

ЭБГ

Тенденции

Консолидация электросетей

20

Интервью

Евгений Одинцов: «Уход зарубежных вендоров изменил ландшафт ИТ-рынка»

24

Технологии

Модернизация энергоблока №3 Кармановской ГРЭС

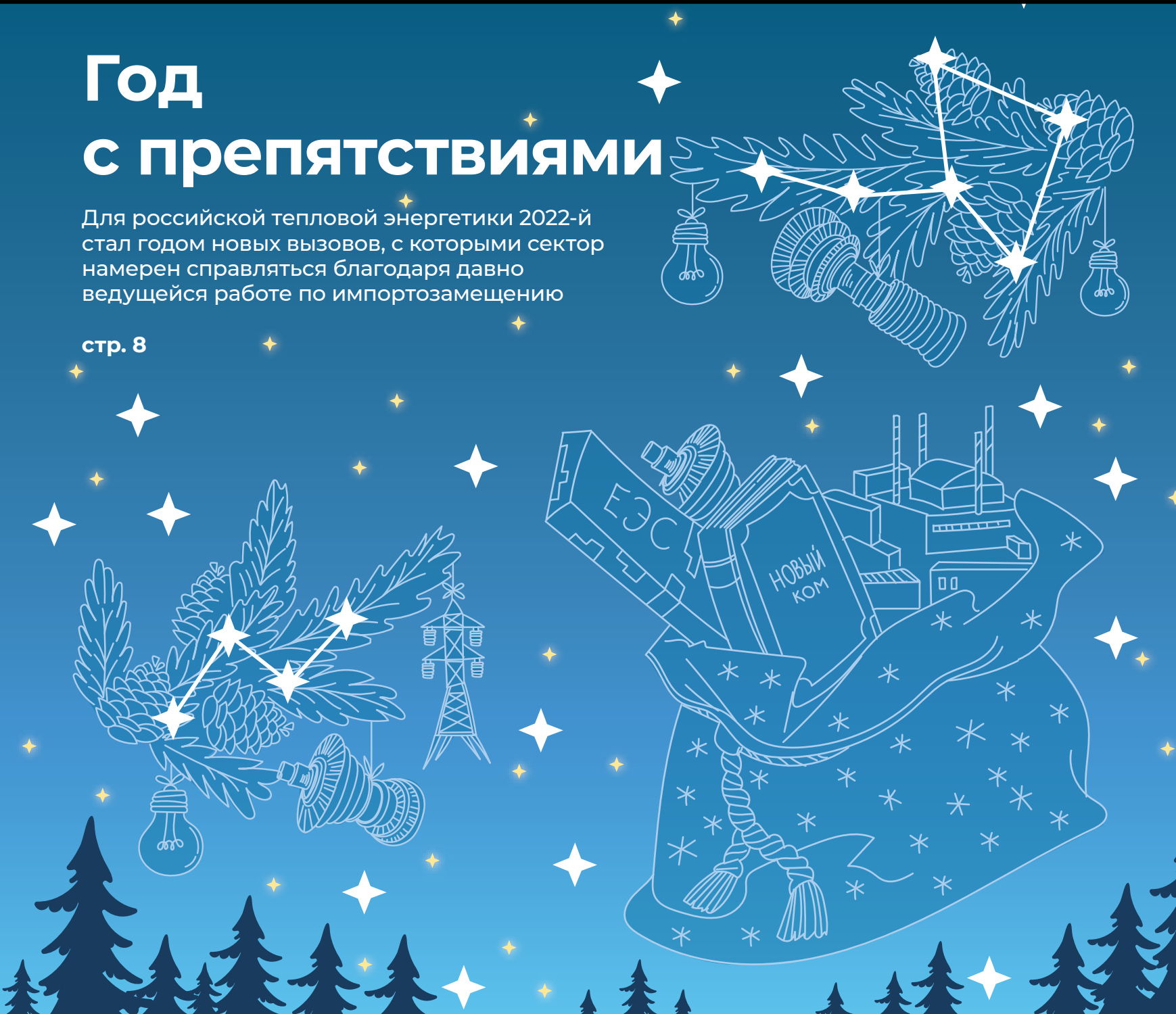
30

ЖУРНАЛ ОБ ЭНЕРГЕТИКЕ РОССИИ

Год с препятствиями

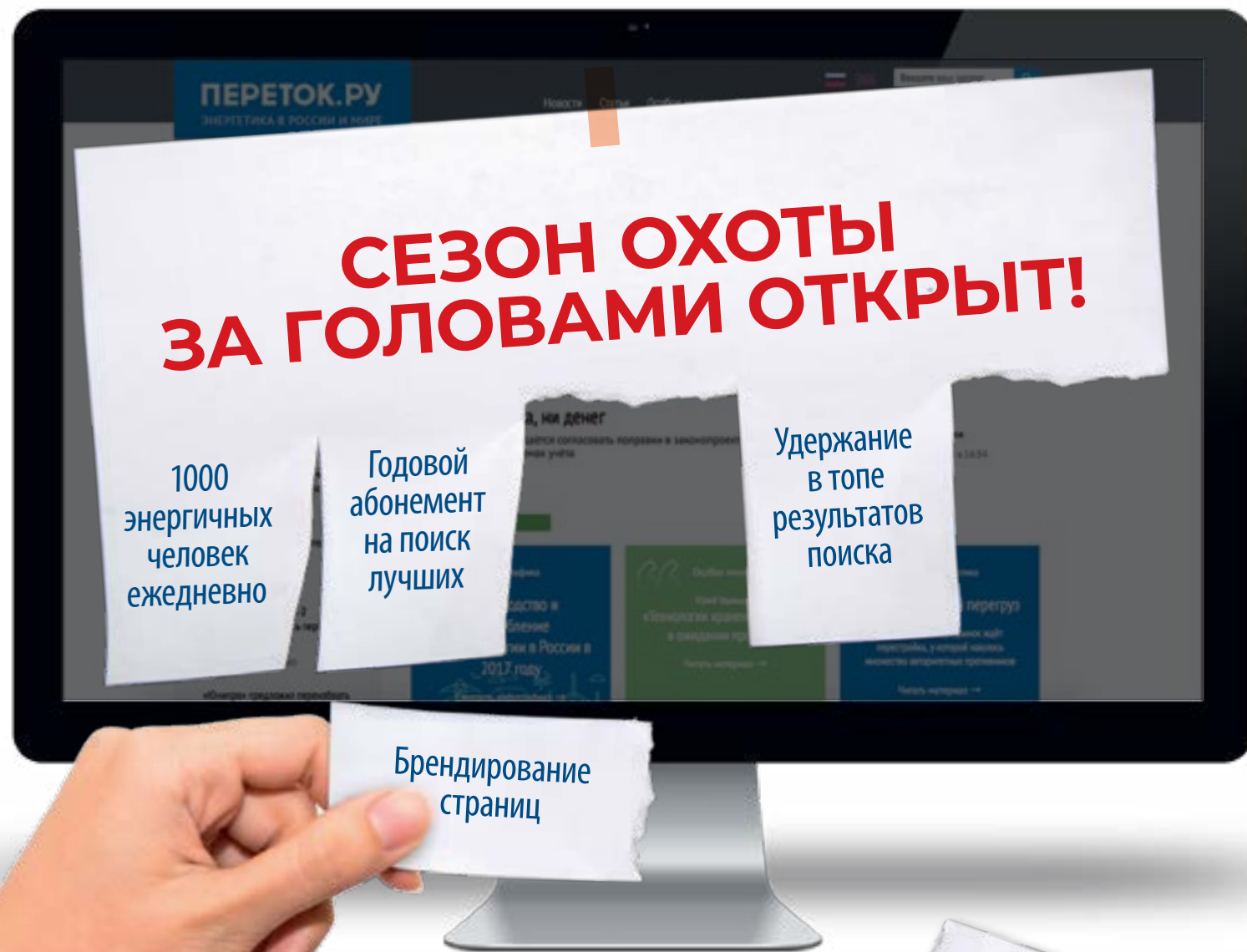
Для российской тепловой энергетики 2022-й стал годом новых вызовов, с которыми сектор намерен справиться благодаря давно ведущейся работе по импортозамещению

стр. 8



PERETOK.RU

ПРЕДСТАВЛЯЕТ



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!

В

2022 году главной задачей российской электроэнергетики стал ответ на внешние вызовы. Большая санкционная волна так или иначе затронула не только энергосектор, но и смежные отрасли. Компаниям пришлось искать замену ушедшим контрагентам, формировать новые цепочки поставок, менять сложившиеся логистические маршруты и откладывать сроки реализации намеченных инвестпроектов. В ответ на многие возникшие вопросы было принято решение создавать и развивать отечественные технологии взамен зарубежных. Спектр импортозамещения

широк – это специализированное программное обеспечение, такое ключевое оборудование, как газовые турбины и трансформаторы, а также небольшие комплектующие. В «Теме номера» рассказываем о том, как события 2022 года повлияли на теплогенерацию, которая является основой энергетики РФ и находится в начале масштабного инвестиционного цикла – программы модернизации ТЭС.

