

ЭБГ

Эксперт-клуб

Какое импортозамещение необходимо отрасли

16

Тенденции

Третья инвестиционная волна в энергетике для обновления технологий

20

Интервью

Глава АРВЭ Алексей Жихарев

24

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Дальневосточный спрос требует генерацию

Восток Сибири перестал считаться энергоизбыточным регионом, и для реализации заявленных инвестпроектов здесь необходимо создание новых энерго мощностей

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!

Э

той весной одним из громких отраслевых событий стало проведение второго отбора в рамках программы ДПМ ВИЭ 2.0, который в прошлом году решено было отложить на фоне санкционной неопределённости. И если в секторе солнечной генерации обошлось без сенсаций, то конкурсные результаты в ветрогенерации обернулись скандалом – профильная ветроассоциация требовала отменить их результаты, сославшись на то, что победитель может быть аффилирован с китайскими производителями. В **«Интервью»** подробно обсудили итоги отбора и текущую ситуацию в секторе ВИЭ с главой Ассоциации развития возобновляемой энергетики Алексеем Жихаревым. О перспективах импортозамещения как в ВИЭ, так и в отрасли в целом спросили специалистов в рубрике **«Эксперт-клуб»**.

Развитие ВИЭ и других видов низкоуглеродной генерации, в том числе переход с паросилового цикла на парогазовый, требует организации нового инвестиционного цикла в отрасли. В апреле тему подняли генкомпании, она тут же получила условное название ДПМ-3. Но привычные уже договоры предоставления мощности не единственный путь финансирования технологического перехода отечественной энергетики: о разных взглядах на проблему вы сможете прочитать в рубрике **«Тенденции»**.

Более близкому будущему посвящена **«Тема номера»** – «Системный оператор ЕЭС» в среднесрочной перспективе прогнозирует энергодефицит на востоке Сибири, Минэнерго обещает провести конкурс на право строительства около 700 МВт новой генерации уже в этом году. Но ситуация выглядит запутанной: на северо-востоке Сибири вне конкурсов новые мощности для обеспечения нужд Восточного полигона РЖД будут строить «Интер РАО» и, видимо, «Газпром энергохолдинг», а власти регионов продолжают наращивать объёмы прогнозного энергоспроса, отправив в Минэнерго заявки уже на 2 ГВт.

Ключевые итоги минувшего ОЗП можно найти в рубрике **«Инфографика»**. Ну и кроме того, как обычно, в номере самые интересные отраслевые новости страны и мира.

Редакция журнала «Энергия без границ»

→

01



←
06

04 главные события в России

06 главные события в мире

08 тема номера

Дальневосточный спрос требует генерацию

Восток Сибири перестал считаться энергоизбыточным, и для реализации заявленных инвестпроектов здесь необходимо создание новых энерго мощностей

↓
08



14 инфографика

Энергетика в преддверии подготовки к новой зиме

Итоги минувшего осенне-зимнего периода и ход обновления генерации

16 эксперт-клуб

Вопрос целесообразности

Эксперты рассуждают о том, какое импортозамещение необходимо отрасли

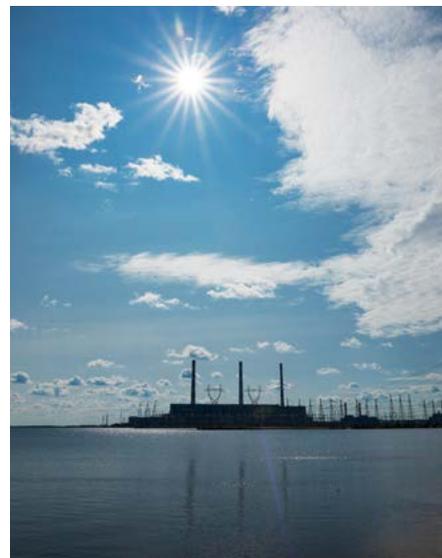
↓
16



20 тенденции

Третий – технологический

В отрасли заговорили о необходимости третьей инвестиционной волны: для движения в общемировом тренде нужно стимулировать увеличение доли низкоуглеродных источников и переход с ПСУ на ПГУ



↑
20



↑ 24

24 интервью

Алексей Жихарев:
«Мы должны действовать аккуратно, а не уходить в тотальное самопроизводство»

«Энергия без границ» поговорила с главой Ассоциации развития возобновляемой энергетики Алексеем Жихаревым об итогах второго отбора ДПМ ВИЭ 2.0, перспективах дальнейшей локализации ВИЭ в России и замене западных техпартнёров на китайских игроков

30 технологии

Всё самое нужное

Разбираемся, насколько локализованы основные типы энергооборудования

32 NB

Такой разный свет

Современные технологии предлагают потребителям широкую линейку всевозможных ламп для бытового использования

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

36 фото номера

Доставка ядерного топлива российского производства на энергоблок № 1 строящейся АЭС «Аккую» в Турции

↓ 36



← 30



Учредитель и издатель:

ПАО «Интер РАО»

Энергия без границ,

№ 2 (79) ИЮНЬ – ИЮЛЬ 2023

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
MEDIALINE

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, «ЭЛ5-Энерго», «Юнипро»,
Shutterstock

По вопросам рекламы
обращайтесь по тел.:

+7 (495) 640-08-38/39, доб. 150;

моб.: +7 (962) 924-38-21

Менеджер по рекламе:

Алла Перевезенцева,
a_perevezentseva@mlgr.ru

Отпечатано в ИП Роммелаер
Мария Олеговна

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

Подписано в печать: 23.06.2023

Дата выхода в свет: 29.06.2023

Тираж: 1500 экз.

Распространяется бесплатно

12+

→

03

НОВЫЙ ВЕКТОР



В середине весны главной темой отраслевого интереса стала ситуация вокруг «Фортума» и «Юнипро».

Президентским указом от 25 апреля доли в этих генкомпаниях, принадлежащие финскому Fortum и немецкой Uniper, были переданы во временное управление Росимущество. На следующий день оно инициировало смену гендиректоров «Фортума» и «Юнипро»: покинувших соответствующие посты Александра Чуваева и Максима Широкова сменили выходцы из структур «Роснефти» – главный энергетик «Башнефть-Добычи» Вячеслав Кожевников и руководитель департамента энергетики «Роснефти» Василий Никонов. Затем Росимущество инициировало созыв внеочередных собраний акционеров, которые в начале июня внесли поправки в уставы компаний, разрешив акционерам напрямую избирать гендиректоров.

К годовым собраниям акционеров, которые пройдут 27 июня, советы директоров обеих компаний рекомендовали не выплачивать дивиденды по итогам 2022 года. К моменту сдачи номера в печать «Фортум» уже раскрыл рекомендации по кандидатурам в совет директоров – его планируется полностью обновить. Наиболее важным номинантом в новый состав выглядит бывший замминистра энергетики РФ, а ныне вице-президент «Роснефти» Андрей Шишкин.

Фактически можно констатировать, что на ОРЭМ появился ещё один крупный игрок, курировать которого, судя по кадровым решениям Росимущества, будет г-н Шишкин. Суммарные мощности «Фортума» (4,7 ГВт) и «Юнипро» (11,3 ГВт) сопоставимы с объёмами «Т Плюс» (15,7 ГВт). При этом за «Фортумом» остаётся один из крупнейших пакетов ВИЭ-проектов (3,4 ГВт), а более проблемный сегмент теплоснабжения на порядок ниже, чем у энергохолдинга «Реновы»: 6,5 тысяч Гкал•ч против 55 тысяч Гкал•ч.



Обсуждаемым в секторе со-бытием в начале II квартала стали итоги второго отбора в рамках программы ДПМ ВИЭ 2.0.

В сегменте солнечной генерации менее трети объёмов из 1,09 ГВт забрали структуры, аффилированные с китайской Amur Sirius. Основная конкурсная масса досталась «Юнигрин Пауэр», подконтрольной «Реал менеджмент» Михаила Сиволдаева. Ценник (стоимость по LCOE) составил 7,5–8,572 тысячи рублей. По данным Совета рынка, цены снизились от предельного уровня на 23–34%; суммарно поддержка СЭС в 2025–2028 годах обойдётся потребителям в 13,64 млрд рублей.

Главная сенсация случилась в секторе ветрогенерации. К моменту проведения конкурса, по мнению многих наблюдателей, на рынке осталась лишь одна компания с локализованными мощностями по производству компонентов для ВЭС – дивизион «Росатома» «Новавинд». Но право на строительство всех ветро-станций (738,5 МВт) получил «Урал-энергосбыт» (УЭС), который наполовину

6,3%

составил внеплановый рост тарифа ФСК с 1 мая, который нужен для финансирования масштабных проектов, прежде всего энергоснабжения Восточного полигона РЖД.



330 МВт
новой газовой генерации
построит «Газпром
энергохолдинг» в Якутии
из-за затягивающегося
строительства блоков
Нерюнгринской ГРЭС
«РусГидро» и растущего
энергоэкспорта в Китай.
По данным «Коммерсанта»,
компания использует две
китайские газовые турбины
AGT-110.

принадлежит «Фортуму», лишившемуся в прошлом году техпартнёра по ВЭС – датской Vestas. Ценовые заявки оказались ниже предельного уровня на 18–31,9%, цена на 2025 год составила 5,669 тысячи рублей за 1 МВт•ч, в 2028 году она снизилась до 4,188–4,813 тысячи.

Доли обоих совладельцев УЭС (вторая половина – у «Энергосбытовой компании «Восток») находятся в кредитном залоге у Газпромбанка, которому опосредованно принадлежит 49,5% в «ВетроОГК», реализующей проекты «Новавинда». Позднее «Коммерсантъ» сообщил, что за УЭС может стоять китайская Dongfang Electric: несколько источников в отрасли заявили, что «Фортум» ведёт переговоры с китайскими компаниями о локализации оборудования в РФ и объём примерно в 2 ГВт ВЭС (совокупный портфель «Фортума» и «Уралэнергосбыта») может заинтересовать иностранцев. Возможные связи с китайскими поставщиками вызвали негодование у депутата Госдумы, главы Российской ассоциации ветроиндустрии Сергея Морозова. Он потребовал отменить итоги конкурса в части ветроэнергетики. Г-н Морозов отмечал, что «Уралэнергосбыт» «это всё тот же «Фортум» совместно с «Энергосбытовой компанией «Восток». «Под прикрытием этих бизнесменов на российский рынок заходят китайские производители ветрогенераторов. Произошла всего лишь смена технологического донора», – заявил депутат. Позднее он сообщил, что подготовил обращения в Генпрокуратуру, ФСБ, ФАС и Совет безопасности об угрозе национальной безопасности и технологической независимости РФ в связи с итогами отбора ВИЭ. Глава Минэнерго Николай Шульгинов заявил, что в министерстве не видят оснований для такого решения. «Это не запрещено, и вопрос не в привлечении подрядчиков, а в соблюдении требований по локализации», – отметил он. (Подробнее о результатах конкурса и ситуации в секторе – в интервью главы Ассоциации

развития возобновляемой энергетики Алексея Жихарева на стр. 24–29).

На министерском совещании по итогам ОЗП в апреле стало известно о трудностях инвесторов по другой программе ДПМ – модернизации ТЭС. Генераторы попросили Минэнерго предоставить им возможность без штрафов выходить из проектов КОММод, так как фактические капзатраты по части из них увеличились почти на 80%. Позднее стало известно, что речь идёт о 13 проектах суммарной мощностью 1,5 ГВт, которые реализуют СГК, «Евросибэнерго» (Еп+), ТГК-2, «Квадра» и «ЭЛ5-Энерго». В Еп+ заявили о трёхкратном подорожании из-за роста цен на оборудование и услуг подрядчиков. В Минэнерго пока с осторожностью комментируют эту инициативу, обещая не согласовывать отказ от проектов как минимум в энергодефицитных районах.



→

05

1. Замбия



Новая ГЭС

В Замбии введена в эксплуатацию ГЭС Kafue Gorge Lower мощностью 750 МВт, построенная китайской Sinohydro Corporation. На станции установлены пять гидроагрегатов, которые будут вырабатывать 3 ТВт•ч в год, что составляет чуть более 15% годового объема электропотребления страны.

ГЭС являются основным источником электроэнергии в Замбии. По данным аналитического центра Ember, которые приводит фонд «Глобальная энергия», доля гидроэлектростанций в структуре выработки в 2021 году составляла 91%, ещё 5% приходилось на угольные ТЭС и 4% – на дизель-генераторы, солнечные панели и установки, работающие на биомассе. ГЭС лидируют и по темпам вводов: мощность угольных ТЭС с 2015 года выросла на 330 МВт, ГЭС – на 904 МВт.

При этом в Замбии не достигнута полная электрификация: если в городах доступом к электрической сети в 2020 году обладали 82% жителей, то в сельской местности – лишь 14%. Такая диспропорция характерна для большинства стран к югу от Сахары. Одним из возможных решений для региона является развитие автономной энергетики. По данным IRENA, мощность автономных источников в Замбии выросла с 2 МВт



в 2015 году до 10 МВт в 2022-м, а в Африке в целом – с 651 МВт до 1423 МВт. Наиболее популярны СЭС, на долю которых в Замбии приходится 75% мощности автономной генерации. Согласно прогнозам, эта доля будет расти благодаря появлению бесконтактных способов очистки солнечных панелей, основанных на эффекте электростатического отталкивания и не требующих использования воды, дефицитной для многих африканских стран.



2. Казахстан



Поймать ветер

Государственная энергетическая инвестиционная корпорация Китая (СПИИ) и китайская SANY Renewable Energy намерены построить в Казахстане ветропарк мощностью 1 ГВт, что увеличит совокупную мощность ВИЭ в стране на 40%.

Кроме того, СПИИ планирует создать в республике несколько заводов по производству башен, гондол и лопастей ветрогенераторов. Соответствующий меморандум о сотрудничестве в мае подписали СПИИ, SANY Renewable Energy, министерство национальной экономики Казахстана и госфонд «Самрук-Казына».

Напомним, в середине апреля руководство «Самрук-Энерго» говорило, что запас прочности электростанций в Казахстане исчерпан, а к 2029 году дефицит мощностей в стране может достичь 3 ГВт.



3. Киргизия



Собирая энергию

В апреле «Интер РАО» впервые в новейшей истории начало поставки электроэнергии в энергосистему Киргизии транзитом через Казахстан в объеме до 400 МВт•ч. До марта 2024 года планируется экспортировать около 900 млн кВт•ч.

Основным фактором, определяющим объем поставки, является пропускная способность транзитных электросетей Казахстана. Если она будет увеличена, то «Интер РАО» готово полностью покрывать существующий



4. Индия

Инвестиции в АЭС

Индия может снять запрет на иностранные инвестиции в атомную энергетику и расширить роль частных компаний в развитии отрасли, сообщил Reuters со ссылкой на источники в кабмине страны. Такие меры были рекомендованы правкомиссией, учреждённой аналитическим центром Niti Aay, руководителем которого является премьер-министр Индии Нарендра Моди.

