 субъектов РФ определили его на уровне более 10 тысяч кВт•ч. В среднем пороговое значение первого диапазона соответствует среднемесячному потреблению в 10 тысяч кВт•ч в неотапливаемый период, второго диапа-



▲ Геннадий Магазинов

зона – 17 тысяч кВт•ч, подсчитал директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ Сергей Сасим. Тариф для второго диапазона относительно первого увеличивается в среднем на 16%, а для третьего диапазона относительно первого – на 75%.

Совет производителей энергии в начале года предложил ограничить потребление в рамках первого и второго диапазонов уровнем в 10,8 тысячи кВт•ч, что соответствует полной пропускной способности стандартного ввода на 15 кВт. Однако регуляторы, поддерживаемые экспертами сектора, сейчас рассматривают более жёсткие нормы. В апреле замглавы ФАС Геннадий Магазинов сообщил, что ведомство намерено доработать механизм, в том числе введя ограничение для верхней границы третьего диапазона, которого сейчас не существует. ФАС предлагает ограничить потребление по бытовым тарифам объёмом в 9 375 кВт•ч, а в дальнейшем – донастроить систему исходя из региональных особенностей каждого субъекта РФ, а также сезонных факторов. Одновременно о необходимости нормирования первого и второго ценовых диапазонов заявил предправления Совета рынка Максим Быстров. Используя действующие нормативы, регулятор провёл ориентировочный расчёт на примере одного из регионов РФ, используя базовую величину соцнормы в размере около 200 кВт•ч в месяц. Предельное максимальное пороговое значение для первого диапазона составило около 2,3 тысячи кВт•ч, для второго – 4,5 тысячи кВт•ч. В отопительный сезон данные величины будут выше





и составят 5 и 7,5 тысячи кВт•ч соответственно. Эксперты полагают, что власти смогут ужесточить завышенные регионами нормы потребления и установить разумные предельные величины по трём диапазонам дифтарифов уже к следующей тарифной кампании.

Намного более дискуссионным оказалось почти сенсационное решение правительства: кабмин впервые в истории не расширил, а сократил количество регионов, где промышленность в рамках регулируемых договоров покупает электроэнергию по фиксированным тарифам (вместо рыночных цен), за снижение которых доплачивают промпотребители других регионов через спецнадбавку к цене мощности. С 1 июля тарифы для промышленности будут отменены в Тыве, включённой в список «регионов на РД» в 2011 году. По оценкам Совета рынка, после выхода Тывы на ОРЭМ суммарный платёж за электроэнергию и мощность

в пользу генераторов вырастет более чем втрое – с 400 млн до 1,3 млрд рублей.

Но, несмотря на это, реальные платежи республиканских потребителей не вырастут из-за предшествующего решения федеральной властей об объединении сетевых тарифов в Тыве и Иркутской области. В результате два региона получат единую ставку на передачу – 0,71 рубля за 1 кВт•ч, подсчитал Сергей Сасим. При этом в Тыве (чуть более 320 тысяч жителей) ценник упадёт на 83,2%, а в Иркутской области (2,4 млн человек) – вырастет на 3,1%, сэкономив республиканским потребителям 967 млн рублей в год. Объём спроса со стороны юрлиц в Тыве в 168 раз меньше показателя в Иркутской области.

Идея об объединении соседних регионов в единые тарифные зоны впервые была высказана в октябре 2020 года тогдашним вице-премьером Юрием Борисовым. В 2021 году Курганская область объединилась с Тюменской областью, ХМАО и ЯНАО, Калмыкия – с Ростовской областью, а Алтай – с Алтайским краем, после

чего процесс остановился. Идея не сработала, и осуществить её в первоначальном виде не удалось, говорили эксперты «Коммерсанта» в конце 2022 года: в трёх случаях неожиданно пришлось выделять госсубсидии для снижения тарифа. При этом материальная помощь в конце 2022 года понадобились и Тыве, с которой в тот момент никто не объединился. Субсидия на компенсацию выпадающих доходов сетевых компаний Тывы с 1 декабря до конца 2023 года составила 560,6 млн рублей.

Идея объединить тарифы в Иркутской области и Тыве первоначально вызвала критику у областных властей: губернатор заявил, что такое решение не будет принято, так как оно невыгодно регионам. Однако федеральным властям, очевидно, в итоге всё же удалось добиться согласия Иркутска: без официального разрешения глав двух регионов выпустить постановление правительства об объединении сетевых тарифов было невозможно. Основная претензия экспертов и участников рынка в том, что чиновники ликвидируют



В мае кабмин впервые сократил количество регионов, в которых промышленность покупает электроэнергию не по рыночным ценам, а по фиксированным тарифам

перекрёстное субсидирование на оптовом рынке за счёт создания новой межтерриториальной «перекрёстки» в сетях. В Сообществе потребителей энергии заявили, что не считают «эффективной тактику маскировки проблем и заметания их под ковёр». С другой стороны, «растворяя» проблемы сетевого комплекса Тывы в «иркутском котле», Федерация высвобождает для себя финансовые ресурсы, пока тратившиеся на субсидии для республиканских сетевиков.