Участников рубрики «Эксперт-клуб» мы попросили поделиться прогнозами о развитии зелёной энергетики в России. В 2021 году по итогам конкурса на право строительства объектов ВИЭ-генерации регуляторы заявили о фактическом достижении сетевого паритета в секторе ветроэнергетики – минимальная заявленная цена для ВЭС составила меньше 1800 рублей за МВт•ч, что было на уровне прогноза «Совета рынка» для ОРЭМ в целом по итогам конкурентного отбора мощности на 2026 год. Однако в 2022 году на фоне роста цен ВИЭ-инвесторы попросили индексировать сложившуюся на конкурсах цену на уровень фактической промышленной, а не потребительской инфляции: на 20,4% вместо 8,4%. Решения пока нет, и на этом фоне компании заявляют о планах отказа от проектов. При этом трудности создаёт уход зарубежных производителей оборудования, таких как Vestas и Siemens Gamesa.

О том, как проходят процессы импортозамещения в ИТ-секторе, а также об обслуживании иностранного оборудования и оптимизации работы объектов электроэнергетики в рубрике «Интервью» поговорили с исполнительным директором компании «СИГМА» Евгением Одинцовым.

В 2022 году своё развитие получила громкая тема консолидации электросетевого комплекса. В мае правительство утвердило требования к территориальным сетевым организациям, в частности для них были увеличены минимальная протяжённость сетей и трансформаторная мощность оборудования. В Минэнерго пояснили, что применение новых критериев позволит «постепенно лишить неэффективные ТСО этого статуса». К концу года в министерстве отмечали некоторые трудности на этом пути, в том числе ликвидацию успешных компаний, но в целом регулятор не намерен отказываться от своей идеи. Как её планируется реализовывать и какие результаты уже достигнуты, рассказываем в рубрике «Тенденции».

В «Технологиях» раскрываем подробности проекта модернизации энергоблока № 3 Кармановской ГРЭС, которая проводилась в рамках общероссийской программы. Рассказ об энергетике Дальневосточного федерального округа в этом номере журнала завершит серию региональных обзоров, а в **NB** раскроем зиму огнями фестивалей света.

Редакция журнала «Энергия без границ»



← 04

04 главные события в России

06 главные события в мире

08 тема номера

Год с препятствиями

Для российской тепловой энергетики 2022-й стал годом новых вызовов, с которыми сектор намерен справиться благодаря давно ведущейся работе по импортозамещению

↓ 08



24 ↓

14 инфографика

Цифры года

16 эксперт-клуб

Зелёный вопрос

Каким стал 2022 год для сектора возобновляемых источников энергии, насколько актуально соблюдение стандартов ESG (прежде всего экологических) и в какой форме нужна поддержка зелёной энергетике, «Энергии без границ» рассказали ведущие отраслевые эксперты



20 тенденции

«Закон есть закон»

Минэнерго продолжает поддерживать консолидацию ТСО, несмотря на возникающие трудности

24 интервью

Евгений Одинцов: «Уход зарубежных вендоров изменил ландшафт ИТ-рынка»

Среди тем, ставших актуальными в 2022 году, – переход российских предприятий на отечественное программное обеспечение (ПО). Исполнительный директор компании «СИГМА» Евгений Одинцов в интервью «Энергии без границ» рассказал о новых запросах и вызовах, а также об обслуживании иностранного оборудования и оптимизации работы объектов электроэнергетики

↓ 28



↑ 30

28 регионы

В ожидании рынка

Рассказываем об энергетике Дальневосточного федерального округа

30 технологии

Первый проект Башкирской генерирующей компании в рамках программы модернизации ТЭС

32 NB

Фестивали света

Электроэнергия давно уже используется людьми не только в утилитарных целях. Одно из самых красивых её применений – это фестивали света, которые проходят в разных городах мира

34 календарь дней рождения ключевых лиц ТЭК России в январе – феврале

36 фото номера

После модернизации на Кармановской ГРЭС запущен в работу энергоблок № 3



→ 36

↑ 32



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
Энергия без границ,
№ 6 (77) ДЕКАБРЬ 2022 –
ЯНВАРЬ 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», РИА «Новости»,
Росконгресс, ТАСС, Shutterstock, «ЭЛС-
Энерго», ВТИ, ассоциация «НП Совет
рынка»

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: 27.12.2022

Дата выхода в свет: 11.01.2023

Тираж: 1500 экз.

Распространяется бесплатно

В РОССИИ

Осенью и в начале зимы появились подробности строительства газовой ТЭС мощностью до 550 МВт, которая необходима прежде всего РЖД в рамках расширения БАМа и Транссиба.

В августе правкомиссия по энергетике определила «Интер РАО» оператором проекта сооружения электростанции. Точное место расположения новой ТЭС пока не определено, долгое время в обсуждениях фигурировал Бодайбинский район Иркутской области. **В октябре** пресс-служба правительства Якутии сообщила, что вместе с компанией прорабатывается несколько площадок для размещения электростанции. **В декабре** глава «Интер РАО» Борис Ковальчук рассказал, что на ТЭС планируется установить ПСУ: «Мы исходим из того, что и для надёжности, и для понятности поставщиков, чтобы не было никаких сложностей, должен быть использован паросилового цикл. Это надёжное, проверенное оборудование. Мы не сторонники использования газовой турбины, ввиду того что конкурс на инновационные газовые турбины ещё не реализован с точки зрения проектов».

Интересное развитие в декабре получила тема введения дифференцированных тарифов на электроэнергию. Примечательно, что власти Иркутской области, в пылу борьбы с «серыми» майнерами оказавшиеся инициаторами разработки этого механизма на федеральном уровне, внедрять его не стали, опасаясь негативных последствий. Хотя методика действует по всей РФ, применять её или нет, решают регионы. В итоге правом дифференцировать бытовые энерготарифы с 1 декабря воспользовался только Кузбасс. Установленные тарифы действовали шесть дней. 6 декабря председатель Региональной энергетической комиссии на фоне жалоб населения сообщил, что тарифные диапазоны были расширены больше чем в два раза. Ещё шесть дней спустя губернатор Кузбасса Сергей Цивилёв поручил дополнительно увеличить уже пересмотренные диапазоны

23%

составил рост экспорта электроэнергии из РФ в Китай в январе – ноябре, по итогам года поставки ожидаются на рекордном уровне, около 4,4–4,5 млрд кВт·ч



и при этом добавить новых льготников. Что касается Иркутской области, то там решили бороться с «серыми» майнерами более радикально – губернатор Игорь Кобзев предложил релоцировать их с юга на север региона в специальные майнинговые зоны по типу игорных. **К концу года** стала появляться информация о возможных переносах сроков реализации проектов модернизации ТЭС (пока возможность нештрафуемой отсрочки действует до 1 января). Генераторы и правительство обсуждают отсрочку 30 проектов, четыре из которых – на Дальнем Востоке.

Право нештрафуемой отсрочки распространяется также на проекты ДПМ ВИЭ, но в случае с ними решения инвесторов будут зависеть от параметров индексации конкурсных цен. В середине декабря «Коммерсантъ» сообщил, что Минэкономразвития в целом поддержало

35,4

млрд рублей составит дальневосточная надбавка в 2023 году, увеличившись на 5,4% по сравнению с 2022 годом

повышенную индексацию тарифа новых солнечных и ветряных электростанций на 20% при соразмерном снижении объёма их мощности, чтобы избежать дополнительной нагрузки на потребителей. Речь идёт о проектах на 2,7 ГВт, отобранных в 2021 году с рекордно низкими тарифами. Инвесторы просят индексировать цены по фактической промышленной, а не потребительской инфляции: на 20,4% вместо 8,4%. Компания должна сама попросить

6,7

ГВт новых ГЭС и ГАЭС Минэнерго намерено вписать в Генсхему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года



регулятор об индексации тарифа, а взамен снизить объём поставки мощности, чтобы общий объём платежа остался прежним. Минэнерго, по словам источников газеты, выступает против повышенной индексации цен новых ВИЭ, опасаясь, что аналогичную меру попросят и другие виды генерации. Минпромторг согласен на опережающий рост цен, потребители энергии ожидаемо выступили против. В «Совете рынка» пояснили, что членам ассоциации до сих пор «не удалось достичь единой позиции». Там предупреждали, что инвесторы могут без штрафов отказаться от проектов, но тогда «почти все объёмы будут заново разыгрываться и с высокой вероятностью будут отобраны с существенно более высокими ценовыми параметрами». На конкурсе в 2021 году средние цены проектов были почти вдвое ниже потолка: ВЭС – 2,74 рубля за 1 кВт·ч, СЭС – 5,45 рубля.



Несколько дней спустя стало известно, что набсовет «Совета рынка» будет рассматривать вопрос об отказе «Фортума» от строительства 460 МВт ВЭС с ценой поставки менее 2 рублей за 1 кВт·ч и запуском в 2025–2027 годах. При этом источники «Коммерсанта» сообщали, что компания может передумать, если регуляторы согласятся индексировать цены всех новых проектов на 20%. В прошлом году на конкурсе «Фортум» забрал 75% квоты ВЭС (1,39 ГВт) при средней ставке в 2,22 рубля. В итоге набсовет «Совета рынка» всё же согласовал отказ компании от части этих проектов.

При этом «Энел Россия», переименованная в «ЭЛ5-Энерго», несмотря на звучавшие опасения и суд с поставщиком оборудования, с декабря начала коммерческую эксплуатацию первой очереди Кольской ВЭС, хотя сама компания ранее прогнозировала запуск в январе. Ввод второй очереди запланирован на первый квартал 2023 года.