Ключевым регуляторным документом отрасли остаётся закон об атомной энергии 1962 года, согласно которому государство отвечает за разработку, строительство и управление АЭС. В 2016 году были приняты поправки, разрешившие госкомпаниям создание совместных предприятий в атомной отрасли, но они не распространяются на частный сектор и иностранных инвесторов, которые могут участвовать в отраслевых проектах лишь в качестве поставщиков технологий и оборудования.

Одним из таких поставщиков является «Росатом», при участии которого были вве-

AP/TASS



дены в строй два энергоблока АЭС «Куданкулам» и строятся ещё четыре. Суммарная мощность индийских АЭС, по данным МАГАТЭ, составляет 6,84 ГВт (в 2022 году они обеспечили 2,5% генерации, подсчитали в аналитическом центре Ember). По планам властей, к 2031 году мощность АЭС должна вырасти до 22,5 ГВт.



5. Сингапур

Зелёный экспорт

Сингапурская электросетевая компания, входящая в группу Keppel Energy, получила условное разрешение государственного управления энергорынка на долгосрочный импорт и продажу низкоуглеродной электроэнергии и мощности в объёме 1 ГВт, выработанной ВИЭ-генерацией в Камбодже, говорится в международном обзоре «Системного оператора».

Поставки в Сингапур от камбоджийских ГЭС, СЭС и, возможно, ВЭС будут осуществляться по подводным кабельным линиям протяжённостью более 1000 км. В случае получения всех необходимых разрешений крупномасштабный импорт низкоуглеродной электроэнергии из Камбоджи начнётся после 2030 года. В планах Keppel Energy – дальнейшее увеличение объёмов импортируемой чистой электроэнергии за счёт поставок из Лаоса.



энергодифицит Киргизии, который доходит до 3 млрд кВт•ч.

Параллельно Минэнерго республики заключило с China Power соглашение о строительстве СЭС на 1 ГВт в Иссык-Кульской области, а с китайской компанией ТВЕА – соглашение о намерениях по сотрудничеству в сфере экспорта электроэнергии из Киргизии в Китай. Как сообщил «Интерфакс», страны планируют строительство малых ГЭС и ЛЭП-500 для энергопоставок в КНР.



Дальневосточный спрос требует генерацию

текст: Александра БЕЛКИНА

Одновременно с решением стратегической задачи расширения свободного энергорынка за счёт Дальнего Востока российским властям приходится заниматься и тактическими вопросами. Один из ключевых – значительный дефицит генерации, который может возникнуть на востоке Сибири: на севере региона новые мощности нужны для питания расширяющегося Восточного полигона РЖД, на юге (на стыке Иркутской области, Бурятии и Забайкальского края) потребление растёт прежде всего за счёт майнинга и декларируемых планов промышленности, а также на фоне планов развития электроотопления в городах, где выработку тепла традиционно обеспечивают угольные котельные. Попробовали разобраться в причинах и объёмах возможной нехватки мощностей, а также перспективах закрытия дефицита.



Север: энергия для Восточного полигона РЖД

Сейчас, как минимум временно, восток Сибири перестал считаться энергоизбыточным регионом, причём причины такой ситуации на севере и юге региона отличаются. Потребление в северном энергоузле (прежде всего в Бодайбинском энергокольце на стыке Иркутской области и Якутии) растёт за счёт расширения Восточного полигона РЖД и подключения к электросетям новых промышленных и добывающих проектов. На фоне не слишком значительного объёма генерации в прошлом году Якутия наряду с Иркутской областью, Хабаровским краем и ЕАО обновила пик потребления мощности, который достиг 1423 МВт. Имея подтверждённый прогноз дефицита на Восточном полигоне РЖД, регуляторы приняли решение о строительстве новой генерации. Предполагалось, что право на её создание будет разыграно на первом в истории российской энергетики технологически нейтральном конкурсе (КОМ НГО). Среди потенциальных претендентов оказалась даже Еп+, которая совместно с «РусГидро» успешно завершила советский долгострой – Богучанскую ГЭС и заявила о желании строить в Сибири новые гидростанции. Однако проект Тельмамской ГЭС (450 МВт) до отбора не добрался из-за слишком долгого срока строительства – девять лет. В прошлом году карты регуляторам и участникам сектора окончательно спутала новая санкционная волна, из-за чего реальная стоимость проектов оказалась труднопрогнозируемой, и на конкурс КОМ НГО не было подано ни одной заявки.

В итоге компания, которая построит новую генерацию в Якутии к лету 2028 года, была утверждена решением Правительства РФ, а не выбрана на конкурсе. Застройщиком с наиболее проработанным проектом стало «Интер РАО», причём проект газовой станции на 550 МВт, получившей имя Новоленской ТЭС, в процессе претерпел существенные изменения. Первоначально предполагалось, что в Якутии будут более эффективные парогазовые турбины (ПГУ). Однако санкционные риски, в том числе в части сервиса, подтолкнули к отказу от ПГУ в пользу более распространённых паросиловых блоков, производство компонентов для которых полностью налажено в России.

«Мы исходим из того, что и для надёжности, и для понятности поставщиков, чтобы не было никаких сложностей, должен быть использован паросиловый цикл. Это надёжное, проверенное



Как минимум временно восток Сибири перестал считаться энергоизбыточным регионом, основными причинами стали рост потребления РЖД, майнинг и новые добывающие инвестпроекты

оборудование. Если говорить о Бодайбинском узле, то важны объёмы снабжения наших золотодобывающих предприятий и непосредственно самой РЖД, поэтому там надо использовать надёжное, проверенное оборудование. Мы не сторонники использования газовой турбины, ввиду того что конкурс на инновационные газовые турбины ещё не реализован с точки зрения проектов. Надо, чтобы был реализован этот конкурс, турбины поработали, и дальше мы спокойно будем переводить всю отрасль на парогазовый цикл, а здесь экспериментировать не надо», – пояснил в декабре глава «Интер РАО» Борис Ковальчук.

Основная финансовая нагрузка от проекта Новоленской ТЭС должна лечь на якорных потребителей, среди которых РЖД, «Полюс Сухой Лог», «Иркутская нефтяная компания» и Газпром; часть инвестиций будет оплачена через спецнадбавку к цене мощности для всех потребителей ОРЭМ. Также за счёт потребителей оплачивается модернизация ещё двух тепловых электростанций в Якутии, принадлежащих «РусГидро»: речь идёт о расширении Нерюнгринской ГРЭС (450 МВт) и обновлении Якутской ГРЭС-2. В последнем случае компания вынуждена была пересмотреть проект, на фоне санкционных рисков также предпочла отказаться от ПГУ (хотя рассматривала вариант покупки аналогов в Иране) в пользу двух отечественных ПСУ с турбинами по 80 МВт каждая. Это привело к сдвигу проекта на два года, до конца 2027-го, на столько же отложен ввод двух угольных блоков на Нерюнгринской ГРЭС.

Сдвиг проектов «РусГидро» подтолкнул регуляторов к пересмотру способов покрытия дефицита, который в 2026 году в ОЭС Востока, по их расчётам, может превысить 2,8 млрд кВт•ч. При этом речь идёт не только о потребностях Восточного полигона РЖД, но и о наращивании экспорта в Китай (+1,2 млрд кВт•ч), покрытии роста внутреннего спроса (+500 млн кВт•ч), а также подстраховке старой генерации с растущей аварийностью.

Одной из важных новостей апреля стало решение правительственной комиссии по развитию электроэнергетики, скорректировавшей Комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры и согласовавшей «Газпром энергохолдингу» (ГЭХ) строительство газовой ТЭС мощностью 330 МВт в Якутии. При этом в отличие от конкурентов ГЭХ предпочёл не возвращаться к ПСУ, а сделать ставку на газовые турбины из Китая. Чтобы уложиться

→

09

в сроки (ввод первой очереди – осень 2026 года, надстройка паровой турбины – осень 2027 года), «дочка» Газпрома, по информации «Коммерсанта», решила использовать китайские газовые турбины AGT-110, разработанные на основе ГТД-110. На базе этой же разработки «Ростех» создал ГТД-110М, которые тот же ГЭХ планирует промышленно обкатывать в рамках КОММод-ПГУ на Новочеркасской ГРЭС (ввод трёх турбин намечен на середину 2027 года). Как отмечал независимый аналитик Юрий Мельников, пока значимой истории коммерческой эксплуатации у AGT-110 нет, первый образец тестировался на ТЭС СНООС в Шэньчжэне в 2021–2022 годах.

Юг: спрос формируют майнеры, зависящие от курсов криптовалют

Иного рода дефицит, причём более неожиданно, сложился на юге Сибири в энергоузле на стыке той же Иркутской области, Бурятии и Забайкальского края. Ещё в прошлом году вопрос нехватки мощности здесь не обсуждался в публичной плоскости, но в конце декабря в интервью каналу «Россия 24» глава Минэнерго Николай Шульгинов обмолвился, что наращивание промышленного майнинга может потребовать строительства генерации в юго-восточной части ОЭС Сибири. По нашей информации, первоначально при обсуждении вопроса в регуляторах в качестве базового предложения фигурировало сетевое строительство, которое могло бы покрыть дефицит за счёт перетоков энергии, но в итоге был выбран более глобальный вариант. Детали появились в феврале, во время визита в Иркутскую область замминистра энергетики Павла Сниккарса и главы «Системного оператора ЕЭС» (СО ЕЭС) Фёдора Опадчего. В ответ на сетования губернатора Игоря Кобзева на «системные сложности, связанные с техприсоединением к электросетям» г-н Сниккарс сообщил, что Минэнерго уже в июле вынесет на рассмотрение правкомиссии техтребования для проведения конкурса по созданию новой генерации мощностью не менее 690 МВт на юго-востоке Сибири.

В 2022 году, по данным СО ЕЭС, рост потребления электроэнергии в Иркутской области составил 8,6%, что значительно превышает общероссийскую динамику (+1,5%). Одним из ключевых факторов роста энергоспроса в регионе регулятор называет массовое открытие центров майнинга криптовалют и указывает, что «в результате бурного роста потребления существовавшие ранее профициты

генерирующей мощности и пропускной способности сетей в Иркутской области оказались исчерпаны». Причина привлекательности майнинга в регионе – самые низкие в стране бытовые тарифы (0,91–1,3 рубля за 1 кВт•ч), на которых процветает серый вид этого бизнеса, а также наличие у «Иркутскэнерго» генмощностей (9 ГВт ГЭС и 3,8 ГВт угольных ТЭС) с приемлемыми коммерческими ценами (3–3,5 рубля за 1 кВт•ч), позволяющими легальным промышленным майнерам оставаться в прибыли.

По осенним данным СО ЕЭС, из действующих центров обработки данных (ЦОД) в ЕЭС России с мощностью потребления 1 ГВт на юго-востоке Сибири находятся ЦОД на 0,4 ГВт. В перспективе в этом регионе появятся центры ещё на 0,5 ГВт: Гусиноозёрский ЦОД (207 МВт), ЦОД «Битривер-Б» (100 МВт) и ЦОД в районе Иркутска (12 штук суммарно на 188 МВт). При этом эксперты расходятся в оценке генерации, задействованной под легальную добычу криптовалют: от 500 МВт по экспертному опросу «Коммерсанта» до 2,5 ГВт по данным Российской ассоциации криптоиндустрии и блокчейна (РАКИБ). При этом объём теневого майнинга, как минимум в Иркутской области, сопоставим с цивилизованным. На серых майнеров, подключающихся в бытовой электросети, по оценкам гендиректора «Байкальской энергетической компании» (БЭК, входит в Еп+) Олега Причко, в прошлом году могло уходить 687 МВт, что превышает мощность Иркутской ГЭС (662 МВт).

Проблема майнинга в краткосрочной перспективе, прежде всего, в волатильности курса криптовалют. Глубокие просадки курсов происходят регулярно, последний спад случился в июне прошлого года, когда биткоин рухнул с \$32 тысяч до \$18 тысяч за монету. Вернуться к отметке выше \$30 тысяч ключевая криптовалюта смогла только в апреле этого года. Период низких цен и снижение рентабельности майнинга отразились на потреблении энергии – прошлогодний провал не позволил реализоваться оптимистичным прогнозам по росту криптовалютного энергоспроса.

СО ЕЭС ожидал, что минувшей зимой прирост потребления мощности в Иркутской области может составить 600 МВт, что может повлечь за собой «сложности с реализацией запланированной ремонтной кампании генерирующего и электросетевого оборудования, ограничения возможностей технологического присоединения и реализации проектов КОММод, риски перехода



В 2022 году, по данным СО ЕЭС, рост потребления электроэнергии в Иркутской области составил

8,6%,

что значительно превышает общероссийскую динамику в +1,5%; в результате существовавшие ранее профициты генмощностей и пропускной способности сетей оказались исчерпаны



на режимы работы с вынужденными перетоками мощности в контролируемом сечении». Однако прогнозы сбылись лишь частично: максимальный спрос на мощность в регионе этой зимой пришёлся на 23 января (9421 МВт), превысив предыдущий рекорд 14 февраля 2022 года на 310 МВт.

Не оправдались и экспертные оценки Минэнерго, допускавшего, что доля майнинга в энергопотреблении по результатам 2022 года в стране может достигнуть 1,5–2% против «около 1%» в 2021 году. Фактический показатель в итоге составил лишь 0,6–0,8%, прогноз не сбывся, признавали в министерстве. В марте о ещё более печальных результатах заявил крупнейший участник рынка – компания BitRiver. По её данным, в 2022 году майнеры снизили спрос на энергию в России на 30–50%, до 10–14 млрд кВт•ч.