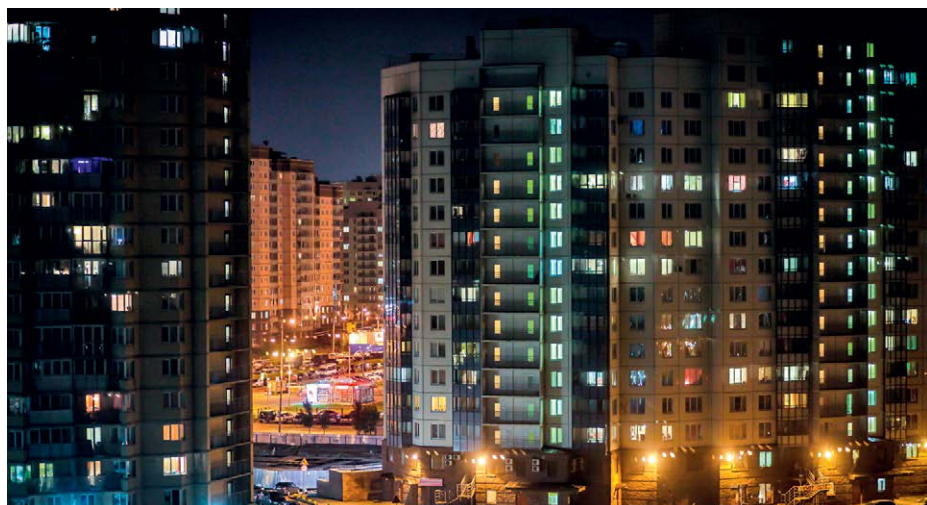
Среди других примечательных событий нынешней тарифной кампании отметим судебные тяжбы вокруг ставок на тепло в рамках механизма альтернативной котельной. В секторе пристально следят за арбитражным спором властей Хакасии и Сибирской генерирующей компании (СГК), которая работает в двух крупнейших городах региона – Абакане и Черногорске – в качестве единой теплоснабжающей организации. Возможный пересмотр условий «альткотельной» беспокоит

энергетиков, так как лишает их гарантий постоянства «правил игры» и заставляет вспоминать о бесславном конце механизма RAB в сетях.

Конфликт начался после индексации тарифов в декабре 2022 года, когда стороны разошлись в трактовках норм и региональ-

ные власти сочли запросы генкомпании избыточными. В апреле СГК удалось через суды восстановить действие правил ценовой зоны теплоснабжения в Черногорске: компания смогла заключить с городом новое соглашение о цене на тепло на более выгодных условиях (инфляция +3%). Несмотря на решение арбитражного суда и предписания ФАС, власти Тывы пока отказываются переподписывать соглашение с СГК по Абакану, ссылаясь на нормативные нестыковки, в итоге в городе не установлен ни тариф на тепло, ни формула цены.

При этом ФАС и Генпрокуратура продолжают выдавать регионам предписания о пересмотре тарифов, чаще всего – для исключения из необходимой валовой выручки (НВВ) необоснованно учтённых расходов. Так, по решению антимонопольной службы из тарифов 2023 года были исключены 11,6 млрд рублей, на 2024 год – 11,4 млрд. Основной объём необоснованных средств приходится на Красноярский и Хабаровский края, Бурятию и Ленинградскую область, сообщила ФАС. При этом в ноябре территориальные органы ФАС получили дополнительные полномочия по проверке тарифов: теперь они могут самостоятельно проводить внеплановые выездные и документарные проверки. Такая мера позволит расширить охват контрольно-надзорной деятельности для более эффективного реагирования в случае необоснованного роста тарифов. Генпрокуратура в 2023–2024 годах выявила нарушения ещё на 7,3 млрд рублей. Среди исключённых расходов – затраты на эксплуатацию несуществующих или неиспользуемых объектов, проведение корпоративов, содержание базы отдыха, оплата полисов ДМС и КАСКО и т. д. Впрочем, сумма ежегодно исключаемых из НВВ по требованию надзорных органов расходов относительно котловой выручки сектора незначительна и не превышает долей процента.





Непростое тепло

текст: Юрий Юдин

Произошедшие в начале года крупные аварии в теплоснабжении обострили начавшуюся ещё осенью дискуссию об инвестициях в отрасль и механизмах их привлечения. Принятые раньше тарифные решения для окупаемости вложений в прошлом году начали оспариваться в судах, и на этом фоне Федеральная антимонопольная служба предложила дать регионам право в одностороннем порядке выходить из инвестсоглашений в рамках метода «альтернативной котельной». Очевидно, что очередная смена правил игры и риск одностороннего разрыва договорённостей могут отрицательно сказаться на темпах финансирования в секторе, однако необходимость сдерживать рост тарифов неизменно остаётся основным условием во всех отраслевых задачах.



4,5

трлн рублей
потребуется
привлечь для
модернизации
коммунальной
инфраструктуры,
в том числе
оборудования,
задействованного
в теплоснабжении

чрезвычайной ситуации локального характера в городе. К этому времени на фоне январский холодов (-27,7-32 °С) отопительная система частично перемерзла, произошли разрывы в магистральных и внутримодульных сетях. Полное восстановление подачи тепла продлилось до 14 января. По факту аварии Следственный комитет возбудил уголовное дело по ч. 1 ст. 238 УК РФ (оказание услуг, не отвечающих требованиям безопасности), а проблемная котельная была передана в собственность муниципалитета.

9 января, в первый рабочий день года, крупные нарушения теплоснабжения произошли в Екатеринбурге (324 многоквартирных дома) и Саратове (652 дома и 100 объектов социальной сферы). Аварии в Находке и подмосковном Дмитрове в этот же день затронули десятки домов.

На совещании под руководством Минэнерго России об итогах отопительного сезона председатель Набсовета ассоциации «Совет производителей энергии» (СПЭ) Александра Панина напомнила, что причины таких сбоев имеют глубокие корни.

«Это большой износ оборудования – раз. Это особенности тарифного регулирования – два. Это отсутствие серьезных механизмов привлечения инвестиций в сферу теплоснабжения – три. Сейчас ключевая ставка – 16%. Какие проекты в теплоснабжении будут окупаться при таких ставках? Конечно, это очень серьезный вопрос. Хорошо, что в послании Федеральному собранию Президентом Российской

Федерации была поставлена цель обеспечить привлечение инвестиций в модернизацию коммунальной инфраструктуры. На эти цели нужно привлечь около 4,5 трлн рублей, включая частные инвестиции и средства федерального бюджета. Основными инвестиционными механизмами сейчас являются Фонд развития территорий, механизм «альтернативной котельной», концессионные соглашения, тарифное регулирование (в части, в которой оно это позволяет). Нам ещё очень важны, конечно, с учётом (ключевой. – Прим. ред.) ставки, льготное кредитование и субсидирование процентных ставок. По этим вопросам нужно в течение этого года активно работать, чтобы следующие осенне-зимние периоды мы могли проходить более спокойно», – прокомментировала г-жа Панина.