Минэнерго продолжает активно прорабатывать вопросы расширения зоны энергорынка. Директор департамента развития электроэнергетики Андрей Максимов в декабре заявил, что процесс перехода неценовых зон – Архангельской области, Коми и части регионов Дальнего Востока – к рыночной модели ценообразования может начаться **с ноября 2023 года**. По рыночным принципам министерство для начала предлагает реализовывать 15% электроэнергии и мощности.



кадры



Кабмин обновил состав набсовета ассоциации «НП Совет рынка», включив в него представителя «Ростеха» – управляющего директора по контролю за строительством Елену Сиэртту.

Кроме того, в набсовет вошёл председатель аналогичного органа «Сообщества потребителей энергии» Владимир Тупикин. Также изменился представитель от Минэкономразвития – им стал директор департамента госрегулирования тарифов и инфраструктурных реформ Алексей Храпов.

В свою очередь набсовет покинули его экс-председатель и бывший топ-менеджер «Роснано» Юрий Удальцов, замминистра экономики Дмитрий Вахруков и Дмитрий Булгаков (ранее работал в РЭА Минэнерго, теперь – аналитик в BCS Global Markets).

Помимо новых представителей от государства, в набсовет входят глава комитета Госдумы по энергетике Павел Завальный, замминистра энергетики Павел Сниккарс, замруководителя ФАС Виталий Королёв, член правления «Росатома» Александр Локшин, первый замглавы комитета СФ по экономической политике Юрий Фёдоров.



05

В МИРЕ



1. Эквадор и Перу

Сетевое соединение

Правительство Эквадора намерено инвестировать \$263 млн в усиление трансграничных связей с энергосистемой Перу, говорится в международном мониторинге «Системного оператора».

Для этого планируется строительство трансграничного высоковольтного соединения напряжением 500 кВ и протяжённостью 544 км, из которых 280 км пройдут по территории Эквадора. Кроме того, на эквадорской стороне будет построена новая подстанция. Проект планируется реализовать в течение пяти лет. Его основная задача – заместить дорогостоящую тепловую генерацию.



2. Бразилия

Сохраняя энергию



В Бразилии началась коммерческая эксплуатация крупномасштабной системы накопления электроэнергии (СНЭЭ), установленной на ПС Registro в штате Сан-Паулу, говорится в международном мониторинге «Системного оператора».

Ожидается, что СНЭЭ, состоящая из 180 литиевых аккумуляторных модулей совокупной мощностью 30 МВт и энергоёмкостью 60 МВт•ч, сможет в течение двух часов обеспечивать энергосистему резервным питанием в часы максимума потребления мощности в летний период.

СНЭЭ занимает площадь около 5000 кв. м. Проект её строительства был отобран в рамках тендера на исследование и разработку в 2016 году и получил одобрение Бразильского национального агентства по электроэнергетике чуть более года назад. На тот момент инвестиции оценивались в \$27,7 млн.



3. Грузия и Румыния

Подводный кабель за €2,3 млрд

Суммарные инвестиции в черноморский проект прокладки подводного кабеля для передачи электроэнергии и обеспечения цифровой связи между Грузией и Румынией оцениваются в 2,3 млрд евро, передал Интерфакс.

В проекте также участвуют Азербайджан (будет поставщиком энергии) и Венгрия (как потребитель). В настоящее время для реализации проекта обсуждается создание четырёхстороннего формата сотрудничества между четырьмя странами. В 2023 году планируется завершить



разработку технико-экономического обоснования проекта.

Он предусматривает прокладку линии электропередачи и кабеля цифровой связи с мощностью передачи энергии 1000 МВт и протяжённостью почти 1,2 тысячи км. По информации Минэнерго Азербайджана, этот проект станет коридором для производимой в стране зелёной энергии, позволит диверсифицировать её рынок электроэнергии и повысить значимость как поставщика энергии.



4. Турция

Рост гидрогенерации

В Турции введена в коммерческую эксплуатацию ГЭС Yusufuli мощностью 558 МВт, построенная на реке Чорух на севере страны, говорится в международном мониторинге «Системного оператора».

Общая стоимость проекта строительства составила €220 млн. ГЭС Yusufuli оборудована бетонной арочной плотиной двойной кривизны высотой 275 м и максимальной длиной гребня 490 м. Площадь водохранилища составляет 33,63 кв. км, а объём – около 2,2 млрд м³.

Ожидается, что годовая выработка ГЭС Yusufuli составит около 1,9 ТВт•ч.

На конец 2021 года суммарная установленная мощность турецких ГЭС составила 31,5 ГВт (35% от совокупной установленной мощности генерации), на их долю приходилось 17% от общего объёма выработки электроэнергии в стране. По состоянию на конец 2022 года в Турции строятся около 3,8 ГВт гидроэнергетических мощностей, проекты ГЭС ещё на 1,8 ГВт находятся в стадии разработки.



6. Саудовская Аравия

«Росатом» идёт на новый рынок

Госкорпорация «Росатом» направила документы для участия в конкурсе на строительство АЭС в Саудовской Аравии, сообщил вице-премьер РФ Александр Новак в статье в журнале «Энергетическая политика».

«Отечественная атомная промышленность занимает первое место в мире по величине портфеля зарубежных проектов: на разной стадии реализации находятся 34 энергоблока в 11 странах мира – это свыше 70% мирового экспорта АЭС», – отметил вице-премьер.

Гендиректор «Росатома» Алексей Лихачёв в ноябре 2021 года в разговоре с журналистами пояснил, что саудовские партнёры называют эту процедуру не тендером, а конкурентными переговорами. «Они ведут переговоры об условиях реализации проекта с разными странами и с разными компаниями, и даже с консорциумами международными. И они достаточно открыто нас об этом информируют», – говорил он.



5. Мали

Снизить энергодефицит

Представители стран – членов Управления по развитию бассейна реки Сенегал (OMVS) – Мали, Сенегала, Гвинеи и Мавритании – ввели в эксплуатацию ГЭС Гуина мощностью 140 МВт, которая расположена на западе Мали, говорится в материалах ассоциации «Глобальная энергия». Проект стоимостью \$460 млн был на 85% профинансирован Экспортно-импортным банком Китая.



Новая ГЭС относится к числу руслых, которые не прерывают естественное течение реки и не имеют искусственного водохранилища. Протяжённость плотины – 1,23 км. Электростанция уже подключена к электросети стран – членов OMVS с помощью линии электропередачи общей протяжённостью в 280 км. Проект позволит снизить остроту энергодефи-

цита, который остаётся хронической проблемой для большинства стран Западной Африки. По данным Всемирного банка, доступом к электроэнергии в Мали в 2020 году обладали 51% жителей, в Гвинеи и Мавритании – 45 и 47% соответственно. Немного лучше на этом фоне выглядел Сенегал, где этот показатель составлял 70%.

Год с препятствиями

текст: Александра Белкина

Для российской тепловой энергетики 2022-й стал годом новых вызовов, с которыми сектор намерен справиться благодаря давно ведущейся работе по импортозамещению.

Если говорить об общих итогах года для энергетики в целом, то можно отметить, что негативные прогнозы не сбылись. Так, энергопрос в 2022 году, вероятно, покажет положительную динамику. Регуляторы и участники отрасли говорят о совокупном росте потребления по итогам года порядка на 1%. В разрезе отдельных месяцев динамика спроса почти весь год была положительной, по итогам первых трёх кварталов снижение фиксировалось

только в феврале (из-за более тёплой погоды) и в июле. Однако с октября «Системный оператор» (СО ЕЭС) перестал публиковать статистику о выработке и потреблении электроэнергии, объяснив это тем, что «в последнее время участились случаи некорректного использования оперативных данных о работе ЕЭС России, которые в режиме автоматической трансляции отображаются на официальном сайте АО «СО ЕЭС». С 1 по 29 октября фактическое потребление электроэнергии

в ЕЭС, как передавал «Коммерсантъ» со ссылкой на данные СО, снизилось на 0,77% по отношению к октябрю прошлого года и составило 85,9 млрд кВт•ч. Падение спроса наблюдалось в пяти объединённых энергосистемах: в энергосистеме Центра показатель снизился примерно на 3%, в энергосистеме Юга – на 2,7%, Средней Волги – на 2%, Северо-Запада – на 1,7%, а в энергосистеме Урала – на 0,4%. В энергосистемах Востока и Сибири показатель увеличился на 2,9%. В ноябре

на совещании по подготовке к отопительному сезону в презентации Совета производителей энергии также со ссылкой на данные СО было указано, что спрос в октябре уменьшился на 0,5%. В ноябре и декабре отраслевые эксперты прогнозировали его дальнейшее снижение либо, в благоприятном прогнозе, нулевую динамику.