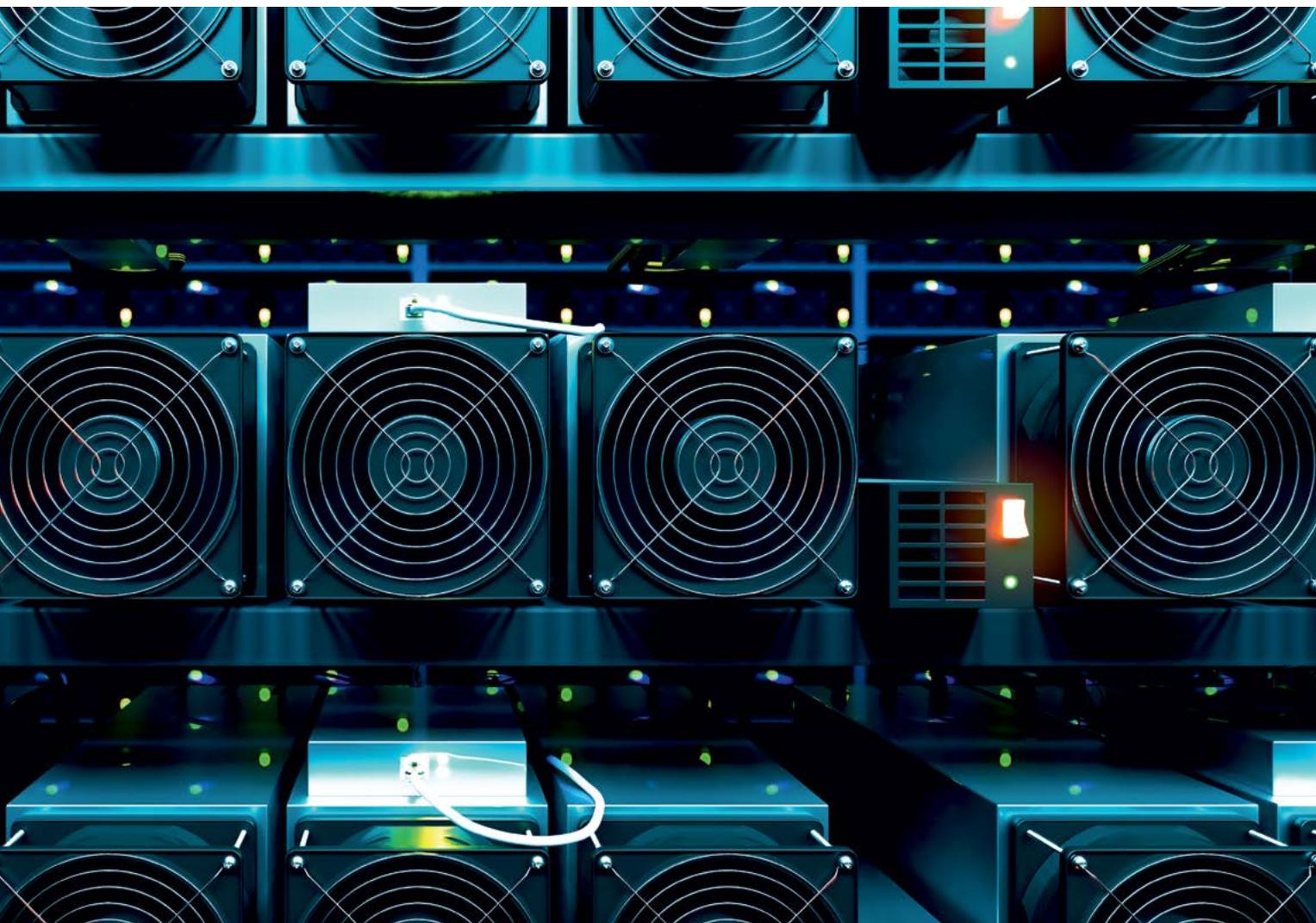
Учитывая колебания курсов, в среднесрочной перспективе майнинг может оставаться прибыльным бизнесом. Но в долгосрочной перспективе этот спо-

соб превращения электроэнергии в деньги выглядит тупиковым. Один из ближайших конкурентов биткоина – Ethereum – меняет протоколы генерации своих монет для снижения потребления энергии. Как отмечают специалисты, эффективность этого процесса сильно зависит от конфигураций сети, но в целом энергорасходы на добычу одной монеты в несколько раз меньше, чем у биткоина. Движение в сторону снижения энергоспроса со стороны майнинга заметно. При этом если в теории крупные легальные ЦОДы в дальнейшем смогут перепрофилировать свой бизнес под предоставление других ИТ-услуг, то в случае с серыми майнерами этого, очевидно, не произойдёт. Нелегальный, но некогда доходный бизнес потеряет экономический смысл, а вместе с ним исчезнет и потребление на сотни мегаватт.

Электроотопление в Сибири: планы есть, деньги ищут

Одним из драйверов роста энергоспроса в Бурятии, как считают региональные

власти, станет переход на электроотопление. Этот вопрос актуален для многих городов Сибири, в которых угольные котельные и частные домо владения, отапливаемые углём, являются значимым фактором загрязнения воздуха, зачастую формируя более половины выбросов. Первый этап на пути перехода к электроотоплению – модернизация изношенного сетевого хозяйства. «Россети» уже объявили о начале подготовительной работы в Бурятии. Программа обновления 1 тысячи км сетей в Улан-Удэ оценена в 8 млрд рублей, но в этом году холдинг проводит проектирование, сами работы начнутся в 2024 году. При этом полная стоимость перевода 67 тысяч частных домов и угольных котельных на более экологичное электричество, как говорил в январе глава Бурятии Алексей Цыденов, составит 19 млрд рублей. В конце марта из материалов комиссии Госсовета по энергетике стало известно, что перевод 132,7 тысячи домов в Тыве, Красноярском крае, Хакасии и Бурятии



с угольного отопления на электричество может обойтись бюджету примерно в 40 млрд рублей, затраты только по Улан-Удэ – 23,5 млрд. Ранее «Россети Сибирь» оценили свои расходы на обновление сетей в столице Тывы Кызыле (17,9 тысячи «угольных» домовладений) в 4,2–7,6 млрд рублей. С предложениями о переходе на электроотопление ранее в Москву также обращались Иркутская область и Забайкалье, сообщал в апреле Павел Сниккарс.

«Перевод частного сектора Улан-Удэ на электроотопление в соответствии с проведёнными расчётами требует усиления электросетевой инфраструктуры, а для этого нужны дополнительные источники финансирования. Эти сети были спроектированы под другую нагрузку. Минэнерго поддерживает комплексно этот переход, но тема пока прорабатывается для определения детальных параметров проекта», – сказал г-н Сниккарс.

В Минэнерго полагают, что финансирование могло бы осуществляться за счёт федерального проекта «Чистый воздух». В Минприроды заявляют, что деньги уже выделяются, в том числе «развёрнута работа по 100-процентному субсидированию затрат граждан на перевод частных домов на экологичное отопление (приобретение и установка полного комплекса внутридомового оборудования)». Такие мероприятия уже реализуются в Новокузнецке, Омске, Нижнем Тагиле, Чите и Красноярске, к 2024 году будет экологизировано более 35 тысяч частных домов, на что из федерального бюджета уже выделено более 13 млрд рублей. С 1 сентября число участников программы должно увеличиться до 29 муниципалитетов, обещают в министерстве.

Однако насколько полно будет профинансировано население для отказа от угольного отопления, пока не понятно. В марте на встрече с президентом вице-премьер Александр Новак, говоря о необходимости финансирования в рамках программы «Чистый воздух» закупки электроотопительных устройств и котлов, а также оплаты техприсоединения к электросетям (по которому в прошлом году были отменены льготные ставки), сообщил, что деньги планируется выделять только социально незащищённым категориям граждан.

«Это как в социальной газификации – осуществляется поддержка для отдельных категорий населения при переводе на электроотопление. Мы тоже поддержим, необходимо оказать



соответствующую поддержку людям, которые самостоятельно не могут справиться с такими расходами», – отметил вице-премьер.

Прогноз спроса нуждается в оценке

Вопрос о том, насколько массово жители Сибири захотят переходить на электроотопление при таких условиях, пока остаётся открытым. Но и без этого регионы юго-востока Сибири, где и так ожидается дефицит генерации, сейчас перегоняют друг друга в прогнозах увеличения

Регионы юго-востока Сибири, где и так ожидается дефицит генерации, сейчас перегоняют друг друга в прогнозах увеличения спроса



спроса. При утверждении Схемы и Программы развития электроэнергетических систем России (СиПР) на 2023–2028 годы СО ЕЭС признал прогнозный дефицит в 286 МВт в нормальной схеме работы и 691 МВт – в ремонтной, прописав в документе строительство не менее 460 МВт в южной части Забайкалья и не менее 230 МВт – в южной части Бурятии. Однако в регионах посчитали такие объёмы недостаточными. В середине марта г-н Новак сообщил, что с учётом потенциальных заявок на электроотопление «возможно, эта цифра вырастет до 900,

до 1000 МВт». В конце того же месяца в Минэнерго говорили, что рассматривают заявки регионов о перспективном спросе в объёме уже до 2 ГВт. В мае иркутский губернатор заявил, что оценочная потребность в увеличении мощности только в этой области составляет более 1 ГВт.

Согласно обосновывающим материалам Забайкальского края к СиПР 2023–2028 годов, за счёт роста потребления РЖД в 2024 году спрос в регионе подскочит сразу на 21% – с 9,06 млрд кВт•ч в 2023 году до 10,96 млрд кВт•ч.

Дальнейший рост окажется весьма умеренным – прирост до 2029 года оценивается в 0,7–1,64% ежегодно. При этом в перечне новых потребителей в Забайкальском крае лишь четыре пункта: помимо Восточного полигона РЖД (212 МВт) это ГОК «Железный Кряж» (18,2 МВт), а также проекты разработки месторождения Уконинское (15,2 МВт) и угольного разреза «Зашуланский» (12 МВт).

Похожая картина в обосновывающих материалах к СиПР по Бурятии. В списке инвестпроектов четыре позиции: РЖД (220 МВт), ЦОД BitRiver (100 МВт), ГОК «Озёрный» (82 МВт) и тепличный комплекс (27,6 МВт). Потребление Восточного полигона должно вырасти в следующем году, остальные объекты планируется запустить в этом году. В результате спрос в Бурятии в будущем году окажется ровно на треть выше, чем в 2023-м, – 8,5 млрд кВт•ч; а затем будет расти на 0,31–1,75% в год.

Реестр инвестпроектов в Иркутской области состоит из семи пунктов суммарно на 1,07 ГВт, но все проекты сосредоточены на севере региона, который, по оценке региональных властей, остаётся энергоизбыточным. Основную потребность также формирует РЖД (413 МВт), месторождение «Полюса» Сухой Лог (235,1 МВт), а также ЦОД (140 МВт), 135 МВт под два проекта запрашивает «Иркутская нефтяная компания», 56,5 МВт – Газпром и ещё 90 МВт – ООО «Гринфилд». Спрос в Иркутской области, по данным обосновывающих материалов, в 2024 году вырастет на 8,1% (до 73,5 млрд кВт•ч), а затем стабилизируется, увеличиваясь до 2029 года на 0,83–1,89% ежегодно.

Вопрос оказался поднят на уровень главы государства. «Вопрос сложный и дорогостоящий... Поэтому дошли уже до уровня президента России», – писал в январе Алексей Цыденов в своём телеграм-канале. 10 мая пресс-служба Кремля сообщила, что Владимир Путин поручил принять меры для предотвращения возникновения дефицита электроэнергии в юго-восточной части Сибири. Показатели нуждаются в тщательном анализе, предупреждают в регуляторах, Минэнерго обещает провести подробную проверку.

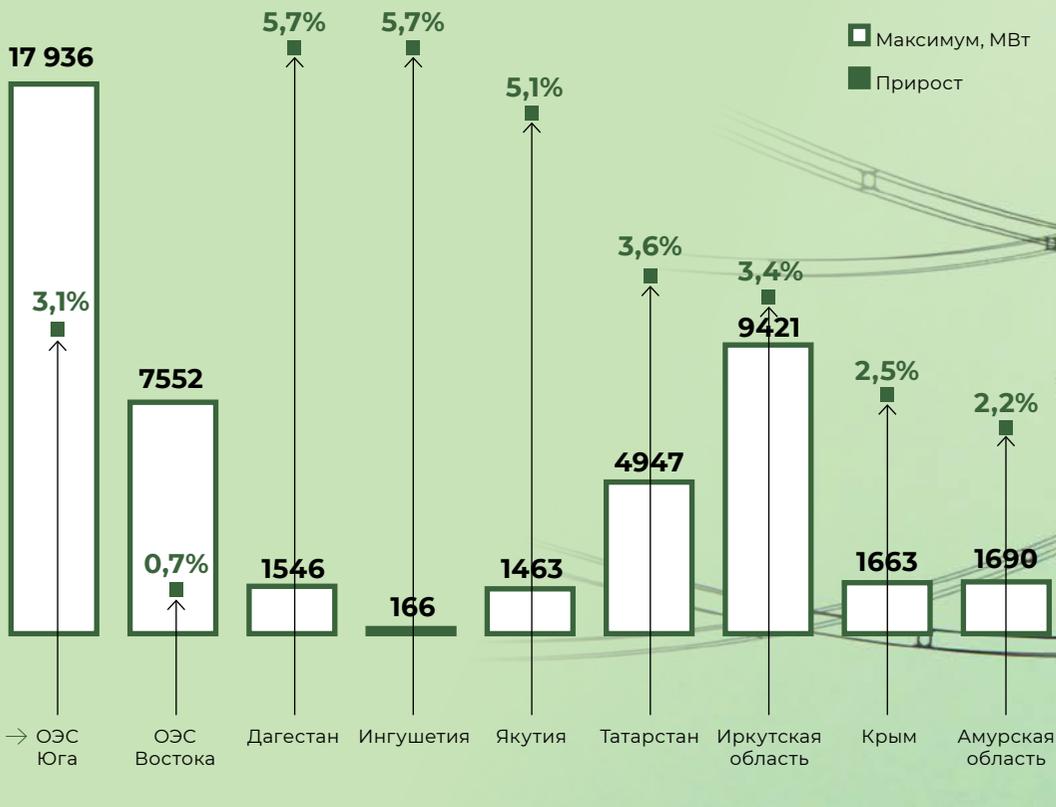
«Мы сейчас работаем с регионами. Планируем уточнить инвестиционные заявки, их техническое состояние, необходимую мощность по этим проектам», – отмечал Павел Сниккарс. Время для работы пока есть, президент поручил предоставить ему доклад до 29 декабря.



Энергетика в преддверии подготовки к новой зиме

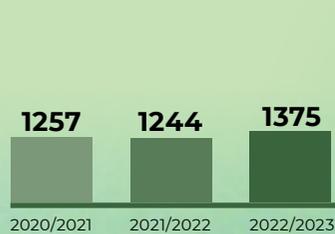
Итоги минувшего осенне-зимнего периода и ход обновления генерации.

Новые исторические максимумы потребления мощности в ОЗП 2022–2023 годов зафиксированы в двух объединённых и девяти территориальных энергосистемах



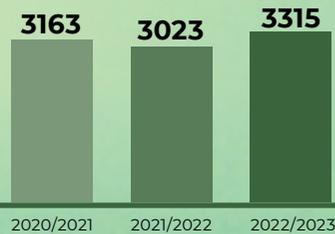
Аварийность в ОЗП

Число аварий на электростанциях мощностью от 25 МВт и выше, шт.