В её презентации, со ссылкой на данные Минэнерго за 2022 год, говорилось, что в то время 30% из 167 тысяч км тепловых сетей нуждались в замене. Кроме того, названные отраслевые проблемы усугубляются неплатежами, отсутствием учёта и неудовлетворительным состоянием общедомового инженерного оборудования в многоквартирных домах.

По словам Александры Паниной, одним из решений сложившейся ситуации может стать законопроект, направленный на повышение надёжности и безопасности систем теплоснабжения. Госдума приняла его в первом чтении 2 апреля, поручив внести поправки. Текст после корректировок ещё не публиковался, хотя депутаты обещали принять закон оперативно. Планируется, что он может вступить в силу уже в сентябре этого года.

В законопроекте уточняются полномочия Правительства РФ, органов власти и местного самоуправления в сфере теплоснабжения, передавал ТАСС. Так, за правительством закрепляются полномочия по установлению критериев надёжности теплоснабжения. За Минэнерго – утверждение правил обеспечения готовности к отопительному периоду и порядок проведения оценки готовности. Для органов местного самоуправления вводится обязанность по надлежащей подготовке к отопительному сезону, также они получают полномочия по проведению оценки готовности теплоснабжающих, теплосетевых компаний и отдельных категорий потребителей тепла. Кроме того, закон обяжет создавать резервные системы теплоснабжения.

В новогодние каникулы Подмосковье неожиданно стало главным центром проблем в теплоснабжении в масштабах страны: 4 января авария на котельной патронного завода, находившегося тогда в частной собственности, оставила без отопления около 150 тыс. жителей Климовска (район Подольска), проживающих в более чем 120 многоквартирных домах. Неоднократные попытки в течение двух суток запустить котлы после ремонта оставались безуспешными из-за выявления новых неполадок. 6 января мэр Подольска Григорий Артамонов заявил о введении режима





Большая часть отраслевых дискуссий, однако, сводится к поискам источников и механизмов финансирования. А здесь проблемы начались ещё до аварий. Во-первых, привычный инструмент концессионных соглашений в теплоснабжении стал давать сбой из-за резкого роста цен на оборудование и его сервисное обслуживание на фоне санкций. По мнению игроков сектора, необходимо предусмотреть механизм корректировки заключённых соглашений.

Вторая проблема более глобальна и в худшем случае может обернуться потерей одного из немногих работающих инвестиционных инструментов.

В течение многих лет Минэнерго РФ продвигает такой механизм привлечения частного финансирования в сферу тепла как «альтернативная котельная». В рамках этого механизма местные и региональные власти принимают решение о том, что конкретный город или посёлок относится к так называемой ценовой зоне теплоснабжения. В нём определяется одна или несколько ЕТО – единых теплоснабжающих организаций. ЕТО и власти заключают соглашение, согласно которому компания гарантирует инвестиции в обмен на определённые тарифы, обеспечивающие окупаемость вложений. Чтобы рост тарифов для потребителей не был резким, его могут сгладить на горизонте десяти

лет. По данным Минэнерго, к началу апреля 2024 года «альткотельная» была внедрена в 43 населённых пунктах, включая такие региональные центры как Благовещенск, Барнаул, Новосибирск, Красноярск, Пермь, Самара и др.

В октябре прошлого года Федеральная антимонопольная служба (ФАС), ссылаясь на жалобы регионов о резком росте цен на тепло и претензии прокуратуры, предложила разрешить региональным властям в одностороннем порядке разрывать соглашения с энергокомпаниями о внедрении метода «альтернативной котельной». Об этом заявил начальник управления регулирования ЖКХ службы Алексей Матюхин, передавал «Коммерсант».

«Указанный вопрос является только частью обсуждаемых предложений по совершенствованию механизмов «альтернативной котельной». Он направлен на защиту интересов промышленных потребителей и граждан, так как есть пример с признаками установления монополии высоких цен на услуги по теплоснабжению. При этом при проработке вопроса выхода из «альтернативной котельной» планируется просчитать и разработать процедуру с учётом соблюдения гарантий и обязательств, которые взяли на себя региональные органы власти и предпринимательское сообщество. Например, уже сейчас реализуется механизм возврата инвестиций, который применяется при установлении долгосрочных индексов платы граждан за коммунальные услуги», – комментировали «Энергии без границ» в пресс-службе ФАС.

Как отмечала газета, к началу 2023 года в ценовые зоны теплоснабжения перешло 37 городов, объём планируемых инвестиций превысил 285 млрд рублей за 10–15 лет; уже вложено более 46 млрд рублей. По данным ФАС, в 2022 году «классические» тарифы покрыли только 80% потребностей отрасли в инвестициях (112 из 139 млрд рублей).

В Минэнерго выступили против инициативы, сказав, что «альткотельная» – единственный прозрачный механизм привлечения инвестиций в теплоснабжение. В министерстве опасались, что инвесторы потеряют доверие к нему, к тому же есть проблема возврата уже совершённых инвестиций.

Инициатива ФАС обсуждается на фоне судебных споров об отмене тарифов «альткотельной». В мае прошлого года Пермский краевой суд признал недействующи-

ми нормативные акты регионального министерства тарифного регулирования и энергетики, касающиеся первоначально установленного в Перми цен на тепло по методу «альтернативной котельной». Этот метод применяется в городе с 2021 года, единой теплоснабжающей организацией является «Т Плюс». За 15 лет компания обещала инвестировать в теплосети 28 млрд рублей.

В середине апреля этого года стало известно, что Сибирской генерирующей компании (СГК) удалось через суды восстановить действие правил ценовой зоны теплоснабжения в Черногорске, писал «Коммерсант». Прокурор города в начале 2023 года подал в суд на Абаканскую ТЭЦ СГК с требованием снизить цены на тепло. ТЭЦ выиграла во всех судебных инстанциях, и компания смогла заключить с городом новое соглашение о цене на тепло на более выгодных условиях. Аналогичный спор продолжается в Абакане, власти которого, несмотря на предписание местного управления ФАС, отказываются подписывать обновлённое



соглашение, в итоге в городе не были установлены ни тариф на тепло, ни формула цены.