Начавшиеся весной санкции и ограничения привели к смене игроков на энергорынке и в смежных отраслях. В октябре итальянский энергохолдинг Enel закрыл сделку по продаже своей доли в размере 56,43% в «Энел Россия» (в декабре переименована в «ЭЛ5-Энерго»). Соответствующее разрешение на её приобретение было выдано ЛУКОЙЛу и «ААА Управление



Минэнерго при подготовке к отопительному сезону 2022/2023 года отмечало такие трудности, как ограничение поставок импортируемых запчастей и услуг, недоступность иностранных сервисных специалистов

Капиталом», действующему в качестве доверительного управляющего фондом «Газпромбанк – Фрезия». Нефтяная компания получила 26,9% в компании, второй акционер – 29,5%. О планах ухода из РФ говорили также финский Fortum (в России концерну принадлежит 98,23% в «Фортуме» и чуть менее 30% – в ТГК-1) и германский Uniper (владеет 83,73% «Юнипро»), но сделок пока нет и, по словам источников в отрасли, в ближайшее время их не стоит ждать.

Самой громкой сделкой в энергомашиностроительном секторе стала про-

дажа активов немецкой Siemens Группе «Интер РАО» (подробнее об этом – далее в тексте). Также французский Schneider Electric сообщил о передаче активов в РФ локальному менеджменту, а в середине октября компания получила разрешение на продажу «СЭШ Холдинга» (управляющая компания завода «ГК «Электроштит» – ТМ Самара») российскому инвестору АО «Акрон Индустрия».

Санкции повлияли также и на работу российских компаний. Министерство энергетики при подготовке к отопительному сезону 2022/2023 года отмечало такие трудности, как ограничение поставок импортируемых запчастей и услуг, а также недоступность иностранных сервисных специалистов. По подсчётам Совета производителей энергии, к концу апреля фиксировались задержки поставок оборудования по 22 проектам модернизации ТЭС. Минэнерго тогда же видело риски несоблюдения сроков из-за проблем с поставками оборудования по 30 проектам. В итоге стала обсуждаться возможность для энергокомпаний без штрафов отложить запуск энергоблоков после модернизации на более поздний срок. В конце мая вышло постановление правительства, разрешавшее отсрочку вводов, а Наблюдательный совет ассоциации «НП Совет рынка» принял необходимые изменения в договор о присоединении к торговой системе оптового энергорынка. Генераторам разрешили без штрафов и без сокращения периода окупаемости перенести

сроки реализации проектов – для этого нужно было до конца года подать соответствующее обращение в Совет рынка.

Прогноз Минэнерго о задержке проектов модернизации оказался наиболее точным: в начале декабря источники СМИ сообщили, что на заседании правкомиссии по электроэнергетике генераторы и власти обсуждали перенос сроков реализации 30 проектов, в том числе четырёх на Дальнем Востоке. Как выяснил «Коммерсантъ», генкомпания воспользовались правом на отсрочку ввода 26 проектов суммарной мощностью 5,8 ГВт. Общий CAPEX проектов, по оценке газеты, составляет 76,3 млрд рублей. Среди сдвинутых проектов – объекты «Газпром энергохолдинга», «Интер РАО», ТГК-14, Еп+ и Сибирской генерирующей компании.

По правилам компания может отложить запуск максимум на 12 месяцев, но правительство имеет право увеличить отсрочку. Об этом попросили «Интер РАО» и ТГК-2. Для «Интер РАО» из-за проблем с поставками оборудования правкомиссия согласовала перенос сроков запуска двух энергоблоков Нижневартовской ГРЭС на 17 месяцев, до февраля 2025 года и мая 2026 года. Для ТГК-2 были сдвинуты сроки запуска блока Костромской ТЭЦ-2 на 18 месяцев, до июля 2027 года, а блоков Ярославской ТЭЦ-3 и Ярославской ТЭЦ-2 – на 17 месяцев, до мая 2026 года и мая 2027 года соответственно. В ТГК-2 Интерфаксу пояснили, что на изменение сроков повлияли несколько факторов. Так, в соответствии с графиком реализации проектов планировалось заключать контракты на изготовление элементов оборудования с 2022 года. Однако в условиях пандемии и санкционного давления, в том числе на машиностроительный комплекс, сроки изготовления энергетического оборудования существенно превышают ожидаемые. При этом в связи с увеличением цен на металлопродукцию и в целом удорожанием энергетического оборудования компания столкнулась с существенным ростом стоимости проектов. Кроме того, значительно повысились процентные ставки на кредитные ресурсы в банках, объясняли в ТГК-2.

Как говорилось в сообщении правительства по итогам заседания комиссии, вице-премьер «Александр Новак отметил, что инструмент по изменению дат поставки мощности носит временный характер и разработан в качестве меры поддержки энергетических компаний,



А Рабочие на заводе СТГТ

призванной сохранить инвестиционный потенциал и обеспечить модернизацию объектов генерации».

В сложившейся ситуации, безусловно, на первый план вышли меры поддержки энергетиков – это необходимо и для надёжной работы отрасли в текущем моменте, и для дальнейшего развития в будущем. Важной частью этой работы стали также проекты импортозамещения. По данным Минэнерго, наиболее сильная зависимость от зарубежных поставок сложилась по трём видам оборудования: это газовые турбины (доля импорта – 60,3%, в РФ работают 290 штук), трансформаторы (46%, 22,5 тысячи) и выключатели (16,6%, 16 тысяч).

Одним из первоочередных вопросов стало обслуживание уже имеющихся импортных энергетических турбин

на парогазовых ТЭС. В России пока нет серийного производства отечественных газовых турбин большой мощности (ГТБМ), как и отдельных компонентов для них. «Более или менее есть понимание», как восстанавливать лопатки и элементы «горячей части» по импортным турбинам Е-класса, говорил весной гендиректор «Газпром энергохолдинга» Денис Фёдоров. По его словам, в прошлом году «ГЭХ Сервис газовых турбин» провёл главную инспекцию вообще без привлечения иностранных специалистов. «На сегодня по классу Е мы на 99% можем работать без иностранных шеф-инженеров», – отмечал топ-менеджер, добавляя при этом, что по классу F сектор практически полностью зависит от импортных комплектующих.

В этой ситуации энергокомпания и регуляторы стали говорить о необходимости экономии ресурса газовых турбин. По данным Совета производителей



энергии, доля выработки ТЭС на иностранном оборудовании составляет 17% от общего производства электроэнергии, а в европейской части РФ и на Урале – свыше 20%. Наибольшая доля ПГУ и ГТУ находится в объединённых энергосистемах Северо-Запада и Урала. Рыночный механизм, позволяющий экономить парковый ресурс газовых турбин в условиях санкционных ограничений, был запущен на ОРЭМ с октября. Он нацелен на минимизацию рисков снижения надёжности работы энергосистемы при задержках с поставкой оборудования и проведением сервисного обслуживания парогазовых/газотурбинных установок (ПГУ/ГТУ).

Механизмом предусмотрена возможность подать заявку на включение ГТУ/ПГУ «с последним приоритетом». Такое оборудование будет включено в работу только при недостатке иной генерирующей мощности в энергорайоне, где расположены эти ПГУ/ГТУ. Оплата мощности блоков «в режиме экономии» сокращается по ДПМ, и на 3% – для остальных. Срок действия механизма – с 1 октября 2022 до конца 2023 года.

На октябрь генераторы подали в «Системный оператор» уведомления о необходимости экономии ресурса 21 ГТУ общей мощностью 2406 МВт. В итоге право на последний приоритет загрузки получили семь блоков пяти электростанций суммарной мощностью 1011 МВт в трёх энергорайонах. С ноября объём таких мощностей увеличился до 2974 МВт. 18 ноября СО сообщил, что в холодный резерв в рамках механизма экономии ресурса в октябре – ноябре было выведено менее 3% от общего объёма ПГУ/ГТУ в ЕЭС России.

«В начале года риски вывода из работы ГТУ и ПГУ из-за проблем с сервисным обслуживанием оценивались как достаточно высокие. По состоянию на сегодня мы видим, что механизм экономии ресурса фактически применяется в отношении небольшой доли ГТУ. Это даёт основания полагать, что логистические проблемы, связанные с поставкой запчастей и сервисным обслуживанием, в целом успешно решаются генерирующими компаниями, и с учётом имеющихся резервов мощности рисков нарушения режимов энергоснабжения в ЕЭС не возникает», – отметил председатель правления СО ЕЭС Фёдор Опадчий.

Экономия ресурса газовых турбин – вынужденная мера, которая несёт отрицательный финансовый эффект для генераторов. «Не так страшно, что,



Фёдор Опадчий:

В начале года риски вывода из работы ГТУ и ПГУ из-за проблем с сервисным обслуживанием оценивались как достаточно высокие. По состоянию на сегодня мы видим, что механизм экономии ресурса фактически применяется в отношении небольшой доли ГТУ. Это даёт основания полагать, что логистические проблемы, связанные с поставкой запчастей и сервисным обслуживанием, в целом успешно решаются генерирующими компаниями, и с учётом имеющихся резервов мощности рисков нарушения режимов энергоснабжения в ЕЭС не возникает.

мы потеряем около 50 млн рублей (в оплате. – Прим. ред.) мощности. Это действительно генераторам не так страшно, как потеря прибыли в электроэнергии, потому что эти 2 ГВт ПГУ должны были принести генераторам почти 300 млн рублей прибыли в октябре, а этих доходов у генераторов уже не будет», – пояснила председатель Набсовета ассоциации «Совет производителей энергии» Александра Панина в конце сентября на конференции Совета рынка.