↑ **10,5%** рост количества аварий в генерации

Число аварий в электросетях напряжением от 110 кВ и выше, шт.



↑ **9,7%** рост количества аварий в электросетях

Число аварий в энергетике с обесточиванием потребителей в объёме 10 МВт и более, шт.



↓ **5%** снижение количества крупных аварий с обесточиванием потребителей

0,5%

рост энергопотребления в осенне-зимний период 2022–2023 годов к предыдущему ОЗП

163,5

ГВт составил максимум потребления мощности в ЕЭС России в ОЗП 2022–2023 годов, увеличившись на 1,3% в годовом выражении

Программа модернизации ТЭС

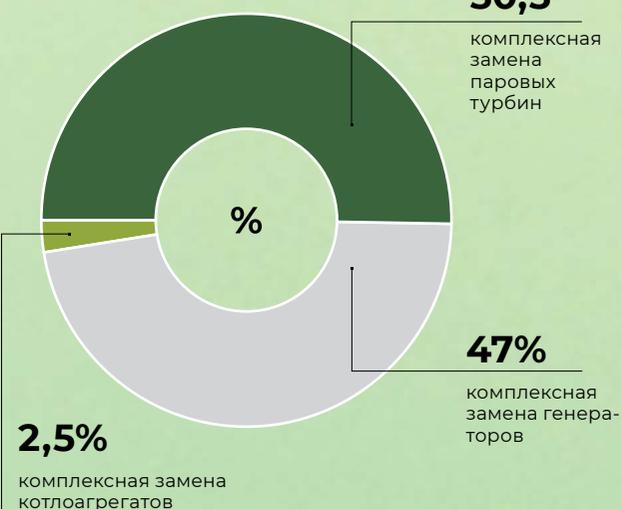
Квота программы:

43 ГВт
в ценовых зонах

3,6 ГВт
в неценовых зонах

Отобраны
127
объектов
на **26,8 ГВт**
с суммой капитальных затрат
в **419,6**
млрд рублей

Запланированные работы



Оставшаяся квота на отборы на 2028–2031 годы –

16,1 ГВт

Выполнение программы по состоянию на начало мая:

3902

МВт в процессе модернизации (21 объект)

3021

МВт (14 объектов) модернизированы

12 335

МВт будут модернизированы в более поздние сроки (перенесён срок начала поставки мощности)

По следам прошедшего в апреле отбора проектов ДПМ ВИЭ 2.0, а также в свете ситуации с разработкой отечественных газовых турбин «Энергия без границ» спросила экспертов о необходимости тотального импортозамещения в отрасли, плане Б на случай неуспеха отдельных проектов и работе в переходный период, пока российские комплектующие только создаются.

ЭКСПЕРТЫ:

Юлия Мирошникова, заместитель директора группы аналитики в электроэнергетике Кепт

Виктор Свистунов, заместитель генерального директора АО «НоваВинд» по развитию технического и нормативного регулирования ВЭС



Юлия Мирошникова

– Что делать, если какие-то из разрабатываемых сейчас в России технологий «не поедут» (прежде всего ПГУ)?

– Как бы это неприятно ни звучало, надо будет снова возвращаться к использованию зарубежных технологий. Со всеми вытекающими отсюда рисками по технологическому суверенитету. Точнее, его отсутствию.

– Насколько справедливо, что в рамках таких отборов, как КОММод-ПГУ и ДПМ ВИЭ, ответственность несут только генераторы (не разделяя её с машиностроителями), хотя энергокомпании ограниченно могут влиять на разработку или локализацию оборудования?

– Для ответа на этот вопрос мы снова должны вернуться к вопросу «Что требуется от нас для развития, разработки и локализации низкоуглеродных технологий?». Пока на него не будет ответа, не будет и масштабной жизнеспособной стратегии перехода к данным технологиям, не будет естественного спроса на эти технологии, не будет необходимой загрузки у энергомашиностроения, чтобы себестоимость такого производства была экономически целесообразной. Поэтому надо понять, какие вызовы перед нами стоят, что нам не надо делать, а что действительно жизненно необходимо, как мы будем это делать, что из этого мы можем покупать, а что – делать сами, и развивать именно те направления, где можем сами и где это вопрос любой цены и выживания.

На текущий момент я вижу пока что единственный серьёзный стимул для мобилизации отечественного машиностроения в направлении ВИЭ и ПГУ – создание ресурса для обслуживания уже введённых в эксплуатацию генерирующих объектов и реализации новых проектов там, где это критически необходимо. К сожалению, это не те объёмы, при которых себестоимость производства экономически целесообразна и тем более конкурентоспособна по сравнению с глобальными игроками. Поэтому я бы не фокусировалась на вопросе распределения ответственности между генераторами и промышленностью. Есть более глубокий вопрос – в стратегическом целеполагании. Если мы постоянно будем ставить себе искусственные цели, то и результаты будут разочаровывающими. Поэтому мне кажется, что сегодня перед отраслью и страной особенно остро и критично



Эрик Романенко / ТАСС

Единственный серьёзный стимул для мобилизации отечественного машиностроения в направлении ВИЭ и ПГУ – создание ресурса для обслуживания уже введённых генерирующих объектов и реализации новых проектов там, где это критически необходимо. К сожалению, это не те объёмы, при которых себестоимость производства экономически целесообразна



стоит вопрос создания стратегии развития энергетического сектора Российской Федерации на долгосрочную перспективу.

– Каким вы видите возможное решение проблемы переходного периода: как решать вопрос сервиса действующих образцов импортного оборудования на горизонте 3–7 лет, пока создаётся российское оборудование или локализуется что-то другое (китайские ВЭС, например)?

– Так, как такие вопросы решаются сейчас, – где-то своими силами, а где-то с помощью сложноорганизованных закупок за границей в обход санкционного давления. Надёжность энергоснабжения в это особенно турбулентное время должна обеспечиваться всеми доступными средствами, понятно, что идеально было бы это делать с плавным наращиванием отечественного потенциала и последующим отказом от зарубежной продукции, но для такого наращивания необходима полноценная стратегия, в которой были бы проанализированы вызовы, поставлены понятные ориентиры, указаны временные рамки, цели

и дорожная карта реализации, проведены стресс-тесты на случай реализации самых негативных сценариев внешнего давления.

– Насколько успешно российским энергетикам удаётся сейчас закупать запчасти за рубежом и велики ли риски обрыва этих цепочек в ближайшие годы?

– Мне кажется, что с 2022 года уже стало понятно, что эти риски почти неизбежны, и медленное удушение будет продолжаться. Чтобы ответить на вопрос про успешность/неуспешность закупок сейчас, хотелось бы понять: что закладывается в понятие «успешная закупка»? Если речь идёт о самом факте совершения такой закупки – это одно, если о том, что закупка совершена на наиболее выгодных коммерческих условиях – это другое. Есть ещё ряд немаловажных факторов – время и качество. Если критерием успешности закупки является быстрая поставка хотя бы чего-нибудь, что могло бы решить проблему на электростанции, чтобы не произошла авария, – это одно. Если же задача стоит купить любой

ценной что-то качественное и долговечное (неважно, в какие сроки) – это другое. Для меня вопрос «успешна – не успешна» в такой упрощённой постановке не понятен. Я бы успех оценивала по совокупности всех перечисленных мною факторов. В первую очередь я бы посмотрела, насколько снизилась надёжность и как выросло число аварий и отказов на объектах, где установлено зарубежное оборудование. Пока что, к чести энергетиков, серьёзных инцидентов не было. Для меня это, конечно же, один из несомненных показателей успешности работы по закупкам запчастей. Но не стоит в этой радости забывать, что объекты эти все относительно новые, у них ещё есть ресурс на год-три, а далее будет уже видно, как именно происходила замена комплектующих: было ли это лихорадочным залатыванием прорех всеми подручными способами или это был фундаментальный подход к вопросу качества и долгосрочной надёжности. Ну и по годовой финансовой отчётности компаний за пару лет будет понятно, во что им обошлась эта реализация закупок. Тогда уже можно будет делать выводы.



Виктор Свистунов

– Что делать, если какие-то из разрабатываемых сейчас в России технологий «не поедут» (прежде всего ПГУ)?

– Для начала следует определить действительно необходимые и востребованные технологии в энергомашиностроении, в отношении которых в нашей стране либо наработаны существенные компетенции, либо имеется серьёзный потенциал. При таком подходе риск выбора и неудачной реализации технологии, которая «не поедет», будет минимальным.

Что касается ветроэнергетики, то, по прогнозам экспертов, доля ВИЭ-генерации в мире будет только расти.

Россия продолжает поддерживать международные климатические цели. Наша страна взяла на себя обязательства по низкоуглеродному развитию и достижению углеродной нейтральности до 2060 года. Правительством поставлена стратегическая задача: доля ВИЭ в энергобалансе России к 2050 году должна составлять 10%. Поэтому в части ветроэнергетики мы не ожидаем, что какие-то технологии «не поедут» или будут невостребованными. Развитие низкоуглеродного энергобаланса на базе отечественных технологий – это благо, так как такие проекты носят «вытягивающий» характер и создают долгосрочный спрос, формирующий новые российские отрасли. В России уже создан технологический задел для развития ВИЭ. Задача следующего этапа – запустить новый инвестиционный цикл для формирования полных технологических цепочек по производству генерирующего оборудования и для углубления промышленных компетенций в секторе ВИЭ.

– Насколько справедливо, что в рамках таких отборов, как КОММод-ПГУ и ДПМ ВИЭ, ответственность несут только генераторы (не разделяя её с машиностроителями), хотя энерго-

компании ограниченно могут влиять на разработку или локализацию оборудования?

– Каждый из участников отборов проектов ВИЭ самостоятельно определил свою бизнес-модель, так что категория справедливости не должна в данном случае подменять категорию целесообразности и экономической эффективности. Кроме того, никто не запрещает участнику ДПМ ВИЭ транслировать свои убытки, возникшие в результате необоснованных (недобросовестных) действий производителя оборудования. Следует заметить, что участник ДПМ ВИЭ, изначально существенным образом вложившийся в глубокую локализацию оборудования, находится в изначально невыгодных условиях по сравнению с тем, кто избрал бизнес-модель крупноузловой сборки и поставки импортных компонентов.

«Росатом» изначально выбрал подход, при котором был обеспечен трансфер критически важных технологий в Россию. Ещё в рамках первого отбора ДПМ ВИЭ были локализованы генератор, ступица, гондола и система охлаждения. Башню ветроустановки по нашему заказу локализовала партнёрская компания. Сейчас мы решаем задачи обеспечения максимальной технологической независимости и суверенитета в области реализации проектов по ветроэнергетике.

Можно рассматривать текущую ситуацию как стресс-тест инвестиционных стратегий и программ локализации разных игроков, который покажет не только результативность подхода государственного регулятора к стимулированию развития отрасли ВИЭ, но и надёжность и полноту ответственности участников рынка.

– Каким вы видите возможное решение проблемы переходного периода: как решать вопрос сервиса действующих образцов импортного оборудования на горизонте 3–7 лет, пока создаётся российское оборудование или локализуется что-то другое (китайские ВЭС, например)?

– Перехват сервисных технологий, равно как и обучение и аттестация персонала, приобретение необходимого оборудования начались в отечественной энергетике не вчера. Некоторые компании отечественной энергетики уже готовы по многим типам импортного оборудования успешно заместить ушедшие из страны компетенции. Те компании, которые изначально выбрали правильную (с нашей точки зрения) модель организации бизнес-процессов производства



Александр Рюмин / ТАСС

и сервиса, в принципе не подвержены подобным рискам.

Именно эту стратегию выбрал «Росатом». Правила локализации изначально подразумевали акцент на формировании всех компетенций на территории Российской Федерации: это осуществление пусконаладочных и установочных работ, серийное производство материалов, основного и вспомогательного оборудования ВИЭ, эксплуатация, сервис и обслуживание. Наша компания обучала персонал ещё на первой стадии освоения всех этих квалификаций и продолжает формировать новые.

«Росатом» на сегодняшний день обладает всеми видами компетенций, необходимых для реализации проектов ВИЭ, в том числе проводит сервис своих станций и компонентов. Очевидно, что сегмент ВИЭ в России продемонстрировал свою жизнеспособность, и первый этап адаптации к новым условиям пройден.



С момента введения санкций прошло уже больше года, и нам удалось найти новых поставщиков и производителей

– Насколько успешно российским энергетикам удаётся сейчас закупать запчасти за рубежом и велики ли риски обрыва этих цепочек в ближайшие годы?

– Ответ на данный вопрос сугубо индивидуален и не может быть общим: разные вендоры придерживаются различной политики по введению (и соблюдению) санкционных ограничений. На наш взгляд, замещение выпадающих звеньев цепочки поставщиков, поиск и адаптация аналогичных технических решений являются сложным, затратным, но необходимым процессом, от результатов которого во многом зависит энергетическая безопасность страны, и примеры успешных решений у нас перед глазами.

Что касается наших проектов, то с момента введения санкций прошло уже больше года, и нам удалось найти новых поставщиков и производителей. Среди основных проводимых мероприятий, направленных на исключение рисков,



Правительством поставлена стратегическая задача: доля ВИЭ в энергобалансе России к 2050 году должна составлять

10%,

поэтому в части ветроэнергетики мы не ожидаем, что какие-то технологии «не поедут» или будут невостребованными

связанных с использованием импортной продукции в основной производственной деятельности, – корректировка существующих и формирование новых цепочек поставок. Был проведен поиск поставщиков компонентов-аналогов из дружественных стран, а также проработаны возможности создания необходимых конкурентоспособных аналогов российскими производственными компаниями внутри страны, в том числе в части критических комплектующих.

Мы в «Росатоме» приняли решение о необходимости перехода к углублению локализации наших ВЭС и достижению максимального технологического суверенитета.

Уже построены и функционируют два завода на территории Ростовской области в городе Волгодонске: завод АО «НоваВинд» по производству генераторов и гондол и завод ООО «ВетроСтройДеталь», производящий башни. На базе АО «НоваВинд» завершена разработка контроллера и программно-аппаратного комплекса по управлению ветроэнергетической установкой (АСУТП ВЭУ). Госкорпорацией «Росатом» было принято решение запустить производство лопастей ветроэнергетических установок на базе АО «Юматекс» – рассчитываем к 2025 году поставить первые отечественные лопасти в ветропарки «Росатома».

Более того, к 2027 году на территории России будет запущено крупнотоннажное производство постоянных редкоземельных магнитов полного цикла мощностью 1000 тонн, с возможностью увеличения объема изготовления до 2000 тонн к 2030 году. Оператором проекта выступает дочернее общество АО «ТВЭЛ» ООО «Русатом МеталлТех».