Местные тарифные регуляторы ведут себя противоречиво, отмечали эксперты. Госкомтарифэнерго Хакасии не установил предельную цену «альтернативной» на 2024 год для Абакана

и Черногорска, хотя обязан делать это каждый год. Арбитражный суд Хакасии 25 марта обязал тарифный орган утвердить этот показатель. К концу апреля «Коммерсант» передал, что власти региона, вопреки решению суда, решили не устанавливать цену на тепло в Абакане.



Зелёный старт

текст: Юрий Юдин

С 1 февраля в России была запущена национальная система низкоуглеродной сертификации электроэнергии. На первом этапе она необходима экспортёрам, чья продукция может попадать под нормы трансграничного углеродного регулирования (ТУР), впоследствии к ним будет присоединяться всё больше компаний, заинтересованных в статусе зелёного (экологичного) производителя. По оценкам регулятора энергорынка в РФ – ассоциации «НП Совет рынка», потенциал продаж низкоуглеродной энергии ВИЭ, ГЭС и АЭС составляет 400 млрд кВт·ч в год, или почти 40% текущей общероссийской выработки.

Первопричина внедрения системы низкоуглеродных сертификатов в России – борьба с изменением климата, спровоцировавшая глобальный энергопереход к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ). Стремление снизить выбросы парниковых газов подталкивает различные страны к введению ТУР, поэтому экспортёрам предстоит доплачивать пошлины за продукцию с более значительным углеродным следом, чем предусмотрено ужесточающимися нормами. Санкционный разворот отечественной экономики на Восток, казалось, мог бы снять эти препятствия, но, как стало понятно в последние годы, крупнейшая азиатская экономика – Китай – движется по тому же пути. КНР уже внедряет систему углеродного регулирования. Пока она не столь затратна для промышленности, как, например, нормы Евросоюза, однако дальнейшее ужесточение, очевидно, продолжится.

«Среди российских компаний бытует мнение, что тема низкоуглеродности экспортной продукции касается только поставок на западные рынки. Но эта же тема всё

Братская ГЭС

V

активнее развивается в Азии, и российским компаниям важно не проспать декарбонизацию азиатских рынков», – считает руководитель дирекции по энергетике «Лукойла» Василий Зубакин.

Так как энергетика является одним из основных эмитентов парниковых газов, важным элементом в достижении цели ООН по ограничению роста планетарной температуры стало внедрение ВИЭ, наиболее эффективными из которых оказались ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС). Россия не осталась в стороне от этого процесса. К 1 марта суммарная мощность ВИЭ в нашей стране превысила 6,1 ГВт, из которых на оптовом энергорынке функционирует 1 788 МВт СЭС и 2 455 МВт ВЭС. К концу десятилетия, когда завершится действующая программа поддержки зелёной генерации за счёт средств оптовых потребителей, в стране будут работать 12 ГВт ВИЭ – это составляет около 5% установленной мощности Единой энергосистемы страны.

В России существуют три движущие силы для развития низкоуглеродных источников и ВИЭ, говорит председатель правления Совета рынка Максим Быстров. Первое – это государственная поддержка, прежде всего в рамках механизмов ДПМ ВИЭ и ДПМ АЭС. Второе – привлекательная экономика альтернативной генерации для производителей и потребителей. Не секрет, что удельная стоимость электроэнергии на протяжении жизненного цикла ВЭС и СЭС (показатель LCOE) по мере развития технологий неуклонно снижается и российская энергетика приближается к так называемому сетевому паритету: в ближайшие годы стоимость традици-



С начала февраля по начало июня в реестре низкоуглеродных сертификатов были зарегистрированы генерирующие объекты суммарной мощностью

17

 ГВт

онной и зелёной генерации сравнивается. Третий фактор – добровольные покупки, на развитие которых в первую очередь ориентирована запущенная в феврале система оборота низкоуглеродных сертификатов. Она позволяет работать не только внутри страны, но и на зарубежных рынках при экспорте продукции.

«Десятки миллионов больших и малых потребителей по всему миру покупают энергию из чистых источников, сознательно поддерживая устойчивое развитие, защиту окружающей среды и борьбу с изменением климата. За 2022 год только в рамках четырёх крупнейших систем сертификации (в мире их около 150) приобретён 1 трлн кВт•ч чистой электроэнергии, что сопоставимо со всей выработкой в России», – рассказывает глава Совета рынка.

Система низкоуглеродных сертификатов позволяет подтвердить низкоуглеродный характер выработки ВИЭ, АЭС и ГЭС, передать потребителю права на использование этой электроэнергии: если потребитель купил сертификат, он может включать эту информацию в свою отчётность, рассказывать об этом своим покупателям или контрагентам, подтверждая экологичность своего производства в имиджевых и коммерческих целях, в том числе при экспорте продукции в страны с уже действующим углеродным регулированием.

С начала февраля по начало июня в реестре низкоуглеродных сертификатов были зарегистрированы генерирующие объекты суммарной мощностью 17 ГВт. Из них 12,3 ГВт – это гидроэлектростанции, 2 ГВт – атомные, 1,6 ГВт – ветровые, 1 ГВт – солнечные и 3,6 МВт – генерация на биогазе. В том числе в реестре начали регистрироваться крупные игроки – входящие в Эн+ Красноярская ГЭС (6 ГВт) и Братская ГЭС (4,5 ГВт), а также Ленинградская АЭС «Росэнергоатома».

В течение первого месяца работы через систему прошёл 261 млн кВт•ч: цифра небольшая, но механизм только начал работать и будет набирать обороты, уверен г-н Быстров. Система добровольная, предполагается, что к ней будут подключаться не только ВИЭ, но и крупные ГЭС и АЭС; потенциал продаж низкоуглеродной энергии регуляторы оценивают в 400 млрд кВт•ч в год, что составляет чуть менее 40% общероссийской выработки.