К концу года в сфере сервисного обслуживания всё же наметился некий прогресс. В октябре Группа «Интер РАО» приобрела у немецкой Siemens завод «Воронежский трансформатор» и долю в 65% в СТГТ (совместное предприятие (СП), в котором 35% принадлежит «Силовым машинам»). СТГТ осуществляет сервис и производство газовых турбин SGT5-2000E мощностью 187 МВт, а также сервисное обслуживание газовых турбин SGT5-4000F мощностью 329 МВт.

Организация инспекций газовых турбин зарубежного производства, которые сейчас невозможны в связи с уходом специалистов и компаний, – текущая цель приобретения активов у Siemens, пояснили в «Интер РАО». Импортное оборудование есть у большинства генкомпаний, так что сервисные услуги, как и трансформаторы, в ближайшие годы будут чрезвычайно востребованы.

«Компания СТГТ в последние годы активно занималась сервисом газовых турбин, у неё есть эти компетенции, она обеспечена необходимыми запчастями и комплектами как минимум на полтора года. В течение этого времени наша задача – выстроить новые логистические цепочки поставок: там, где есть возможность – организовать производство в РФ, где нет возможности – договариваться о поставках в дружественных странах», – пояснил стратегию нового мажоритария СП представитель «Интер РАО».

Выкуп доли в СТГТ у Siemens сделал «Интер РАО» ключевым центром компетенций по ремонту импортных газовых турбин в России. Два года назад Группа увеличила до контрольной (50,99%) свою долю в «Русских газовых турбинах» (РГТ) – СП со вторым крупнейшим игроком газотурбинного рынка – американской GE. Тогда же стороны подписали пакет соглашений, направленных на повышение уровня локализации производства и обслуживания турбин, эксклюзивные права на которые компания получила на 25 лет. Для этого в Калуге создан центр сервисного обслуживания оборудования GE, а на площадке РГТ в Рыбинске планируется углублять локализацию производства турбин мощностью до 88 МВт (6F.03, до 90–100% к 2025–2026 годам) и развернуть производство машин до 210 МВт (GT13E2).

Как рассказал в конце декабря журналистам гендиректор СТГТ Александр Лебедев, в ближайшие год-два приоритетом для предприятия будут сервисные контракты, а не производство турбин. «Сейчас вот есть парк турбин, их как минимум в классе от 60 МВт до 300 МВт 100 штук; не говоря уж о маленьких, их там сотни, но это пока отложим. Вот возьмём эти 100 турбин, надо поддерживать их работоспособность, поэтому на первом месте сейчас стоит сервис», – пояснил г-н Лебедев.

У СТГТ сейчас более 20 долгосрочных сервисных контрактов. Тенденции к увеличению их числа пока нет, но в следующем году топ-менеджер прогнозирует рост количества договоров. На 2023 год

у компании есть понимание по запчастям – «что со склада возьмём, что приобретём». Что касается 2024 года, то сейчас идут поиски поставщиков и переговоры.

По словам г-на Лебедева, ранее при локализации производства турбин в РФ больше внимания уделялось крупным компонентам, которые давали значительный прирост процента локализации. Небольшим составляющим уделялось меньше внимания. «Теперь, когда наступает сервис, не хватает мелких деталей, чтобы выполнить сервисные работы», – рассказал гендиректор, пояснив, что основные вопросы заключаются не в проблемах при производстве каких-то деталей в РФ, а в уникальных, дорогих компонентах, которые обойдутся слишком дорого, если не сформировать крупный заказ для поставщика. «Это вопрос времени, денег и объёма заказа», – подытожил г-н Лебедев. Он отметил, что, пока нет производства в РФ, детали можно поставлять в рамках параллельного импорта. СТГТ уже проводил такие закупки, но какого именно оборудования, топ-менеджер не уточнил.

Что касается производства газовых турбин, то основное внимание сейчас приковано к двум энергомашиностроительным компаниям. В 2021 году в рамках программы модернизации тепловой энергетики прошёл конкурс проектов, при реализации которых будут использоваться ГТБМ, произведённые в России. Победителями стали пять проектов мощностью 1,6 ГВт: два энергоблока Каширской ГРЭС («Интер РАО»), по одному – на Новочеркасской ГРЭС (ОГК-2 «Газпром энергохолдинга»), Саратовской ТЭЦ-1 и Пермской ТЭЦ-14 («Т Плюс»). В качестве технологического партнёра, который будет поставщиком турбин, «Интер РАО» и «Т Плюс» выбрали «Силловые машины» Алексея Мордашова, ОГК-2 – входящую в «Ростех» «Объединённую двигателестроительную корпорацию» (ОДК).

Турбина ОДК уже имеет опыт промышленной эксплуатации. Сейчас идёт работа над её модернизированным вариантом – ГТД-110М. «Это уже третья серия модификации «машин 110». В ней учтены все те недостатки, с которыми сталкивался завод-изготовитель и компании, которые эксплуатируют эти турбины... По нашему мнению, этот проект наименее рискованный», – пояснил выбор оборудования Денис Фёдоров.



▲ Диагностика лопатки газовой турбины

Для СТГТ ближайшие два года приоритетом будет выполнение сервисных контрактов. Сейчас у предприятия более 20 таких долгосрочных договоров, и в следующем году прогнозируется увеличение их числа

Второй проект производства турбин создаётся с нуля. В начале декабря на площадке «Силловых машин» прошло совещание Минэнерго и Минпромторга с представителями генерирующих компаний и регуляторов энергорынка. В итоговом пресс-релизе «Силмаша» отмечалось, что сейчас «на финишном этапе находится стендовая сборка головного образца инновационной газовой турбины ГТЭ-170». Эти работы были завершены в конце декабря. Планируемый срок готовности головного образца газовой турбины типа ГТЭ-65 – 2024 год.

«Газовые турбины типа ГТЭ-170 будут поставлены на Нижнекамскую ТЭЦ «Татнефти» в конце 2023 года, далее четыре газовые турбины в 2024–2025 годах будут поставлены на Каширскую ГРЭС «Интер РАО», и ещё четыре в 2025–2026 годах – на объекты «РусГидро» на Дальнем Востоке», – сообщили в машиностроительном холдинге.

В стадии создания на «Силмаше» сейчас находятся производственный участок нанесения покрытий турбинных лопаток и комплекс литых заготовок лопаток газовых турбин. «Новые мощности позволят форсировать серийное производство газовых турбин и поставку запасных частей к газовым турбинам импортного производства, находящимся в эксплуатации», – рассчитывают в компании.

«Силловые машины» создают мощности для выпуска восьми газовых турбин в год, на эти объёмы планируется выйти в 2025 году. В перспективе возможно увеличение производственных мощностей до 12 турбин в год, также компания намерена обеспечить генерирующие компании запасными частями к турбинам иностранных производителей.

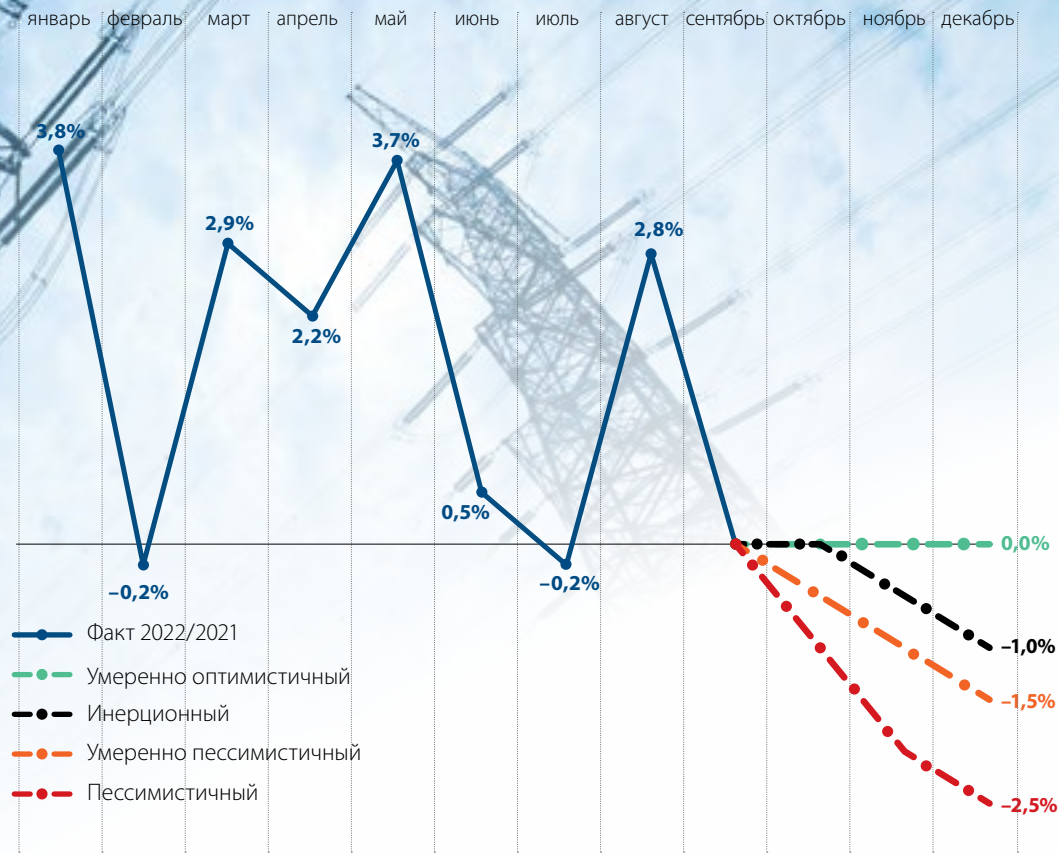
Контракт с «Интер РАО» на поставку газовой турбины «Силмаш» заключил ещё в 2021 году, а вот с «Т Плюс» планируется сделать это только к концу 2022 года. Сложностью стало то, что «Т Плюс» хотела получить доработанное оборудование после обкатки на «Северстали», но та не будет ставить образец на свою ТЭЦ, и, по сути, энергокомпания приобретёт пилотный образец. «Мы на этот риск готовы пойти, потому что нам нужны две турбины. Но есть масса нюансов – и в сроках изготовления турбины, и в её качестве. В переговорах также участвует Минэнерго, поскольку, скажем так, пока нет однозначной веры в то, что первая турбина будет готова», – сообщил в интервью газете «Коммерсантъ» (опубликовано 30 ноября) гендиректор «Т Плюс» Андрей Вагнер.