Третий – технологический

текст: Юрий Юдин

В апреле на отраслевой конференции газеты «Ведомости» генераторы впервые публично заговорили о необходимости подготовки новой (третьей) инвестиционной волны в энергетическом секторе. Вслед за строительством новой генерации (программа ДПМ) и модернизации действующих мощностей (ДПМ-2) для движения в общемировом тренде нужно стимулировать увеличение доли низкоуглеродных источников – АЭС, ВИЭ, ГЭС, а также переход с паросилового (ПСУ) на парогазовый (ПГУ) цикл в газовой генерации. Источниками финансирования условного ДПМ-3 могут быть как уже привычные энергорынку надбавки к цене мощности на ОРЭМ, так и, по примеру ряда стран, бюджетные деньги и различные, прежде всего налоговые, льготы, полагают энергетики. Обсудили тему с экспертами отрасли и услышали разные мнения: от достаточности нынешних темпов обновления на фоне избытка углеводородов в стране до финансирования современной генерации за счёт прямых договоров между генераторами и потребителями.

Трансформация или инерционное движение?

«Никуда не денешься, низкоуглеродная повестка есть. Как и вопрос нашего технологического обновления. Необходимо, как и обещало Минэнерго, обновить Энергетическую стратегию РФ, с тем, чтобы понять, какие типы генерации в энергобалансе мы поддерживаем. При этом нужно оценить возможности нашего промышленного сектора – оборудование для каких типов генерации он может производить и в какие сроки. После того как у нас появится этот базовый документ, то конкретно мы поддерживаем, мы, наверное, начнём обсуждать источники (финансирования. – Прим. ред.)», – заявила в начале апреля глава «Совета производителей энергии», член правления – руководитель центра трейдинга «Интер РАО» Александра Панина.

Наличие мирового тренда энергетики подтверждают статистикой ключевых экономик мира: увеличение доли низкоуглеродной генерации подталкивает их к дальнейшему ужесточению углеродного регулирования, что неизбежно отразится на отечественных экспортёрах вне зависимости от направления товаропотока. По данным «Совета производителей энергии», в Китае доля низкоуглеродной выработки (ВИЭ, АЭС, ГЭС) в установленной мощности уже достигла 40%, в ЕС – 63,9%, в США – 38%, в Индии – 40%. В 2022 году Индия и Евросоюз вводили исключительно ВЭС и СЭС, США помимо этих типов ввели 9 ГВт газовой генерации, Китай – 120 ГВт ВЭС и СЭС и около 40 ГВт угольных электростанций. При этом выработка высокоэффективных газовых ПГУ-энергоблоков (с более низкими по сравнению с ПСУ климатическими выбросами) станет переходной технологией (официально уже признана таковой в Евросоюзе) и будет оставаться в числе ключевых ещё несколько десятков лет.

Сейчас импортные парогазовые блоки являются основным источником маржинальности для энергокомпаний, хотя на них приходится лишь 14% установленной мощности и 17% выработки. Повышение долей могло бы существенно повысить рентабельность генерации и снизить цены. По словам Александры Паниной, использование ПГУ позволяет снизить цены в конкурентном сегменте (на рынке «на сутки вперёд», РСВ) на 30% по сравнению с ПСУ. Экономическая эффективность современных турбин окажется ещё выше в случае роста цен на газ на внутреннем рынке, отмечают генераторы.

Безусловно, ПГУ – более современная технология, для тепловой генерации это

основной способ увеличения эффективности, говорит директор Центра исследований в электроэнергетике НИУ ВШЭ Сергей Сасим. Удельный расход топлива в технологии ПГУ на 40% ниже, чем при паросиловом цикле, а КИУМ может быть увеличен с 45 до 90%.

«Поэтому, если российская энергетика ставит перед собой цель повышения энергоэффективности, то наращивание доли ПГУ отвечает логике достижения этой цели», – согласен эксперт.



Александра Панина:



«В 2023 году мы делаем третий, вынужденный подход к высокотехнологичному оборудованию, я говорю прежде всего о газовых турбинах большой мощности. Нам нельзя его не делать. Нам как генераторам жизненно важно иметь такой тип оборудования, как ПГУ. XXI век требует перехода на современные технологии».



Создание собственных технологий и постепенный переход от ПСУ к ПГУ для российской энергетики сегодня актуален, как и последние 20–30 лет, солидарен замначальника Центра экономического прогнозирования «Газпромбанка» (ЦЭП ГПБ) Дмитрий Пигарев. Производство электроэнергии на более эффективном оборудовании за счёт более низких топливных расходов ведёт к снижению цен в спотовом сегменте рынка.

«Это может стать поддержкой для российской промышленности. А если мы дополнительно учтём, что Россия – один из мировых лидеров по добыче и запасам газа и природный газ ещё несколько десятилетий будет являться низкоуглеродным топливом, то развитие эффективных газовых технологий может стать преимуществом нашей страны», – говорит он.

Впрочем, избыток газа в России, напротив, может трактоваться как аргумент для сохранения текущих темпов обновления сектора. Дискуссия должна начинаться не с вопроса «Что нам надо делать?», а с вопроса «Почему мы должны это делать?», полагает замдиректора группы аналитики в электроэнергетике Керт Юлия Мирошникова. В большинстве стран предпосылки перехода к низкоуглеродной энергетике – ограниченность собственных топливных ресурсов и стремление снизить зависимость от внешних поставщиков. В России проблема дефицита ископаемого топлива «не стоит от слова «совсем»: недостатка в нём нет, цены на углеводороды на внутреннем рынке относительно низкие, среднероссийский показатель удельного расхода условного топлива (УРУТ; по данным Керт, около 305 г условного топлива на 1 кВт•ч) находится на «довольно хорошем уровне». При этом «ведётся планомерная работа, направленная на реализацию потенциала эксплуатирующегося оборудования».

С падением объёмов экспорта газа Россия встает перед выбором: либо увеличить внутреннее потребление, либо консервировать часть месторождений. К тому же ряд регионов характеризуется избытком генемощностей, что тоже влияет на целесообразность создания новых ПГУ и ВИЭ, отмечает г-жа Мирошникова. Сложившийся баланс, на её взгляд, может кардинально измениться только при значительной либерализации цен на газ на внутреннем рынке, появлении крупных внешних потребителей вместо «отпавшего» европейского рынка и при введении строгих директив по климатическим и экологическим целям.

«В этом случае у отрасли появятся чёткие финансовые стимулы для низко-



углеродного перехода, без них все подобные программы нежизнеспособны. Я не вижу стратегической идеи, которая была бы фундаментально сформулирована и доходчиво донесена до общественности отраслью и правительством. Пока что мы по инерции двигаемся в фарватере западной климатической повестки, пытаясь применить её на всю страну, где для неё нет ряда ключевых предпосылок. Поэтому история с ВИЭ и высокоэффективной газовой генерацией, на мой взгляд, будет в каком-то виде развиваться, но не в масштабах всей России, а очень точно. Например, сложная экологическая обстановка из-за выбросов старых угольных ТЭЦ. Но даже здесь у ВИЭ и газа, несомненно, будет конкуренция с современными более экологичными технологиями в угольной генерации. Или интенсивное развитие городов, расположенных на пути новых газотранспортных систем, переориентированных на экспорт на глобальный Восток или на крупного внутреннего производителя высокомаржинальной продукции», – считает представитель Керт.

Сходную позицию на конференции «Ведомостей» высказывал теперь уже бывший глава «Т Плюс» Андрей Вагнер (покинул компанию в середине апреля). Тогда он напоминал, что на коллегии Минэнерго глава Минэкономразвития Максим Решетников говорил об избытке генерации и финансовой нагрузке на потребителей. «Нужды у России в следующем ДПМ, видимо, нет... Правильные вещи говорит (г-н Решетников. – Прим. ред.), я же не спорю с ним. Но в любом случае мы, видимо, подошли к тому, когда не факт, что будут большие программы с точки зрения ДПМ, без которых опять же эта тема (производства в РФ газовых турбин. – Прим. ред.), видимо, не поедет», – говорил г-н Вагнер.

Движение в сторону низкоуглеродной генерации необходимо не только энергетикам для обновления отрасли и экспортёрам, также оно способно дать толчок смежным отраслям, согласен с г-ном Пигаревым Сергей Сасим. Сектор способен сформировать значительный рынок для развития собственных компетенций и технологий современной и эффективной генерации. При рассмотрении параметров нового инвестиционного цикла в электроэнергетике, помимо учёта топливных цен, следует уделять внимание возможности использования мультипликативного эффекта от инвестиций в отрасль на развитие отечественного энергомашиностроения. Речь идёт не о сборке по импортным патентам, а о локализации добавленной стоимости от технологии, уточняет эксперт.

«С учётом того, что тепловая генерация в долгосрочной перспективе будет составлять от 60–70% в энергобалансе, потенциал снижения цены на мощность за счёт эффекта масштаба может быть существенным. Выход отечественных технологий на мировой рынок усилит этот эффект ещё больше. Конечно, сегодня такие планы кажутся довольно туманными, но в долгосрочной перспективе развитие собственных технологий будет выгодным при любом развитии внешнеполитической обстановки. Импортная генерация сегодня – это зона повышенного риска. Очевидно, что в будущем стратегия энергобезопасности должна учитывать текущий опыт с точки зрения доли подобного оборудования в энергосистеме», – говорит директор отраслевого центра НИУ ВШЭ.

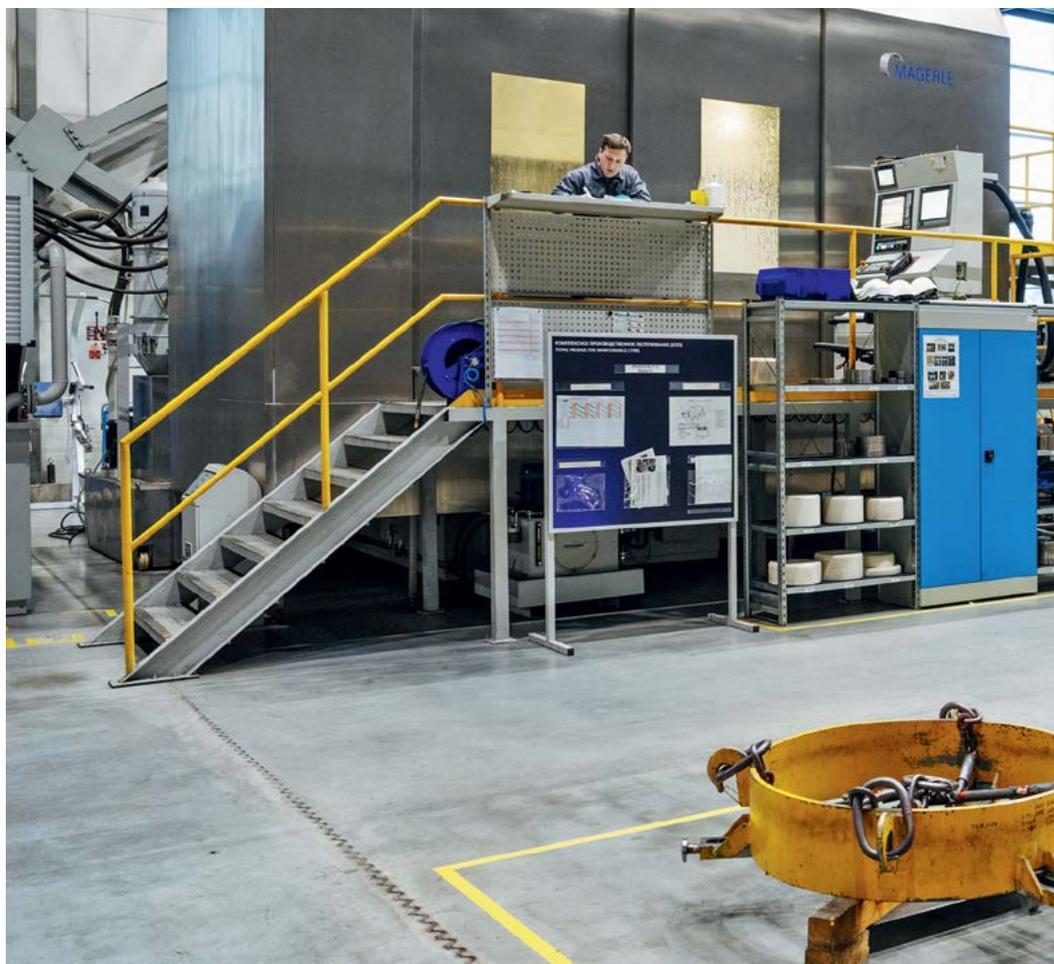
Источники финансирования могут измениться

Оплатить трансформацию генерации в рамках текущих механизмов, а также при соблюдении правила о росте энергоцен не выше инфляции не представляется возможным, говорят в партнёрстве генкомпаний и в подтверждение приводят статистику стран, уже совершающих низкоуглеродный энергопереход. В 2022 году в Китае при инфляции 1,8% увеличение цен на электроэнергию составило 9%. В Индии показатели достигли 5,7 и 46% со-

ответственно, в США – 7 и 81%, в странах Евросоюза цифры «ещё страшнее» – 9 и около 120%, отмечают в «Совете производителей энергии».

«Мы хотим технологическое обновление, но в рамках инфляции. На мой взгляд, это невозможно. Минус – высокая стоимость денег (привлечённого капитала) в нашей стране, что сильно влияет на конечную цену. При (разнице в. – Прим. ред.) норме доходности в 5 и 15% стоимость проекта вырастает на четверть... Пока просматриваются три пути (финансирования. – Прим. ред.). Во-первых, это наш родной ДПМ, видимо, ДПМ-3 на обновление мощностей. Понятно, что потребители будут не очень рады. Есть и другие, более правильные источники: например, бюджет. Тот же Китай, который вводит сейчас огромные проекты по ВИЭ, 11 лет всё финансировал из бюджета, это были государственные деньги. И третий вариант, который у нас слабо использован, – механизмы дополнительных льгот, налоговых, кредитных и прочих. Может быть, когда мы начнём обсуждать источники, мы найдём смесь между всеми тремя механизмами», – перечислила возможные источники средств г-жа Панина.

Потребители, как и предполагалось, не хотели бы оплачивать новый инвестиционный цикл в электроэнергетике из своего кармана. В «Сообществе потребителей энергии»



Движение в сторону низкоуглеродной генерации необходимо не только энергетикам и экспортёрам, также оно способно дать толчок смежным отраслям

указывают, что прошлые две программы ДПМ и повышенная на 20% сверхинфляция индекса цены КОМ, а также проекты КОМ НГО предусматривают обновление около 170 ГВт мощностей ТЭС, в то время как вся мощность ТЭС в ЕЭС России – 163 ГВт. Однако такой подход не даёт ответа на вопрос о дальнейших перспективах эксплуатации иностранных ПГУ в новых санкционных условиях. При этом часть денег для трансформации сектора потребители предлагают поискать генераторам самостоятельно, а при введении ДПМ-3 – отказаться от маржинального ценообразования на ОРЭМ.