Развитие ВИЭ – не самоцель, оно необходимо для озеленения экономики, подчёркивают в регуляторах. Низкоуглеродные сертификаты – именно тот инструмент, который способен дать обратную связь: насколько потребители заинтересованы в озеленении своих производств и продукции, отмечает глава Совета рынка. Пока за инвестиции в ВЭС, СЭС и малые ГЭС платят все покупатели электроэнергии на ОРЭМ через надбавки к цене мощности – совокупно две первые программы поддержки (ДПМ ВИЭ) обойдутся им в 1,7 трлн рублей. Добровольная система низкоуглеродной сертификации, в случае её успешного развития, позволит снять обязательную для всех нагрузку и не запускать третью волну ДПМ ВИЭ.

Пока основными покупателями низкоуглеродной энергии видятся российские компании, работающие на экспорт. По мере ожидаемого ужесточения углеродного регулирования в мире их способность доказать небольшой объём выбросов при производстве продукции будет существенно сказываться на рентабельности – они смогут избежать дополнительных пошлин при экспорте. Кроме того, значимыми потребителями будут выступать крупные корпорации, которые заботятся о зелёном имидже, тем более что примеры заключения ими прямых контрактов с ВИЭ-генераторами уже есть. Подобные договоры также будут учитываться в общероссийской системе низкоуглеродных сертификатов.



Как стабилизировать зеленеющие энергосистемы

текст: Юрий Юдин

По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), на долю зелёной генерации в 2023 году пришлось 86% всех новых вводов – 473 ГВт (+13,9% к уровню 2022 года). Однако полностью заменить топливную генерацию возобновляемыми источниками (ВИЭ) пока невозможно, так как их выработка нестабильна в силу тотальной зависимости от погодных факторов. В этом материале рассказываем о принципах и перспективных технологиях резервирования ВИЭ.

По объёмам вводов зелёная энергетика обгоняет традиционную уже без малого десять лет. К концу прошлого года на ВИЭ приходилось 43% общемировой генерации – 3,87 тысячи ГВт (для сравнения, это в 14,7 раза больше мощности Единой энергосистемы России). Доминирующими типами ВИЭ сейчас являются ветровые (ВЭС) и солнечные электростанции (СЭС), на долю которых в 2023 году пришлось 97,6% всех вводов. СЭС только что обогнали возобновляемую гидроэнергетику по установленной мощности: их суммарная мощность достигла 1419 ГВт, ГЭС – 1268 ГВт (с учётом ГАЭС – 1408 ГВт). Мощность ВЭС в 2023 году выросла до 1017 ГВт. Ещё 150 ГВт приходится на станции на биотопливе, 15 ГВт – на геотермальную энергетику, 500 МВт – на приливную. Однако для достижения цели по ограничению роста температуры на Земле отметкой в 1,5 °С

до 2050 года уже к концу текущего десятилетия объёмы вводов ВИЭ необходимо утроить до 1,1 тысячи ГВт в год, отмечают в IRENA. Помимо развития технологий, поиска инвестиций и политической поддержки, сектору необходимо повышать эффективность интеграции зелёных электростанций в энергосистемы.

СЭС и ВЭС имеют близкую к нулю мощность в пасмурную и безветренную погоду, так что требуют фактически стопроцентного страхования базовой генерацией. Идеальные резервные мощности – ТЭС и ГЭС, способные набирать нагрузку в считанные минуты: открывая затворы гидроагрегатов или разжигая тепловые турбины. Они способны резервировать любые мощности в отличие от АЭС, на регулирование (увеличение/уменьшение мощности) которых требуются часы.

Тепловые и гидроэлектростанции благодаря скорости изменения нагрузки являются

маневренными регуляторами и в традиционных энергосистемах, в этом качестве их позиции неоспоримы. Сторонники зелёного курса указывали на экологический урон от этой генерации, однако газ был признан переходным топливом на пути к углеродной нейтральности, а в перспективе его может сменить водород, сохранив, таким образом, позиции ТЭС. Надо отметить, что уголь, хотя и не пришёлся к зелёному двору, отступает пока неохотно и продолжает применяться как топливо для ТЭС и в Евросоюзе, не говоря уже о Китае или Индии.

Крупные ГЭС тоже являются не бесспорным регулятором для ВИЭ. Создание огромных водохранилищ оборачивается триллионными расходами на подготовку ложа, отселение людей, устранение социально-экономических последствий и ущерба природе, что ставит под сомнение вопрос экологичности таких станций.

Наиболее сложным является резервирование СЭС – точность прогнозирования их выработки остаётся низкой и требует внутрисетевого регулирования. Синоптики пока не способны точно предсказывать уровень инсоляции, а небольшая облачность существенно влияет на объём производства энергии. Примерно та же проблема у малых ГЭС мощностью до нескольких десятков мегаватт, которые классифицируются как ВИЭ. В отличие от крупных гидростанций это чаще всего проточные установки, не имеющие крупного водохранилища. Логично, что в засушливые периоды при снижении уровня воды в реке их выработка может прекращаться.

Благодаря повышению точности прогнозов по ветрообстановке в перечень типов генерации, которыми можно страховать ВИЭ, вошли атомные энергоблоки. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) для ВЭС в отдельные месяцы может достигать 75–80%, но среднегодовой показатель составляет лишь 30–35%. При этом грамотная организация сбора всё более точных метеорологических данных и использования возможностей искусственного интеллекта (обучаемых нейронных сетей) уже позволяют прогнозировать ветрообстановку (и выработку ВЭС) с достоверностью на уровне 95%, в наиболее продвинутых системах на базе многолетних данных – до 98%. Обладая этими знаниями, диспетчеры способны заблаговременно отдавать команды на включение блоков АЭС, запуск которых происходит в течение нескольких часов. На длинных (годовых) периодах регулирования связка АЭС–ВЭС показывает максимальную эко-



СЭС и ВЭС имеют близкую к нулю мощность в пасмурную и безветренную погоду, так что требуют фактически 100%-го страхования блоками ТЭС или ГЭС

номическую эффективность: в ветреные периоды ВЭС обеспечивают генерацию по минимальным ценам, а более дорогие в строительстве и эксплуатации атомные блоки экономят ресурс.