▲ Производство камеры сгорания газовой турбины

По его словам, для компании важно, чтобы турбина была поставлена уже в 2028 году, так как после будет теряться экономический эффект, а с 2030 года «она уже совсем не нужна». Как сообщил г-н Вагнер, обсуждаются крайние сроки поставки, кроме того, в контракте будет прописан «риск поставки турбины худшего качества».

Динамика потребления электроэнергии в 2022 году по сравнению с 2021 годом (фактические данные и прогноз Совета производителей энергии)

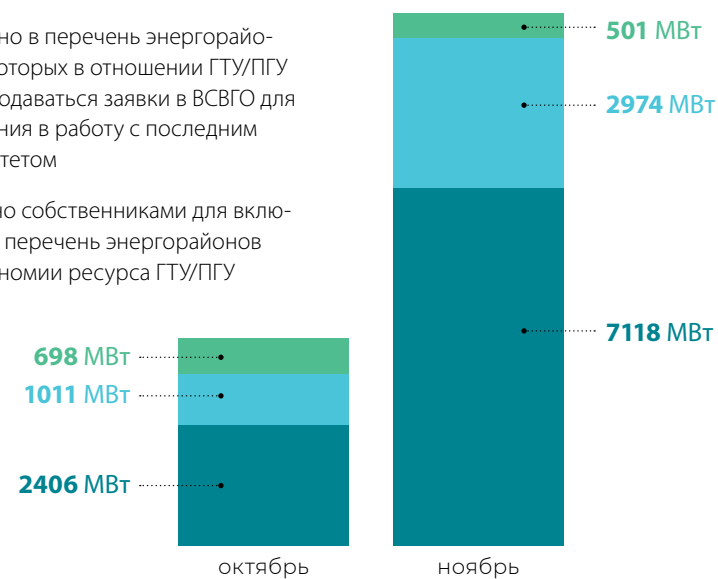


Экономия ресурса ГТУ/ПГУ

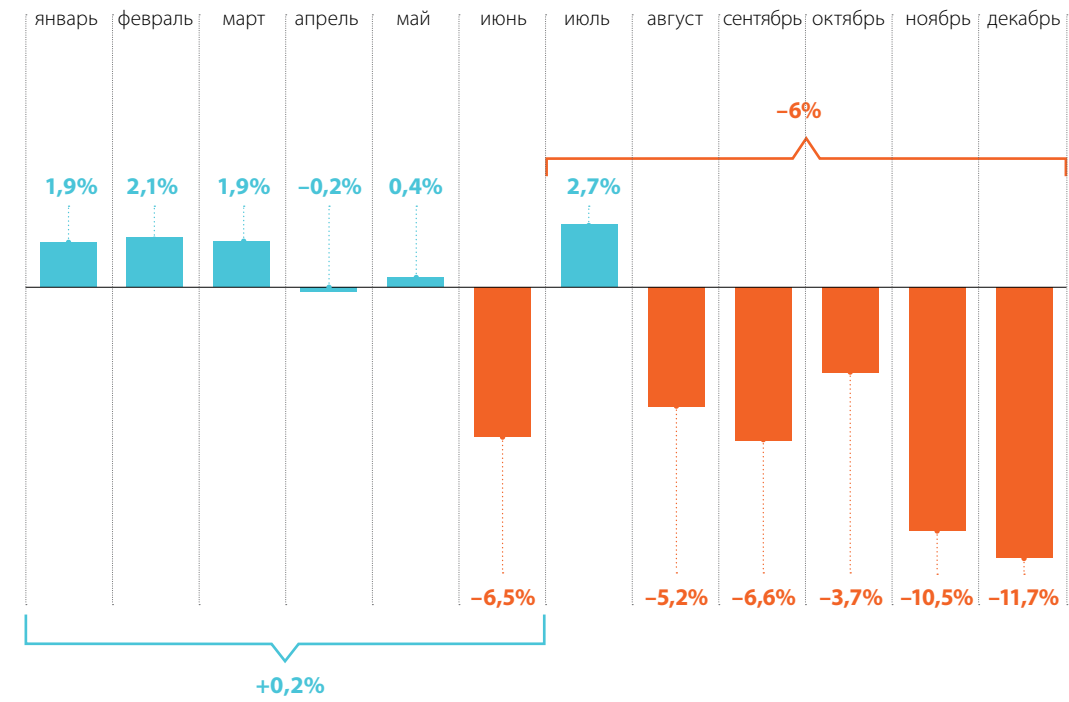


< 3%
фактически находилось в холодном резерве для экономии ресурса

- Среднемесячный объём холодного резерва по механизму экономии ресурса
- Включено в перечень энергорайонов, в которых в отношении ГТУ/ПГУ могут подаваться заявки в ВСВГО для включения в работу с последним приоритетом
- Заявлено собственниками для включения в перечень энергорайонов для экономии ресурса ГТУ/ПГУ



Изменение рентабельности в 2022 году относительно 2021 года

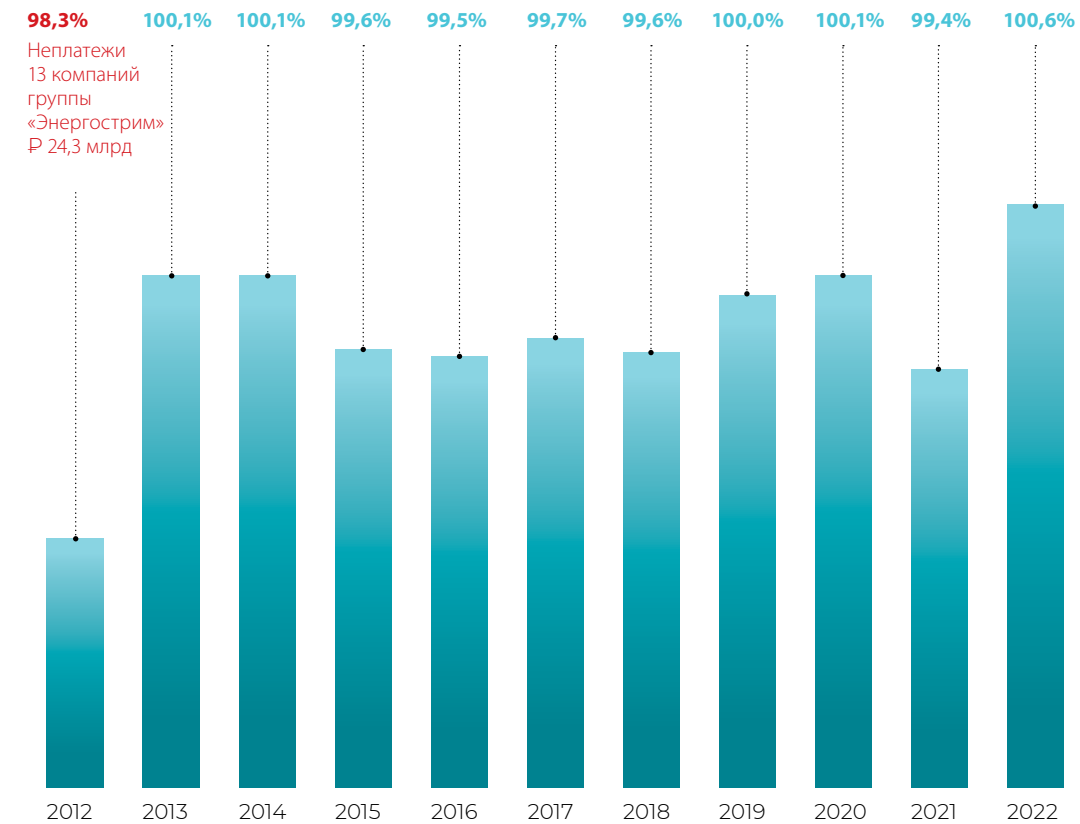


3%

ожидаемое снижение рентабельности реализации электроэнергии по итогам 2022 года относительно 2021 года

Отставание цен РСВ от роста затрат на газ в первой ценовой зоне во втором полугодии 2022 года приводит к убыточности для большинства газовых ПСУ

Динамика оплаты на ОРЭМ



Снижение собираемости на

1%

ведёт к недофинансированию инвестпрограмм и ремонтов на Р20 млрд в год

ЗЕЛЁНЫЙ ВОПРОС

Каким стал 2022 год для сектора возобновляемых источников энергии (ВИЭ), насколько актуально соблюдение стандартов ESG (прежде всего экологических) и в какой форме нужна поддержка зелёной энергетике, «Энергии без границ» рассказали ведущие отраслевые эксперты.