«Действующий принцип маржинального ценообразования на рынках электроэнергии и мощности (оплата всем по самой дорогой ценовой заявке поставщика) был введён для стимулов к повышению эффективности и накопления ресурсов на обновление. Результат есть – на счетах энергокомпаний скопилось более 1,2 трлн рублей, включающих в том числе доходность от прошлых ДПМ. Необходимо уточнить, что именно и зачем предлагается обновлять, и если снова через рыночные ДПМ, то целесообразно исключить задвоение финансирования инвестзатрат – отменить маргинальное ценообразование и вернуться к оплате в РСВ и КОМ по цене заявки поставщика», – заявили в «Сообществе потребителей энергии».

Юлия Мирошникова из Kept полагает, что в отсутствие экономических стимулов для перехода к ПГУ и другим низкоуглеродным источникам обсуждать источники финансирования преждевременно.

«По моему мнению, пока власти чётко не сформулируют для себя причины энергоперехода и пока у бизнеса не будет очевидных финансовых стимулов для его совершения, все подобные программы так и останутся глубоко теоретическими дискуссиями со скромной практической реализацией», – категорична г-жа Мирошникова.

Однако Дмитрий Пигарев предлагает не сбрасывать ДПМ со счетов. Этот механизм зарекомендовал себя как понятный, надёжный и удобный для участников отрасли источник возврата инвестиций. Эволюция отбора проектов (проведение конкурсов по одноставочной цене), которые реализуются по ДПМ, за последние несколько лет повысила эффективность инвестиций в отрасль. Дальнейшая доработка процесса принятия решений об инвестициях в рамках ДПМ с учётом мнений и позиций всех заинтересованных сторон может сделать процесс ещё более эффективным, полагает он.

При этом он указывает на ещё один возможный инструмент энергоперехода и развития ВИЭ, каким в ряде стран является механизм Power Purchase Agreement: двусторонние договоры на поставку электроэнергии, заключаемые между производителями и потребителями. Он позволяет потребителю зафиксировать цену энергии, а производителю – быть уверенным в возврате вложенных инвестиций, что облегчает привлечение внешнего финансирования для реализации проекта. В России на сегодняшний день есть законодательные ограничения использования этого механизма, снятие которых дало бы толчок развитию ВИЭ в России, полагает эксперт из ЦЭП ГПБ.

Текущая модель конкурентного сегмента рынка электроэнергии не позволяет окупать масштабные инвестиции, требуемые для внедрения технологии ПГУ, говорит Сергей Сасим. Спецнадбавки к цене мощности в рамках ДПМ при высокой стоимости заёмного капитала на фоне отсутствия ощутимого роста полезного отпуска в энергосистеме приводят к значимому ценовому росту в период окупаемости инвестпроектов, поясняет он. Альтернативный вариант – привлечение бюджетных средств. Поскольку окупаемость первой волны ДПМ завершилась, запуск нового инвестиционного цикла вполне может быть осуществлён в условиях приемлемой ценовой нагрузки на потребителей за счёт сочетания источников финансирования.



Алексей Жихарев:

«Мы должны действовать аккуратно, а не уходить в тотальное самопроизводство»

В апреле «Совет рынка» подвёл итоги второго отбора по программе ДПМ ВИЭ 2.0, который должен был состояться ещё в прошлом году, но был перенесён на фоне санкционной неопределённости. Результаты конкурса породили массу споров, Российская ассоциация ветроиндустрии во главе с депутатом Госдумы Сергеем Морозовым потребовала аннулировать их в части ВЭС. «Энергия без границ» обсудила итоги отбора, перспективы дальнейшей локализации ВИЭ в России и замены западных техпартнёров на китайских игроков с главой Ассоциации развития возобновляемой энергетики Алексеем Жихаревым.



Интервью на сайте
Peretok.ru



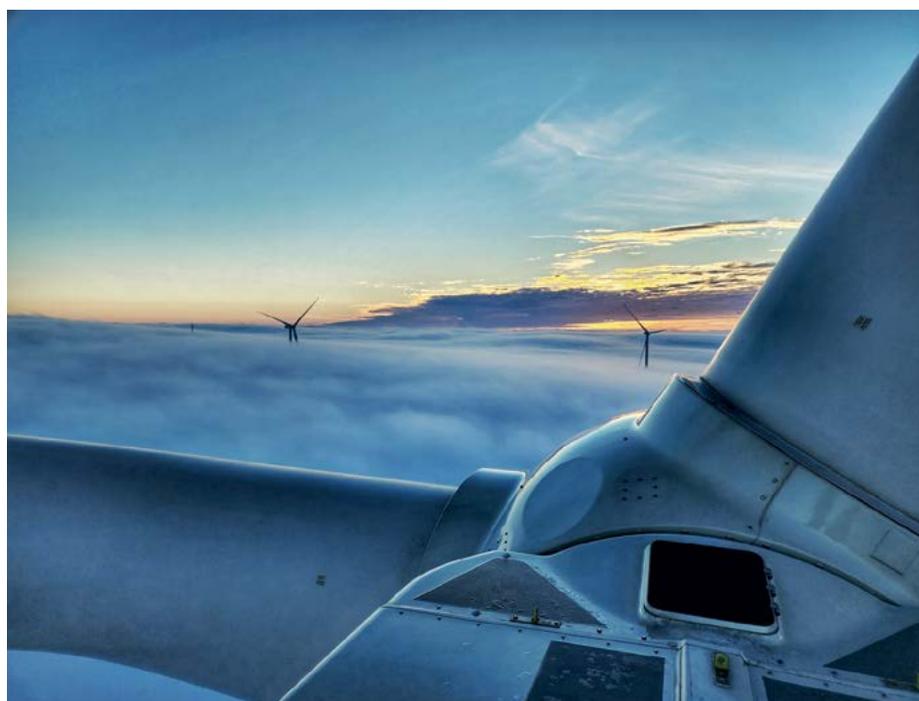
– Как вы в целом оцениваете результаты второго отбора программы ДПМ ВИЭ 2.0, который завершился в апреле?

– На мой взгляд, та конкуренция, которая в итоге сложилась в рамках тендера, показывает интерес инвесторов к сектору ВИЭ и вообще к энергетическому сектору в России. Конкуренция была не номинальная, а абсолютно реальная. Мы видим, что в каждом из секторов – и в солнечной, и в ветровой генерации – снижение ценовых заявок составило около 30%. Благодаря снижению цен у нас суммарно отобралось на 325 МВт больше, чем планировалось: 236 МВт СЭС и около 89 МВт ВЭС. То есть участники рынка имеют возможность увеличить объём строительства, тем самым повысить эффективность своих проектов. Это ещё раз подтверждает эффективность концептуального подхода второй программы поддержки зелёной генерации, когда предметом отбора становятся не мегаватты, а деньги (объём поддержки).

– После оглашения результатов по СЭС ряд наблюдателей заговорили о «китайской угрозе» в сегменте. Насколько, на ваш взгляд, уместна такая постановка вопроса?

– Около двух третей объёма (776 МВт из 1086,5 МВт. – *Прим. ред.*) по СЭС взял «ЮнигринПауэр» (принадлежит «Реал менеджмент» Михаила Сиволдаева (эта же структура владеет 54% в «Хевеле»). – *Прим. ред.*); оставшиеся 310,5 МВт – компания «Солар Системс» (российская компания, изначально созданная при участии китайской AmurSirius, которая впоследствии вышла из капитала) или организации, которые с ней аффилированы («Солар Ритейл» и «Солар Ульяновск»). – *Прим. ред.*) Да, в структурах, аффилированных с «Солар Системс», присутствуют граждане КНР, но, насколько я знаю, какой-либо связи с китайскими корпорациями сейчас нет.

В такой постановке вопроса подразумевается, что наличие каких-то китайских участников – это плохо. У меня здесь другое мнение. Мне кажется, что в части ключевых показателей эффективности по развитию национальной экономики у нас не случилось отказа от иностранных инвестиций, напротив, это один из важнейших индикаторов. Минэкономразвития РФ в своих базовых документах сохраняет показатель по объёму прямых иностранных инвестиций, которые мы должны привлекать в российскую экономику. И в принципе ни одна развитая национальная экономика не может суще-



ствовать без иностранных инвестиций на 100% изолированно. Если инвесторы из дружественных стран продолжают проявлять интерес к проектам, реализуемым в России, – это хорошо.

– В этой связи в секторе сейчас есть два подхода, особо горячие споры идут вокруг ВЭС. Глава «НоваВинда» (ветродивизион «Росатома») Григорий Назаров ранее говорил, что сейчас компания использует около 10% импортных компонентов и не намерена отказываться от этой практики, потому как их локализация в России с учётом объёмов рынка экономически нецелесообразна. Глава РАВИ, депутат Госдумы Сергей Морозов, напротив, предлагает выкупить у Китая технологию производства ветроустановок и перейти на исключительно российское производство оборудования. Какой из подходов вы считаете более рациональным?

– Вопрос комплексный. Всё зависит от того, на каком горизонте мы принимаем решение и какую задачу мы ставим сейчас. Говорить о том, что у нас может быстро появиться какое-то своё, без партнёрства и трансфера технологий решение (условно – национальная турбина), не совсем осмотрительно. По крайней мере, я лично таких утверждений делать не готов.

А вот создать СП с крупным участником ВИЭ-рынка, реализовать проект, включающий трансфер технологий, передачу компетенций, обучение сотрудников и локализацию производства ключевых

Если инвесторы из дружественных стран продолжают проявлять интерес к проектам, реализуемым в России, – это хорошо

компонентов, вполне реально. Такие примеры на рынке есть, один из них – тот же «НоваВинд». До сегодняшнего дня не стоял вопрос стопроцентного отказа от импорта каких-либо отдельных элементов того или иного ключевого оборудования ВЭС и СЭС. Есть утверждённые правительством требования по локализации, которые подразумевают выполнение целевых показателей. Сейчас требования по локализации ставятся по сложной балльной системе, но их возможно перевести и в проценты. Согласно текущим правилам инвестор может сам выбирать, какие



элементы ему выгоднее производить здесь, а какие – импортировать, главное, чтобы в конечном итоге его проект соответствовал требованиям и получил соответствующее подтверждение в Минпромторге.

Более того, ранее мы смотрели на программу локализации в том числе как на возможность встраивания производств, построенных в России специально под программу ДПП, в мировые цепочки поставок. Тем самым глобальные игроки могли бы реализовывать свои ВИЭ-проекты с использованием компонентов, производимых на территории РФ. Сейчас тема с европейскими игроками ушла из повестки. Но при этом вопрос экспорта оборудования стоит очень остро. Это требование в программе ДМП ВИЭ 2.0 есть, его никто не отменял. Для получения полной оплаты по ДПП все участники отборов подтверждают готовность экспортировать определённый объём оборудования или услуг.

Одновременно потенциальные покупатели нашего оборудования как минимум должны быть осведомлены о его эффективности. Значит, они должны видеть, как оно успешно и безопасно эксплуатируется. Поэтому, если речь о ближайшей перспективе, мы не говорим о создании чего-то совсем нового, полностью национального. Разработка, обкатка и опыт промэксплуатации потребуют времени. При таком сценарии мы не сможем выполнить требования по экспорту, которые начнут действовать, например по ветру, с 2026 года.

Здесь важно держать баланс. Безусловно, мы должны ориентироваться на способность и возможность производства в России ключевых компонентов, наличия экспертизы и компетенции по проектированию и эксплуатации. Как мне кажется, не совсем верно ставить задачу стопроцентного импортозамещения, когда на территории России должны производиться абсолютно все компоненты – от лопастей до последнего винтика. На мой взгляд, возможно выстроить устойчивый к внешним угрозам промышленный кластер, функционирующий в сбалансированном режиме международной кооперации.

– Г-н Морозов предлагает выкупить у тех же китайцев ВЭУ на 8 МВт и полностью локализовать её производство в России. При этом в КНР уже начинают производить ветроустановки на 12 МВт, на 18 МВт. Есть ли смысл в такой покупке, если технологии развиваются достаточно быстро?

– Это, наверное, как раз тот случай, когда размеры имеют не самое важное значение. Действительно, для больших проектов на сотни мегаватт эффективнее брать



ВЭУ большой единичной мощности, турбины класса «10 МВт +» на рынке уже есть. Но при этом никто не говорит о том, что мы должны отказаться от ветряков меньшей мощности. У нас есть розничный рынок, где размер проектов ограничен 25 мегаваттами, проекты в удалённых и труднодоступных районах, где ВИЭ экономически эффективны из-за дороговизны привозного топлива, но требуется всего 1–3 МВт генерации. В принципе есть территории, куда с учётом логистических трудностей доставить и смонтировать большую ВЭУ в принципе невозможно.

Другой аспект – выкуп проектной документации ВЭУ. Вероятно, должен быть какой-то производитель, готовый продать технологию, открыть всю документацию... Но у меня информации о наличии такого поставщика нет. Мы знаем о том, что существуют конструкторские бюро, которые готовы спроектировать любую установку. Но опять-таки повторюсь: это задача не на год и не на два, особенно с учётом необходимости опыта эксплуатации для

решения экспортной задачи. Заставить потенциальных покупателей за рубежом поверить, что это будет работать, не демонстрируя реального опыта работы ВИЭ-установок, практически невозможно.

И ещё один момент. Эффективность любого производства компонентов зависит от наличия рынка. Его объём – ключевой показатель, который формирует основы для формирования долгосрочных программ локализации конкретного компонента на территории той или иной страны. Если мы говорим, что у нас в России есть рынок, предположим, 10 ГВт в год, то это одна история. Она кардинально отличается от текущей ситуации, когда наш внутренний потенциал не превышает 500 МВт: около 400 МВт на оптовом рынке с учётом «уторговки» на конкурсах плюс розница, изолированные территории, проекты промпотребителей. С таким ограниченным рынком разговоры о том, что абсолютно все компоненты можно произвести в России, точно будут сомнительными. Даже посмотрев на смежные секторы, мы пони-



маем, что электронику высокого уровня эффективно производить там, где объёмы рынка в сотни или в тысячи раз больше.