«Ветер становится всё более предсказуемым видом генерации, так как совершенствуются системы прогнозирования. Через некоторое время мы будем точно понимать почасовой график, а уж тем более суточную выработку ВЭС, что приведёт к дальнейшему удешевлению интеграционных мероприятий для ветрогенерации», – выражает оптимизм директор по энергетическим рынкам и внешним связям «Системного оператора ЕЭС» Андрей Катаев.

Новые перспективы перед ВИЭ открываются по мере развития технологий накопления энергии – аккумуляторы способны резервировать выработку небольших солнечных и ветровых электростанций уже сейчас. Но стоимость

таких проектов пока создаёт возможности для обеспечения рентабельности только в удалённых и труднодоступных территориях, где установка традиционной генерации оборачивается огромными накладными расходами при строительстве и доставке топлива. До настоящего момента в мире по большей части создавались системы накопления на десятки (реже 100–200) мегаватт. В этом году сегмент активно перешёл к масштабированию результатов, энергокомпании начинают строительство систем гигаваттного класса, отмечают в «Системном операторе». Причём заявленные сроки реализации таких проектов сопоставимы со сроками строительства ВИЭ (1,5–2 года) и существенно короче показателей ТЭС, АЭС и ГЭС (от трёх до 12 лет).

Источником резервов для ВИЭ в густонаселённых районах может стать ещё одно ответвление в технологиях аккумулирования энергии. Речь идёт о так называемых виртуальных электростанциях (VPP), которые создаются на базе аккумуляторов электромобилей, в том числе находящихся в повседневной эксплуатации, а также бытовых накопителей, пригодных для оказания услуг управления спросом, среди которых smart-термостаты и водонагреватели. Объединение их в сеть уже позволяет сглаживать кратковременные колебания частоты в немецкой системе. Идея заключается в том, чтобы заряжать аккумуляторы умных бытовых устройств и автомобилей в период низкого спроса на энергию, а забирать её обратно в энергосистему в периоды высокого потребления. Пилотные VPP пока достигают ёмкости 80–250 МВт·ч.

Необычное электричество

текст: Николай Алейник

Мы привыкли получать электроэнергию от больших и маленьких электростанций, однако поиски новых – более дешёвых, эффективных, удобных и экономичных – источников энергии ведутся постоянно. Например, получить немного электричества можно с помощью одежды или коврика. Что ещё может стать энергоисточником – читайте в нашем обзоре.

Воздух

В 2020 году в Массачусетском университете создали Air-gen – генератор, который вырабатывает электроэнергию из воздуха, сообщил проект «РБК Тренды». С помощью протеобактерий Geobacter ученые выращивают белок, который может проводить ток. Из него делают плёнку толщиной менее 10 микрон и помещают между двумя электродами. Белок забирает влагу из воздуха и за счёт тонких пор создаёт ток между электродами.

Мощности Air-gen хватало только для питания мелкой электроники, но если получится совместить его с краской для стен, то в домах может появиться бесконечный источник электроэнергии.

Текстиль

Британские учёные несколько лет назад разработали способ встраивать в текстильные волокна солнечные панели величиной с блоху, передавал ТАСС. Испытания показали, что модифицированные таким образом волокна, будучи встроенными в ткань одежды, способны заряжать мобильный телефон или фитнес-трекер.

Образец ткани размером 5 x 5 сантиметров с 200 энергоячейками, которые производят ток напряжением 2,5–10 вольт и мощностью 80 милливатт, был создан в университете Ноттингем Трент. Каждая ячейка размером 3 миллиметра в длину и 1,5 миллиметра в ширину заключена в полимерную оболочку. Находясь внутри полотна, солнечные панели почти незаметны внешне и не ощущаются носителем. Ткань выглядит так же, как и любая другая, с той лишь разницей, что способна генерировать электроэнергию. По словам исследователей, 2000 ячеек хватит для зарядки смартфона. В 2018 году разработку называли революционной, однако за шесть лет революции пока не случилось.

Дерево

В 2021 году был презентован деревянный мини-генератор, рассказывал «БКС Экспресс». Если дерево сжать, а затем вернуть в исходное состояние, вырабатывается небольшое количество электроэнергии. Чтобы древесину можно было сжать, её химический состав изменили. Учёные растворили один из компонентов коры – лигнин, оставив только целлюлозу. В результате дерево превратилось в губку, которую можно сжимать и собирать вырабатываемую при этом энергию. Если соединить 10 брусочков длиной 1,5 сантиметра, их энергии хватит для питания ЖК-дисплея.





ДНК

В 2021 году немецкие ученые сумели синтезировать супрамолекулярную – то есть более сложную, чем обычная молекула, – систему на основе ДНК, разъяснили «РБК Тренды». Основа системы – фуллерен, «футбольный мяч» из 60 атомов углерода. К нему крепится краситель, который поглощает солнечный свет и отдаёт получившуюся энергию фуллерену. Чтобы обеспечить протекание тока, супрамолекулы упорядочили, закрепив на спирали ДНК. По прогнозам исследователей, получившаяся технология будет дешевле, прочнее и долговечнее, чем солнечные батареи на основе кремния.

Человек

Ещё один ресурс – энергия человеческого тела. В «БКС Экспресс» нашли сразу несколько примеров того, как наше тело способно производить полезное в быту электричество. Например, в Южной Корее придумали генератор, который работает через гибкую пластинку в фитнес-браслете и подзаряжается от тепла руки. Также учёные разработали одежду, которая собирает энергию мельчайших движений человека. Кроме того, существуют так называемые биотатуировки – временные покрытия из вещества, где в процессе химической реакции с потом выделяется электричество.



Город

Очевидно, что несколько человек производят больше электроэнергии, чем один. Хотя «энергию города» преобразуют иными путями. БКС в своей подборке отмечает, что в Токио на одном из вокзалов турникеты оснастили электрогенератором, а в пол под ними встроили пьезоэлементы – устройства, на которых при деформации возникает электрический заряд. В результате вырабатывается энергия, которую в том числе используют для питания электропоездов. В Англии используют вибрацию от движения пешеходов или машин, встраивая пьезогенераторы под покрытие тротуаров, дорог или ступеней лестниц.