ЭКСПЕРТЫ:

Олег Баркин, член правления – заместитель председателя правления ассоциации «НП Совет рынка»

Валерий Дзюбенко, заместитель директора ассоциации «Сообщество потребителей энергии»

Алексей Жихарев, партнёр «ВЫГОН Консалтинг», директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики



Олег Баркин

Несмотря на все глобальные перемены, принятый климатический вектор развития страны сохраняется. Мы являемся стороной Парижского соглашения, не отказываемся от своих обязательств по декарбонизации, включая достижение углеродной нейтральности к 2060 году. Действует национальная Стратегия низкоуглеродного развития. Таким образом, вопрос снижения выбросов важен и для страны в целом, и для каждого ответственного бизнеса, который думает о будущем, хотя обязательные требования к объёму выбросов, к углеродному следу продукции у нас пока не вводятся.

Косвенные выбросы, связанные с потребляемой энергией, у промышленных компаний в среднем составляют около половины прямых выбросов, которые возникают непосредственно в производственных процессах, а если речь об энергоёмких производствах, то и больше. Значительная часть косвенных выбросов относится к электроэнергетике, и это именно тот сектор, где есть существенный резерв декарбонизации. Можно снижать удельное потребление электроэнергии, повышая энергоэффективность, но значимого снижения выбросов в электроэнергетике можно достичь, переходя на низкоуглеродные источники энергии, к которым относятся большинство видов ВИЭ, но не только. Например, также атомная генерация.

Для наших компаний-экспортёров ситуация дополняется ещё одним важным фактором: надо принимать в расчёт требования тех восточных и южных рынков, на которые они сейчас переориентируются. В Юго-Восточной Азии вопросы борьбы с изменением климата и сокращения выбросов стоят очень остро. Большинство стран проводит серьёзную политику в области климата и устойчивого развития. Механизмов, аналогичных европейскому трансграничному углеродному регули-



Виталий Тюшков / РИА «Новости»

рованию, здесь пока никто не вводит, но к углеродному следу продукции, в том числе импортной, относятся крайне внимательно. Бизнесу с высокими выбросами весьма непросто привлечь деньги на азиатских биржах: там требуют раскрыть нефинансовые показатели, которые пристально изучаются инвесторами. В целом ряде стран приняты свои зелёные таксономии. В плане нормативного регулирования, стратегических установок в вопросах устойчивого развития они заметно опережают нас.

Все эти реалии придётся учитывать нашим экспортёрам. Это значит, что низкоуглеродный ресурс нашей энергетики не только не утрачивает своей актуальности, но будет даже более востребован.

В условиях ухода с российского рынка иностранных производителей оборудования многие предрекали отечественной отрасли ВИЭ чуть ли не полный крах. Но напомним, что уже в первой программе поддержки ВИЭ-генерации на оптовом рынке была поставлена задача локализации производства оборудования. Вторая программа поддержки, утверждённая в 2021 году, к этой задаче добавила ещё и развитие экспорта российских технологий и оборудования, то есть мы должны не просто иметь их у себя, но и продви-

Вопрос снижения выбросов важен и для страны в целом, и для каждого ответственного бизнеса, который думает о будущем, хотя обязательные требования к объёму выбросов, к углеродному следу продукции у нас пока не вводятся

гать на мировых рынках, конкурируя с ведущими производителями.

Проекты, реализованные за последние несколько лет в рамках программы поддержки, имеют достаточно высокий показатель локализации – 65–100%. Хотя доля импорта присутствует во всех проектах (даже при высокой доле локализации), случившийся «стресс-тест», при котором вводы объектов продолжаются и нет

повального отказа от принятых обязательств, говорит об отсутствии критической зависимости от импорта.

Надо ли стремиться к полному импортозамещению в секторе ВИЭ-генерации – вопрос непростой. В среднесрочной перспективе наша энергобезопасность от солнечной и ветровой генерации объективно не зависит, а в сфере крупной гидро- и атомной генерации у нас традиционно высокий уровень компетенций и есть соответствующие проектные и производственные комплексы.

Но при этом для инвесторов в ВИЭ-генерацию на энергорынке сегодня действуют долгосрочные договоры с серьёзными мерами ответственности за их неисполнение. Это уже сегодня мотивирует наших производителей электроэнергии самостоятельно заниматься вопросами импортозамещения и выбора отечественных поставщиков.

А, собственно, главное, что изменилось в вопросе локализации в этом году – это то, что такого вопроса уже нет, она из некоего «искусственного» дискуссионного требования перешла в категорию жизненно необходимых и безусловно принимаемых как на общестрановом уровне, так и в каждом конкретном проекте.

Если говорить о долгосрочной перспективе, видится правильным задуматься и определить в стратегических документах целевой набор требований к технологиям, используемым в электроэнергетике, с учётом всех важных факторов, таких как экономическая эффективность, надёжность, экологичность, доступность их производства, обслуживания и дальнейшего развития и др. В этом случае регуляторам нужно будет принимать решения, не сколько нам нужно ВИЭ и где их производить, а как надо в конкурсных отборах, желателен технологически нейтральных, проверять соответствие этим критериям, а также как создавать другие стимулы для развития таких технологий, которые обеспечат наилучшее достижение этих критериев. Какое оборудование для этого предложить, где и сколько его произвести, будет выбирать инвестор, понимая эти критерии и процедуры отбора. Энергетика в первую очередь должна решать задачу энергообеспечения экономики, а не быть инструментом для решения несвойственных ей задач (поддержка промышленного производства, бюджета и пр.).

Надо ли сейчас корректировать механизмы поддержки ВИЭ? На данном этапе мы не видим такой необходимости. Обсуждаются некоторые настроечные вещи, такие как объём обеспечения на отборы

проектов и некоторые детали проведения самого отбора проектов, но запроса на принципиальные изменения нет.

Если же говорить про механизмы долгосрочного развития ВИЭ-генерации, то хотелось бы напомнить, что вторая программа ДПМ на оптовом рынке обсуждалась как последняя, и сегодня надо уже думать не про корректировку механизмов поддержки ВИЭ-генерации на оптовом рынке, а про её развитие в рыночных условиях, например, через механизмы долгосрочных свободных договоров. Если и обсуждать меры поддержки, то это, например, стимулирование добровольного спроса через зелёные сертификаты, а также такие меры, как налоговые льготы и субсидирование процентных ставок.



Валерий Дзюбенко

Развитие ВИЭ – это долгосрочный тренд, нацеленный на сокращение эмиссии парниковых газов, а эта цель – глобальная. Поэтому изменение в геополитической обстановке и переориентация рынков сбыта для российских промышленных производителей принципиально ничего не меняют, рынки отличаются разве что только текущие уровни и скорости введения экологических требований к товарам.

Российские промышленные компании заинтересованы в сокращении углеродного следа для своей продукции, для большинства компаний это стратегическое направление развития, позволяющее преодолеть барьеры для доступа к заёмному финансированию и рынкам сбыта.

При этом промышленники в ходе дискуссий о зелёной энергетике часто обращают внимание на то, что ВИЭ – далеко не единственный способ снижения углеродного следа. При выборе соответствующих инструментов предпочтительнее экономичные и эффективные способы. В связи с этим целесообразно сравнивать эффективность вложений в ВИЭ с инвестициями в другие экологические проекты,

в том числе в электроэнергетике, например, в замену паросиловых энергоблоков на парогазовые, в установку электрофильтров на угольных электростанциях, в управление спросом на предприятии, в утилизацию вторичных энергоресурсов, в модернизацию электросетевого оборудования для снижения объёма потерь при передаче электрической энергии. Большинство из перечисленных мер даёт эффекты,кратно превосходящие отдачу от ВИЭ, позволяет быстро и экономично снизить углеродную составляющую в энергоснабжении экономики.

Если же фокусироваться только на ВИЭ, то можно констатировать, что особый путь поддержки ВИЭ, который выбрали в России без малого 10 лет назад, – через ДПМ – себя не оправдал. На поддержку ВИЭ уже затрачены и будут расходоваться колоссальные средства, а конкуренции в секторе так и не появилось – число игроков можно пересчитать по пальцам, цена зелёного киловатт-часа на жизненном циклекратно превосходит среднемировой уровень, экспортный потенциал российского оборудования сомнителен. На первую программу субсидирования ВИЭ будет затрачено более 1,8 трлн рублей, а средняя цена мощности ВИЭ примерно равна цене новой атомной генерации, включающей расходы на безопасность и хранение отработанного топлива.

Средства, собираемые с экономики через ДПМ ВИЭ, аккумулируются в узком кругу бенефициаров, включая финансовый сектор. Попытки нарушить эту олигополию и навязать конкуренцию со стороны компаний, не входящих в этот узкий круг, пресекаются – возводятся новые барьеры, требования к локализации стали инструментом ограничения конкуренции.