Мы должны делать локализацию эффективно с точки зрения экономики и безопасно с точки зрения подхода к эксплуатации. Если мы понимаем, что у нас есть элементы, без которых весь ветропарк не будет работать, то мы должны приложить максимум усилий, чтобы производить их в России. Но, повторюсь, с учётом того, что мы сейчас формируем новый подход к определению наших ключевых партнёров – я имею в виду внешнеторговых технологических партнёров, – мы должны действовать аккуратно, учитывать экспортные перспективы, а не уходить в тотальное самопроизводство. Тем более что амбициозные программы ВИЭ уже есть в Узбекистане и Казахстане, формируются рынки в Азербайджане, Армении и Белоруссии, так что речь идёт о проектах в соседних дружественных странах на десятки и, возможно, сотни гигаватт, мы просто обязаны в них поучаствовать, и это возможно при правильной кооперации.

До сегодняшнего дня не стоял вопрос стопроцентного отказа от импорта каких-либо отдельных элементов того или иного ключевого оборудования ВЭС и СЭС – есть утверждённые требованиями по локализации

– Как вы охарактеризуете ценовые различия между первым и вторым отбором ДПМ ВИЭ 2.0. На конкурсе в 2021 году самую низкую цену показали ВЭС «Фортума» (минимальные ставки 1,7–1,8 рубля за 1 кВт•ч), но впоследствии отказались от трети самых дешёвых проектов. В апреле ставки ощутимо выросли и превысили 5,5 рубля.

– Во-первых, я всегда всех призываю оперировать правильными цифрами. В отчётах они выглядят красиво, но многие забывают учитывать, что цены 2021 года и 2023 года – это разные показатели, так как они индексируются на уровень инфляции. За эти два года официальная инфляция превысила 20%: было 2 с небольшим рубля (минимальные цены проектов, от которых не отказались инвесторы. – *Прим. ред.*), а сегодня это 2,5 рубля за 1 кВт•ч выработки. То есть если сравнивать цифры «в лоб», то можно делать громкие заголовки о примерно трёхкратном росте цен. Но если углубиться в детали, то ценовая разница между средневзвешенны-

ми результатами первого и второго отбора будет не столь значительна – не более 25%.

Если цена определилась на рынке в результате конкуренции (а она была), то мы априори её считаем рыночной. Это первый посыл. Второе, если говорить о причинах роста ценовых заявок, даже с учётом приведения к сопоставимым ценам, то важно понимать, что в 2021 году участники сектора по понятным причинам были более оптимистичны. За прошлый год у нас существенно поменялась экономика в целом, с учётом всех рисков, в том числе стоимости и доступности капитала, удорожания сырья и компонентов на мировом рынке, логистики и т. д. 2021 и 2023 год сопоставлять нельзя, это как сравнивать вкусное и пушистое. Так что тот рост в заявках 2023 года, который в среднем составил около 25%, и объясняется перечисленными абсолютно объективными факторами.

– «Евросибэнерго» жалуется, что у них проекты КОММод подорожали на 342%. У вас в секторе не такая динамика?

– Нет, такой динамики в ВИЭ-секторе нет. В прошлом году мы проделывали это математическое упражнение. Получилось, что у нас проекты в зависимости от технологий реально подорожали на 25–29%.

– В прошлом году федеральные власти ввели мораторий на проведение региональных конкурсов ВИЭ-проектов, энергия которых выкупается по повышенному тарифу для компенсации потерь в сетях. Он продолжает действовать?

– Да, в 2022 году под мораторий попали все конкурсы: и на оптовом, и на розничном рынках. В этом году региональные конкурсы пока не проводились, они отодвинуты на ноябрь. У регионов больше нет права выбора, в какой конкретно месяц проводить отбор: действует постановление правительства, в рамках которого во всех субъектах конкурсы должны проводиться одновременно. Сейчас мы ведём работу по актуализации нормативно-правовой базы в части новых отборов. Пытаемся её привести в соответствие с теми нормами, которые установлены в рамках ДПМ, чтобы была некая синхронизация этих двух программ поддержки. Надеемся, что эти инициативы будут реализованы и осенью часть территорий эти отборы проведёт. Но опять-таки отмечу, что пока проведение конкурсов – это добровольное право регионов. Мы считаем, что наравне с целевым показателем по доле ВИЭ в страновом энергобалансе должны устанавливаться и региональные, это обеспечит больше стимулов для декарбонизации региональных экономик.



– Часть региональных конкурсов прошла в первой половине прошлого года. Насколько реалистична реализация отобранных на них проектов?

– Вообще, все проекты пока реализуются, публичных отказов не было. Но на розничном рынке также актуален вопрос дополнительной отсрочки. На оптовом рынке отсрочка была предоставлена: на 24 или 36 месяцев, как в случае с малыми ГЭС. На розничном рынке пока, к сожалению, такой подход не реализован, но принципиально он согласован нами с Минэнерго. Надеемся, что в рамках доработки нормативно-правовой базы для розничного рынка такое право будет предоставлено.

– На фоне ужесточившихся санкций промышленность испытывает трудности с проектами собственной традиционной генерации, в частности «Сибур» не смог достроить ПГУ-250 из-за ухода Siemens. В этой связи вы ждёте повышения интереса к ВИЭ как источнику промгенерации?

– Практически все промышленные компании – крупные потребители электроэнергии очень детально рассматривают возможность реализации проектов строительства собственных ВИЭ-объектов. На мой взгляд, этот интерес – очень серьёзный, и в ближайшее время мы точно увидим подобные проекты. Причём речь будет идти не о сотнях киловатт на крышах цехов, а о более масштабных решениях. Кроме того, цена 1 кВт•ч для потребителей в рознице уже сейчас делает проекты строительства ВЭС и СЭС привлекательными. И, конечно, для удалённых территорий, где нет газовой инфраструктуры, ВИЭ-объекты тоже очень конкурентоспособны.

– В прошлом году для отечественной промышленности в значительной мере оказался закрыт европейский рынок. Не секрет, что трансграничное углеродное регулирование, внедряемое в ЕС, было значимым стимулом для российских экспортеров при переходе на зелёные источники энергии. Насколько существенно это затормозит процесс внутри России?

– Углеродное регулирование в любом случае везде развивается по одному и тому же треку. И ужесточения будут везде, в том числе в Азии, куда в основном переориентируется наш экспорт. Пока есть разница в цене тонны выбросов CO₂ в Китае и в Европе: в наиболее агрессивных с точки зрения озеленения странах, таких как Швеция, это более €120, в КНР – менее €10. Но движение к сближению уже наметилось,

и тренд устойчивый. Всё равно все будут двигаться в направлении ужесточения углеродного регулирования. Безусловно, это является дополнительным стимулом для развития безуглеродной энергетики в России.

Скажу больше. Те компании, которые имеют достаточно высокую культуру инвестиционного и стратегического планирования, уже давно реализовали подход внутри своих корпораций, в рамках которого при сравнении инвестиционных проектов используются внутренние индикативные корпоративные цены на CO₂. Зачастую это работает и в России, хотя у нас пока нет каких-либо платежей за выбросы. Продвигнутые компании, принимая инвестиционные решения, учитывают этот показатель для того, чтобы их проекты были устойчивы на долгосрочном горизонте. И зачастую закладываемая ими цена уже сейчас приближается к €30 за тонну CO₂. Уверен, что в России углеродное регулирование будет развиваться. И Сахалинский эксперимент будет распространяться на всё большее количество регионов. Такой эксперимент – абсолютно правильный шаг, так как он позволяет обкатать процедуры по ключевым направлениям: подготовки отчётности, реализации климатических проектов, учёта и оборота углеродных единиц, установления квот и пр. Другой вопрос, что, возможно, мы не слишком активны в этом направлении и двигаться можно было бы и быстрее. Но в целом направление правильное.

– Как развивается ситуация в сегменте микрогенерации на фоне отмены льготного техприсоединения (ТП) за 550 рублей? Как изменились цены на малые установки, которые покупает население?

– Ценник, естественно, изменился, это объективный фактор. Но и тарифы на энергию из сети выросли. Но ситуация с отменой льготного ТП, по нашим оценкам, влияет на микрогенерацию сильнее. Даже если оборудование подорожало на 20–25%, то цена техприса – это более значительная величина, серьёзная прибавка к цене даже для объектов мощностью до 15 кВт. Мы слышали от Минэнерго и от «Россетей», что они сделают особый акцент на микрогенерации и постараются, чтобы для тех потребителей, у которых сейчас ТП оформлено правильно, добавление объекта микрогенерации не приводило к необходимости какого-то повторного оформления. Чтобы процедура ограничивалась «бумажным» оформлением. Но я не уверен, что это будет в полном объёме реализовано. Пока мы слышим от разных





В году 7860 часов, ограничения на выдачу мощности наблюдались на протяжении примерно 40 из них. Не думаю, что это тот вопрос, который должен ставить точку или жирный знак вопроса в развитии того или иного сегмента энергетики

потребителей, что необходимость оплачивать техприсоединение по новым расценкам есть. Поэтому это более негативный фактор для микрогенерации, чем рост цен.

– «Системный оператор ЕЭС» регулярно информирует об ограничениях на выдачу мощности ВИЭ-станций в ОЭС Юга. В прошлом году сообщалось о 42 таких случаях. Как вы оцениваете эту ситуацию?

– Мы не оцениваем ситуацию как драматичную. В году 8760 часов, ограничения на выдачу мощности наблюдались на протяжении примерно 40 из них. Не думаю, что это тот вопрос, который должен ставить точку или жирный знак вопроса в развитии того или иного сегмента энергетики. У нас между тем и потребление растёт достаточно серьёзно. Поэтому, например, в первом квартале этого года

ограничений на выдачу мощности ВИЭ вообще не было.

Впрочем, мы продолжаем двигаться по пути совершенствования системы, в том числе в части диспетчеризации. У нас функционирует совместная рабочая группа с «Системным оператором», в рамках которой мы решаем вопросы повышения эффективности интеграции ВИЭ в энергосистему. В случае реализации всех обсуждаемых наработок на перспективу следующих 10–20 лет мы сможем минимизировать количество часов ограничений и уйти от этой проблематики вовсе. ВИЭ часто ругают за непрогнозируемость выработки, но во всём мире они очень хорошо прогнозируются. В этом мы здесь точно пока отстаём. Сейчас мы ведём разговор с Минэнерго, «Системным оператором» и Росгидрометом о выстраивании национальной системы прогнозирования метеопараметров для корректного прогнозирования работы ВИЭ-генерации. Это очень важное направление, и хочется надеяться, что оно не будет недооценено государством, особенно учитывая достаточно амбициозные цели «Стратегии низкоуглеродного развития» в части увеличения мощности ВИЭ в российской энергосистеме почти в 20 раз на горизонте до 2050 года.

– ДПМ ВИЭ 3.0 за горизонтом 2035 года обсуждается?

– Нет, его мы точно пока не обсуждали. Движемся в парадигме того, что, как было объявлено, в 2035 году мы должны прийти к совершенно иной модели нашего рынка. Возможно, либо с иным подходом к проведению конкурентного отбора мощности, который будет учитывать большее количество параметров, по которым отбирается оборудование, либо вообще к одноставочной цене, либо к каким-то технологически нейтральным конкурсным отборам. Проработка таких сценариев идёт и на базе Минэнерго, и на базе «Совета рынка». ДПМ ВИЭ 3.0 не обсуждается, есть разговор о повышении эффективности рынка в целом и путях ухода от сегментарных программ поддержки. Но здесь важно понимать, что если у нас вдруг в той самой целевой картинке 2035 года с ДПМ останется какой-то один вид генерации или технология, а остальных заставят жить исключительно в логике РСВ, то это существенно исказит картинку и сделает ряд технологий неконкурентными. Если Минэнерго говорит о том, что к 2035 году необходимо отказаться от каких-либо программ поддержки через ОРЭМ, то это нужно делать синхронно для всех сегментов.



Всё самое нужное

текст: Юрий ЮДИН

Весной 2023 года напряжение в энергетической отрасли, возникшее в связи с импортозамещением, особенно в рамках программы модернизации ТЭС, перешло в публичное пространство. Трудности есть не только с газовыми турбинами, но и с менее продвинутыми системами. ЭБГ разбирается, что производят в России и насколько локализованы основные типы оборудования.

Скорость создания отечественных газовых турбин большой мощности, для обкатки которых уже проведён специальный конкурс, а НИОКР финансировались из бюджета, вызывает беспокойство у генкомпаний. Публично в апреле об этом заявил теперь уже бывший глава «Т Плюс», одного из

участников КОММод-ПГУ, Андрей Вагнер. Сроки поджимают, а производитель ГТЭ-65 («Силловые машины») обещает собрать её «в железе» только в 2025 году, при том что срок реализации проекта наступает уже в 2028 году. При таких вводных компания не знает, строить будущий корпус под ГТЭ-65 или искать ей альтернативу, посетовал

г-н Вагнер и эмоционально добавил: «Я не понимаю: изобретаем велосипед так сложно, долго и за такие большие деньги». В последовавшем комментарии гендиректор «Силмаша» Александр Конюхов заявил, что «Т Плюс» требует серийный образец и выдвигает кафельные условия при опытной обкатке, на которых машиностроители ничего





продавать не намерены. В конце мая новый гендиректор «Т Плюс» Александр Вилесов заявил, что компания продолжит работу над до сих пор не подписанным контрактом с «Силмашем», но реальные сроки ввода уже сдвинулись на середину 2029 года.

Впрочем, проблемы есть и по другим проектам КОММод. Из-за роста цен поставщиков («Евросибэнерго» заявило об удорожании проекта на Автозаводской ТЭЦ на 342%) пять генкомпаний уже хотят отказаться от 13 проектов общей мощностью 1,5 ГВт, стоимость которых выросла в среднем на 79%. Кроме того, генкомпания испытывают трудности со сроками контрактации производимого в России оборудования из-за неготовности отечественных поставщиков к резкому росту спроса на фоне закрытия западных рынков.

Общий объём российского рынка энергетического оборудования с 2020 по 2022 год оценивался в \$8,4–8,6 млрд (около 2% мирового рынка). По данным исследования Центра комплексных европейских и международных исследований (ЦКЕМИ) Высшей школы экономики (ВШЭ), доля Китая и других стран, не присоединившихся к санкциям, в поставках в Россию газовых турбин и компонентов ранее составляла менее 7%, а в целом импортозависимость здесь превышает 80%. На противоположном полюсе – оборудование для атомной генерации, где отечественные производители обеспечивают треть мирового экспорта.