А в одном из торговых центров Голландии электричество получают из усилия, которое люди прикладывают, открывая двери.



Листья

Это, пожалуй, одно из самых развитых направлений, о которых мы написали. Речь идёт о создании искусственных листьев, с помощью которых солнечный свет и вода становятся источником топлива, в том числе для электростанций. Так называемые бионические листья благодаря специальному покрытию с помощью солнечного света расщепляют попавшие на них молекулы воды на кислород и водород. В 2016 году гарвардские учёные повысили эффективность этой технологии с помощью специально созданных бактерий, благодаря которым водород можно использовать для производства жидкого топлива.

IT-компания FirstVDS в своём блоге на «Хабре» рассказала об искусственных листьях, разработанных итальянскими учёными. Они придумали систему, которая встраивается в растения и генерирует электричество из капель дождя или порывов ветра. Искусственный лист покрыт силиконовым эластомером. Если поместить его среди листьев настоящего растения, то при ветре листья соприкасаются и разъединяются, создавая статические заряды. Они индуцируются во внутренней клеточной ткани растения, создавая ток. Собрать его можно с помощью электрода, вставленного в ткань растения.

Чтобы устройство получало электричество не только из ветра, но и дождевых капель, на лист добавили слой из фторированного этилен-пропилена. Когда капли дождя падают на него, они заряжают поверхность и соединяют электроды, встроенные внутри и сверху искусственного листа, создавая конденсатор. Когда капли дождя сжимаются и растекаются по поверхности листа, ёмкостная связь между электродами изменяется, создавая ток.



КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН

Июнь

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 июня

Магомедов Магомедсалам Магомедалиевич
1964 г.
заместитель руководителя Администрации Президента РФ

2 июня

Корчагин Александр Викторович
1970 г.
председатель Нефтегазстройпрофсоюза России

3 июня



Мочальников Сергей Викторович
1975 г.
заместитель министра энергетики РФ

10 июня



Меребашвили Тамара Александровна
1977 г.
член Правления – руководитель Центра корпоративных и имущественных отношений ПАО «Интер РАО»

12 июня

Котов Юрий Иванович
1961 г.
директор Томь-Усинской ГРЭС ООО «СГК»



Рюмин Андрей Валерьевич
1980 г.
генеральный директор, председатель правления ПАО «Россети»

Хитров Андрей Юрьевич
1968 г.
генеральный директор Союза работодателей атомной промышленности, энергетики и науки России

13 июня

Васильев Дмитрий Андреевич
1984 г.
начальник управления регулирования электроэнергетики ФАС России



Озеров Андрей Валерьевич
1976 г.
директор Затонской ТЭЦ – филиала ООО «БГК»

14 июня

Дорохин Владимир Васильевич
1965 г.
генеральный директор ООО «РУСЭЛПРОМ»

16 июня



Кропачев Сергей Николаевич
1988 г.
вице-губернатор Санкт-Петербурга

17 июня

Жуков Алексей Геннадьевич
1963 г.
первый заместитель генерального директора – директор филиала АО «Концерн Росэнергоатом» по реализации капитальных проектов

20 июня

Казарин Дмитрий Иванович
1973 г.
директор филиала «Берёзовская ГРЭС» ПАО «Юнипро»

Перегуда Владимир Иванович
1958 г.
заместитель генерального директора – директор филиала АО «Концерн Росэнергоатом» – «Ленинградская атомная станция»

22 июня



Гуменюк Пётр Петрович
1953 г.
директор Северо-Западной ТЭЦ им. А. Г. Бориса

Данилин Дмитрий Николаевич
1975 г.
заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию

Карпухин Николай Игоревич
1984 г.
член Правления, первый заместитель генерального директора ПАО «РусГидро»

Сухотина Ксения Анатольевна
1971 г.
генеральный директор, председатель правления ПАО «Квадра», генеральный директор АО «Русатом Инфраструктурные решения», директор Ассоциации организаций цифрового развития отрасли «Цифровая энергетика»

23 июня



Королёв Виталий Геннадьевич
1980 г.
заместитель руководителя Федеральной антимонопольной службы России

26 июня

Семёнов Виктор Германович
1956 г.
президент НП «Российское теплоснабжение»

27 июня



Бугров Андрей Евгеньевич
1952 г.
член Советов директоров ПАО «ГМК «Норильский никель» и ПАО «Интер РАО»

Кравченко Пётр Васильевич
1951 г.
директор Карачаево-Черкесского филиала ПАО «РусГидро»

29 июня

Тухветов Фарит Тимурович
1954 г.
генеральный директор АО «Всероссийский научно-исследовательский институт по эксплуатации атомных электростанций» (ВНИИАЭС)

30 июня

Петров Олег Валентинович
1972 г.
заместитель генерального директора – директор красноярского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

Сабирзанов Айрат Яруллович
1973 г.
первый заместитель генерального директора – директор по экономике и финансам АО «Татэнерго»

Юрий Савельев / ИТАР-ТАСС

1 июля

Дёмин Александр Викторович
1977 г.
статс-секретарь – заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору

3 июля



Орлов Дмитрий Станиславович
1973 г.
член Правления – руководитель Центра розничного бизнеса ПАО «Интер РАО»



Панасюк Сергей Яковлевич
1973 г.
генеральный директор АО «ТомскРТС»



Спицын Сергей Геннадьевич
1971 г.
директор Печорской ГРЭС

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

ИЮЛЬ

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

5 июля

Великороднов Валерий Александрович
1963 г.
директор филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

6 июля

Бутко Александр Александрович
1964 г.
управляющий директор ПАО «Мосэнерго»

Рязанов Алексей Владимирович
1966 г.
начальник Республиканской службы по тарифам Республики Мордовия

8 июля

Кожевников Вячеслав Евгеньевич
1974 г.
генеральный директор ПАО «Форвард Энерго»

9 июля

Хвалько Александр Алексеевич
1964 г.
заместитель генерального директора – директор по сбыту АО «Концерн Росэнергоатом»

10 июля



Конюхов Александр Владимирович
1975 г.
генеральный директор АО «Силловые машины»

11 июля

Моисеев Тимур Владимирович
1968 г.
директор ООО «Инженерный центр «Иркутскэнерго»

Решетников Максим Геннадьевич
1979 г.
министр экономического развития РФ

Шалатов Андрей Леонидович
1969 г.
директор ГРЭС-3 им. Р. Э. Классона – филиала ПАО «Мосэнерго»

12 июля



Фёдоров Денис Владимирович
1978 г.
генеральный директор ООО «Газпром энерго-холдинг», председатель Совета директоров ПАО «ОГК-2», ПАО «МОЭК»



Фёдоров Евгений Владимирович
1978 г.
вице-президент по энергетике, член правления ПАО «ГМК «Норильский никель»

Чуйченко Константин Анатольевич
1965 г.
министр юстиции РФ

13 июля

Ковалевский Алексей Николаевич
1975 г.
руководитель Службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений Ханты-Мансийского АО – Югры

14 июля

Григоренко Дмитрий Юрьевич
1978 г.
заместитель председателя Правительства РФ – руководитель аппарата Правительства РФ

Чухахин Евгений Валентинович
1976 г.
генеральный директор ООО «Холдинговая компания «СДС-Энерго»

Шахрай Игорь Степанович
1975 г.
генеральный директор Unigreen Energy

15 июля



Гальперин Михаил Львович
1983 г.
заместитель генерального директора, руководитель центра правовой работы ПАО «Интер РАО»

16 июля

Галажинский Эдуард Владимирович
1968 г.
ректор Национального исследовательского Томского государственного университета



Закирова Марина Анатольевна
1969 г.
заместитель генерального директора по вопросам отраслевого регулирования и тарифообразования ПАО «Интер РАО»

18 июля



Грabcак Евгений Петрович
1979 г.
заместитель министра энергетики РФ

19 июля

Мусатов Виктор Юрьевич
1962 г.
председатель Государственного комитета Псковской области по природопользованию и охране окружающей среды

20 июля



Максимов Андрей Геннадьевич
1981 г.
директор департамента развития электроэнергетики Минэнерго РФ

21 июля



Бобылев Пётр Михайлович
1980 г.
директор департамента угольной промышленности Минэнерго РФ

Орешкин Максим Станиславович
1982 г.
заместитель руководителя Администрации Президента РФ

22 июля

Вилесов Александр Игоревич
1973 г.
генеральный директор ПАО «Т Плюс»

24 июля

Брилёв Сергей Борисович
1972 г.
президент Ассоциации по развитию международных исследований и проектов в области энергетики «Глобальная энергия»

Станкевич Юрий Аркадьевич
1976 г.
заместитель председателя Комитета Государственной думы РФ по энергетике

25 июля



Кудряшов Сергей Иванович
1967 г.
генеральный директор АО «Зарубежнефть»

26 июля



Кириенко Сергей Владимирович
1962 г.
первый заместитель руководителя Администрации Президента РФ, председатель Наблюдательного совета ГК «Росатом»

28 июля

Кузьмин Игорь Анатольевич
1975 г.
генеральный директор ПАО «Россети Ленэнерго»



Маганов Наиль Ульфатович
1958 г.
генеральный директор ПАО «Татнефть»





En+ Group в мае после комплексной замены оборудования ввела в эксплуатацию гидроагрегат № 11 Красноярской ГЭС мощностью

500 МВт.

Это уже шестой модернизированный гидроагрегат станции, в планах компании – замена оборудования на всех 12 гидроагрегатах.

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

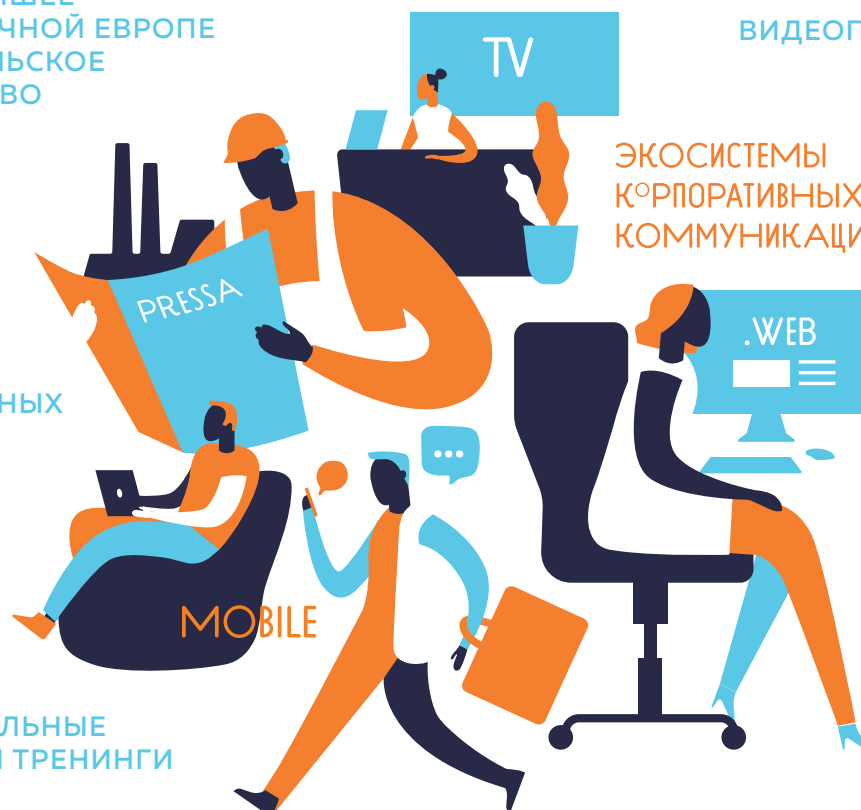
ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

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»
«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