Между ними – остальные сектора энергомашиностроения: доля импорта в сегменте паровых и водогрейных котлов составляет 50%, паровых турбин – 26%, гидравлических турбин – 12%. При этом доля импортных запчастей при обслуживании паровых турбин достигает 36%, гидравлических турбин – 5%. Зависимость от импортных компонентов в этих сегментах есть, но в России сформированы производственная и технологическая база и есть потенциал для увеличения производства, утверждают эксперты ВШЭ. В части этого оборудования сектор фактически находится на той же развилке, что и в вопросе поставок компонентов ВИЭ, – стремиться к тотальному импортозамещению или переходить к сотрудничеству со странами вне санкционного блока, и прежде всего с Китаем. Импорт гидравлических турбин стран, не присоединившихся к санкциям, составляет около 15%. Компетенции Китая и его ориентация на экспорт позволяют наращивать эту

долю, отмечают эксперты ЦКЕМИ. Сотрудничество с КНР (при должном контроле рисков вторичных санкций) можно развивать и относительно прочих типов энергооборудования: эта страна уже поставляла 19% импортируемых паровых турбин и 11% паровых котлов.

При рассмотрении российского энергомашиностроения необходимо учитывать, что предприятия сектора имеют локальную организацию, то есть каждая организация выпускает определённую номенклатуру продукции. Несмотря на то что российские энергомашиностроительные предприятия вышли из кризиса 1990-х годов, спустя четверть века на внутреннем рынке они имели довольно слабые позиции, занимаясь в том числе экспортом энергетической продукции. На фоне крупнейших западных холдингов, закрепившихся в России, таких как Siemens, General Electric и Alstom, им отводилась роль вспомогательных производств. В результате они проигрывали в конкурентоспособности, так как не предлагали комплексных проектных решений под ключ, ограничиваясь отдельными видами продукции. В этой связи можно выделить лишь «Силловые машины», способные предоставить полный цикл от разработки до изготовления и обслуживания энергетического оборудования электростанций.



По данным «СПАРК-Интерфакс», в России действует

53

предприятия, осуществляющих реальную операционную деятельность в отрасли производства турбин (ОКВЭД 28.11.2).

Основными производителями турбинного оборудования в России являются:

- «Силловые машины»;
- «РЭП Холдинг»;
- «ОДК – Газовые турбины»;
- «Уральский турбинный завод»;
- «Современные технологии газовых турбин»;
- «Калужский турбинный завод»;
- «Завод «Киров-Энергомаш»;
- «Русские газовые турбины».



Такой разный свет

текст: Николай Алейник

Современные технологии предлагают потребителям широкую линейку всевозможных ламп для бытового использования.



Лампы накаливания

До конца XX века доминирующими на рынке были лампы накаливания. Первый прототип с платиновой нитью появился в Англии ещё в 1809 году, затем в течение более полувека он дорабатывался прежде всего за счёт подбора материала для нити накаливания – платину сменила угольная нить, затем бамбуковая. В 1874 году русский инженер Александр Ладыгин запатентовал лампочку с вольфрамовой нитью. Потом в США усовершенствовали конструкцию, наполнив колбу инертным газом (либо внутри создаётся вакуум), что в итоге позволило увеличить срок службы до 1 тысячи часов – через столько перегорает нить. Ток, проходя через неё, нагревает вольфрам, создаётся тепловое электромагнитное излучение. Часть энергии превращается в видимый глазом свет.

+

- Низкая стоимость делает лампы накаливания наиболее доступными в мире.
- Сплошной спектр излучения, дающий более тёплые цветовые тона.

-

- Недостаточно высокий уровень цветопередачи, что искажает реальные цвета.
- Высокий уровень расхода электроэнергии.
- Высокий уровень теплоотдачи (до 80% энергии уходит на отдачу тепла, а не света), что делает их потенциально пожароопасными.

Люминесцентные лампы

В люминесцентной лампе колба заполнена аргоном и парами ртути или амальгамой – сплавом ртути с другими металлами (медью, серебром, цинком, магнием



и др.). Электрический разряд, который появляется при включении в сеть, создаёт внутри заполненной газом лампы ультрафиолетовое излучение. С помощью специальных веществ – люминофоров – оно преобразуется в видимый нами свет. Люминесцентные лампы делятся на линейные и компактные и имеют разные размеры и цоколи. В начале века в колбы закачивали двуокись углерода или азот и так добивались белого или розоватого оттенка света. С 1904 года они начали применяться для освещения офисов и магазинов. Первоначально пары ртути давали зеленоватый свет, ими освещали улицы. Современные люминесцентные лампы появились в 1927 году, после того как колбу изнутри стали покрывать порошком люминофора, такой светильник давал естественный свет в течение 4 тысяч часов. В широкую продажу они поступили в 1940-х годах.



Энергосберегающие лампы

Следующим этапом на базе технологии люминесцентных светильников были разработаны энергосберегающие лампочки. Их ключевым отличием стало наличие электронного блока, отвечающего за процесс зажигания и дальнейшей работы. Это позволило сократить энергозатраты и устранить один из ключевых

недостатков люминесцентных ламп – долгое зажигание (время для полного включения – до 2 минут) и мерцание как при начале работы, так и в дальнейшем, что может создавать напряжение для глаз человека. Срок службы энергосберегающих ламп достигает 13 тысяч часов.

+

- Возможность создания разных цветовых температур, которые определяются при горении: энергосберегающая лампа способна излучать как тёплый, так и холодный свет – гамма цветовых оттенков от 2700 до 6000 К.
- Светоотдача в пять раз выше, чем у ламп накаливания.
- Снижение потребления электричества на 80%.
- Намного меньшие теплоотдача и нагрев при работе, что снимает риски для пожарной безопасности.
- После дооборудования электронным блоком энергосберегающие лампы значительно реже выходят из строя и более невосприимчивы к скачкам напряжения и частым включениям и выключениям.

-

- Главный минус – сравнительно высокая стоимость энергосберегающих ламп.
- Требуют бережного обращения даже после выхода из строя, поскольку содержат в себе токсичные составляющие, в том числе пары ртути. Их нельзя выбрасывать вместе с обычными бытовыми отходами.
- Тускнеют к концу срока службы.



Галогеновые лампы

Галогеновые лампы были представлены General Electric в 1958 году. Внутри колбы помещена вольфрамовая нить и газы йода, хлора, фтора или брома. Под действием тока проволока нагревается, испаряющийся вольфрам вступает во взаимодействие с газом, но не осаживается на поверхности колбы, а возвращается на вольфрам, поддерживая сильный накал. Реакция замкнутого цикла протекает непрерывно и интенсивно, за счёт этого лампа даёт яркий свет, несмотря на свою компактность.

Различают три вида ламп: с встроенным отражателем, капсульные и линейные. Модели с отражателем

отличает напыление на стекле колбы: алюминиевое, зеркальное или дихромичное (инфракрасное). Благодаря этому освещаемые лампой предметы меньше нагреваются, не выцветают со временем, а свет мягко и ровно рассеивается под разными углами. Обычно имеют форму чашки с широкими краями. Капсульные галогенные лампы названы так по форме, линейные выпускаются в виде прямой трубки.

+

- Компактные размеры для декоративных целей, более высокие показатели термостойкости и механической прочности.
- Мягкий, рассеянный свет благодаря отражающему напылению.
- Высокий показатель мощности при сниженном энергопотреблении.

-

- Сложность монтажа. Некоторые модели, прежде всего для точечного освещения, работают только от напряжения 12 В, для адаптации к стандартной сети 220 В требуется стабилизатор или понижающий трансформатор.

- Отставание по срокам службы от других передовых технологий.



Светодиодные лампы

Светодиодная лампа представляет собой плоскую, тонкую алюминиевую или пластиковую, силиконовую плату с кристаллами-полупроводниками. К светодиодам крепится оптическая линза. В корпус встроен драйвер – охлаждающее устройство с вентиляционными отверстиями, радиатором и конденсатором. Их функция – контроль над тем, чтобы лишнее тепло выводилось и лампа не перегревалась. В корпус встроены стабилитроны, выравнивающие напряжение в сети в случае его перепадов, и пластиковый рассеиватель. Контакты полупроводников имеют разную проводимость, поэтому под воздействием тока на них возникает избыточная энергия. За счёт неё светодиоды начинают светиться. Пучок лучей от кристаллов падает сначала на линзу, затем отражается от неё на рассеиватель, который равномерно распределяет свет в разные стороны. Современные модели способны проработать 100 тысяч часов.

+

- Срок службы превышает показатели ламп накаливания более чем в 100 раз.
- Неограниченные области применения за счёт компактности устройств, сейчас светодиоды используются во всех сегментах светотехники.

- Светодиодные лампы можно отнести к низковольтному оборудованию, а значит, они достаточно безопасны для пользователей и не потребляют большого количества электроэнергии: их потребление в три раза меньше, чем у люминесцентных ламп.
- Широкая гамма цветовых оттенков: от 2700 до 6000 К.
- Безопасны (колба не содержит паров ртути и газов), устойчивы к механическим ударам (нет стеклянной колбы).
- Включаются мгновенно.
- Неприхотливы к условиям эксплуатации – работают в диапазоне температур от -60 до +60 °С.
-
- Цена выше, чем у других видов ламп.
- Сильная восприимчивость к перепадам напряжения.
- Некоторые модели работают от напряжения 12 В и требуют подключения дополнительного оборудования.



Криптоновые лампы

Лампа содержит вольфрамовую нить и смесь инертных газов: азота и криптона, иногда ксенона. За счёт активности этих газов реакция в колбе получается интенсивнее, чем в обычной лампе накаливания, а свет гораздо ярче – предметы хорошо видны на улице даже в дождь или туман. Криптоновые лампы сегодня выпускаются маленьких размеров и применяются, когда потребителю нужен насыщенный свет из компактного источника (фонарики, фары, сигнализации и т. д.). Обычно работают от батареек. Лампа с колбой из прозрачного стекла даёт яркий направленный свет, из матового – насыщенный, но рассеянный. Срок службы в среднем около 2 тысяч часов.

+

- Компактные размеры.
- Интенсивный свет: на 50% ярче галогенных, на 20% ярче светодиодных ламп, что обеспечивает хорошую видимость даже в плохих погодных условиях.
- Широкая гамма цветовых оттенков: от 2700 до 6000 К.
-
- Ограниченность сегментов применения.
- Относительно небольшой срок службы.

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.
заместитель генерального директора, руководитель центра корпоративных и имущественных отношений, корпоративный секретарь 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.
генеральный директор АО «Петербургская сбытовая компания»

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

Карпунин 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 Совета директоров ПАО «ГМК «Норильский никель»

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



Лариошкин Виктор Анатольевич
1971 г.
генеральный директор ООО «Башкирская генерирующая компания»

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»

1 июля

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

3 июля



Орлов Дмитрий Станиславович
1973 г.
заместитель генерального директора, руководитель центра розничного бизнеса ПАО «Интер РАО»



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



Спицын Сергей Геннадьевич
1971 г.
директор Печорской ГРЭС

5 июля

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

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						

6 июля

Бутко Александр Александрович
[1964 г.](#)
управляющий директор
ПАО «Мосэнерго»

Рязанов Алексей Владимирович
[1966 г.](#)
начальник
Республиканской
службы по тарифам
Республики Мордовия

7 июля

Панфилов Дмитрий Николаевич
[1973 г.](#)
генеральный директор
ОАО «Всероссийский
теплотехнический
научно-исследовательский
институт» (ВТИ)

8 июля

Кожевников Вячеслав Евгеньевич
[1974 г.](#)
генеральный директор
ПАО «Фортум»

9 июля

Хвалько Александр Алексеевич
[1964 г.](#)
заместитель
генерального дирек-
тора – директор по
сбыту
АО «Концерн
Росэнергоатом»

10 июля



Конюхов Александр Владимирович
[1975 г.](#)
генеральный директор
АО «Силовые машины»

11 июля

Моисеев Тимур Владимирович
[1968 г.](#)
директор
ООО «Инженерный
центр «Иркутскэнерго»

Решетников Максим Геннадьевич
[1979 г.](#)
министр экономиче-
ского 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 окружа-
ющей среды, объектов
животного мира
и лесных отношений
Ханты-Мансийского
АО – Югры

14 июля

Григоренко Дмитрий Юрьевич
[1978 г.](#)
заместитель предсе-
дателя Правитель-
ства РФ – руководитель
аппарата Правитель-
ства 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 государствен-
ного университета



Файрушина Марина Анатольевна
[1969 г.](#)
заместитель
генерального директора
по вопросам отрасле-
вого регулирования
и тарифообразования
ПАО «Интер РАО»

18 июля



Грабчак Евгений Петрович
[1979 г.](#)
заместитель министра
энергетики РФ

19 июля

Мусатов Виктор Юрьевич
[1962 г.](#)
председатель
Государственного
комитета Псковской
области по природо-
пользованию и охране
окружающей среды

20 июля



Максимов Андрей Геннадьевич
[1981 г.](#)
директор департамента
развития электро-
энергетики
Минэнерго РФ

21 июля



Бобылев Пётр Михайлович
[1980 г.](#)
директор департамента
угольной промышлен-
ности Минэнерго РФ

22 июля

Орешкин Максим Станиславович
[1982 г.](#)
помощник
Президента РФ

22 июля

Вилесов Александр Игоревич
[1973 г.](#)
генеральный директор
ПАО «Т Плюс»

22 июля

Асхатов Рустем Алифович
[1969 г.](#)
генеральный директор
АО «Мостранснефте-
продукт»

24 июля

Брилёв Сергей Борисович
[1972 г.](#)
президент Ассоциации
по развитию междуна-
родных исследований
и проектов в области
энергетики
«Глобальная энергия»

Станкевич Юрий Аркадьевич
[1976 г.](#)
член Комитета
Государственной
Думы РФ по энергетике

25 июля



Кудряшов Сергей Иванович
[1967 г.](#)
генеральный директор
АО «Зарубежнефть»

26 июля



Кириенко Сергей Владиленович
[1962 г.](#)
первый заместитель
главы Администрации
Президента РФ,
председатель
Наблюдательного
совета ГК «Росатом»

28 июля

Кузьмин Игорь Анатольевич
[1975 г.](#)
генеральный директор
ПАО «Россети
Ленэнерго»



Маганов Наиль Ульфатович
[1958 г.](#)
генеральный директор
ПАО «Татнефть»



35

На фото –
представленный
на церемонии макет
АЭС «Аккую»

36



В конце апреля состоялась торжественная церемония по случаю доставки ядерного топлива российского производства на энергоблок № 1 строящейся атомной электростанции «Аккую» в турецком городе Гюльнар. Строительство станции осуществляется госкорпорацией «Росатом». Планируется, что после ввода в эксплуатацию всех четырёх энергоблоков станция сможет покрыть до

10%

потребности Турции в электроэнергии.

коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

ДИДЖИТАЛ-
АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

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

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

«РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН»

Видео

«РУСГИДРО»
СУЭК
«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Веб-издания

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

MLGR.RU

Сайт группы. Экосистемы коммуникаций и их эффективное построение

MEDIALINE-PRESSA.RU

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

ML-DIGITAL.RU

Мобайл- и диджитал-проекты

INTERCOMM.SU

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