Далее, если разбирать по составляющим цены, стоимость российского «железа» в проектах ВИЭ вполне сопоставима с зарубежными аналогами, а неконкурентный ценовой навес составляют завышенная доходность, стоимость монтажа и разрешительных процедур при строительстве и технологическом присоединении к электросети. Получается замкнутый круг: из-за олигопольного рынка поставщиков нет конкуренции – формируется высокая цена, из-за неё не расширяется спрос, а нет широкого спроса – отсутствует конкуренция среди строительно-монтажных компаний, а также необходимость оптимизировать разрешительные процедуры.

Для оздоровления ситуации в секторе ВИЭ необходимо отказаться от обязательных сборов через ДПМ и сосредоточить усилия на развитии добровольного спроса

Целесообразно сравнивать эффективность вложений в ВИЭ с инвестициями в другие экологические проекты, например, в замену паросиловых энергоблоков на парогазовые, установку электрофильтров на угольных электростанциях

на низкоуглеродную энергию, снижать стоимость монтажа и разрешительных процедур, технологического присоединения к сети, пересматривать избыточные требования к локализации производства оборудования ВИЭ, а также встраивать в рынок новые инвестдоговоры, оптимизировать для них регулирование и исключить изменение на этапе пилотирования проектов. Это позволит запустить конкуренцию и расширить спрос, которые, в свою очередь, создадут питательную среду для локализации и развития технологий.

В каких решениях заинтересованы промышленные потребители? Во-первых, целесообразно снять ограничение в 25 МВт для объектов ВИЭ на розничных рынках. Учитывая скромную загрузку (КИУМ) объектов ВИЭ в сравнении с традиционной генерацией, распространять это ограничение на ВИЭ представляется нерациональным. Во-вторых, предоставить возможность для заключения двусторонних инвестиционных договоров по аналогии с зарубежными PPA (power purchase agreement) и упростить для них регулирование. Заинтересованные в низкоуглеродном энергоснабжении потребители готовы целевым образом финансировать зелёную энергетику, но такого вида контрактов на российском энергорынке пока нет – все обязаны платить за всё вне зависимости от желаний и предпочтений.

Эти решения наряду с расширением возможностей для микрогенерации на основе ВИЭ, а также дополнительными стимулами для строительства ВИЭ в удалённых и изолированных территориях могут дать результат, который устроит все заинтересованные стороны.



Алексей Жихарев

Тема декарбонизации производств и снижения углеродного следа продукции российских предприятий являлась доминантой отечественной экономической повестки в 2020–2021 годах ввиду планируемого Европейским союзом запуска системы трансграничного углеродного регулирования с 2026 года.

Озадачившись данной проблематикой, абсолютное большинство промышленных групп озаботились задачей оперативного пересмотра или разработки новых корпоративных ESG-стратегий, в рамках которых на первый план вышли вопросы декарбонизации и включения учёта углеродных выбросов во все бизнес-процессы. В абсолютно новой риторике зазвучали высказывания относительно важности энергоперехода и сохранения климата. Стало отчётливо видно, что приоритеты сместились и инициатива по ускорению процесса внедрения новых зелёных инструментов, сертификатов, углеродных единиц, облигаций, сводных двусторонних договоров с низкоуглеродной генерацией перешла от зелёных инвесторов к промышленникам. Бизнес осознал, что инновационные решения по использованию возобновляемых источников энергии в России – это благо, и что в конечном итоге положительные эффекты перевесят все страхи и риски, связанные с зелёным энергопереходом. В определённый момент казалось, что на карте России не осталось экспортноориентированной промышленной группы, которая бы не инициировала свои собственные проекты по внедрению объектов ВИЭ-генерации в системы индивидуального энергоснабжения. Совершенно по-новому заиграли инициативы по реализации проектов ВИЭ в рамках двусторонних инвестиционных договоров (аналог PPA).

2022 год стал для российской экономики испытанием: государство и бизнес столкнулись с беспрецедентными анти-

российскими санкциями, введёнными недружественными странами. На первый план вышли задачи по обеспечению выживаемости бизнеса в совершенно новой стрессовой парадигме, а тема декарбонизации и реализации ESG-стратегий на какое-то время практически исчезла из отечественной повестки.

Зазвучали высказывания о том, что уж если европейский рынок теперь закрыт для России, то и всё, что связано с трансграничным углеродным регулированием, становится неактуальным.

Но на сегодняшний день можно констатировать, что эти утверждения оказались ошибочны. На уровне Правительства РФ и руководства отдельных компаний очень отчётливо было зафиксировано то, что все запланированные мероприятия и целевые показатели по декарбонизации сохраняют свою актуальность и пересматриваться не будут.

После того как первый шок от сложившейся ситуации прошёл, всем стало очевидно, что концепцию углеродного регулирования, в том числе трансграничного, приняли и другие страны, даже дружественные России. Ведь никто из наших внешнеторговых партнёров не желает снижать конкурентоспособность своей продукции на значимых европейских и американском рынках, а значит, углеродный след импортных товаров будет иметь для них ровно такое же важное значение.

Тяжёлая ситуация в экономике и санкции создали серьёзные проблемы и для российского сектора возобновляемой энергетики. После череды крайне удачных лет, когда новая отрасль ежегодно демонстрировала рост на 50–100%, повышение эффективности производства оборудования и строительства генобъектов (что сделало ВИЭ конкурентоспособными с традиционными технологиями производства электроэнергии), наступила стагнация, переходящая в депрессию. В результате за 2022 год будет построено в три раза меньше мощностей, чем в предшествующем. Чтобы

Тяжёлая ситуация в экономике и санкции создали серьёзные проблемы и для российского сектора возобновляемой энергетики

дать возможность участникам рынка адаптироваться к новой экономической парадигме, правительство предоставило льготы, а именно нештрафуемую отсрочку и возможность расторжения ДПМ также без штрафа. Это, конечно, стало отдушиной для инвесторов, но ряд вопросов всё ещё остаётся не закрытым.

Уход с рынка Vestas, локализовавшего производство оборудования для ветрогенерации, стал шоком для инвесторов, рассчитывавших на это партнёрство в целях реализации проектов. Это никак не затронуло компанию «Новавинд» (ГК «Росатом»), инвестор продолжает успешно не только производить оборудование, но и строить ветропарки, а вот для ПАО «Фортум» этот фортель стал проблемой. Однако её нельзя назвать нерешаемой: если обратиться к истории, то индустрии уже удавалось мобилизовать свои ресурсы и партнёров, чтобы менее чем за два года развернуть в России производство соответствующих компонентов. И сейчас новые консорциумы уже формируются. Нашлись те, кто готов занять высвободившуюся нишу. Осталось обеспечить важный импульс, а именно решить вопрос резкого удорожания за последний год стоимости строительства. Зафиксированные в прошлом году ценовые параметры, к сожалению, перестали быть актуальными и не позволяют инвесторам привлекать финансирование (причём по всем проектам – ВЭС, СЭС и малым ГЭС).

Проблему скачка цен, который, к слову, произошёл во всём мире, и санкции здесь сыграли не главную роль, можно решить с помощью дополнительной индексации ценовых параметров ранее отобранных проектов. Похожая мера уже принималась в 2015 году для учёта девальвации рубля и стала крайне эффективной для спасения ряда проектов, а для ветрогенерации – ключевой. Конечно, такая инициатива может вызвать резонанс у потребителей, которые не готовы к повышению цен на электроэнергию. Но совокупный платёж, предусмотренный в рамках программы ДПМ ВИЭ-2, можно и не превышать, если скорректировать объёмы поставки мощности. Таким образом, инвесторы получают возможность реализовать свои проекты в срок, а потребители не будут переплачивать. Такое решение может стать win-win для всех заинтересованных, включая государство: промышленные потребители получают заказ на производство компонентов, инвесторы привлекают капитал и обеспечивают строительство новых инновационных энергоустановок, а страна получит рабочие места, налоги и базу для долгосрочного устойчивого развития.

«Закон есть закон»

текст: Юрий Юдин

Минэнерго продолжает поддерживать консолидацию ТСО, несмотря на возникающие трудности.

20

По данным Минэнерго, весной у 54% из зарегистрированных в России ТСО не было инвестпрограмм развития, имелся недостаточный аварийный запас и повышенный уровень износа оборудования

Консолидация территориальных сетевых организаций (ТСО), проводящаяся под лозунгом повышения надёжности и экономической эффективности, за семь лет позволила сократить количество игроков на рынке почти вдвое – с 3 тысяч до 1,68 тысячи компаний. В прошлом году Минэнерго заявляло о возможности ликвидации ещё 480 ТСО из-за нарушений показателей надёжности, но к 2025 году, когда процесс консолидации сектора планируется завершить, в стране должно остаться лишь 300–400 эффективных игроков. В профильном регуляторе отмечают некоторые трудности на этом пути, в том числе ликвидацию успешных компаний, но в целом не намерены отказываться от идеи, уже оформленной в нормативной базе.

В мае Правительство РФ утвердило критерии для ТСО, которые разрабатывались для консолидации сетевого комплекса. В рамках критериев были увеличены минимальная протяжённость сетей и трансформаторная мощность оборудования. Как отмечали в Минэнерго, их применение позволит «постепенно лишить неэффективные ТСО этого статуса». С 2023 года требования к минимальной протяжённости сетей и трансформаторной мощности для получения статуса ТСО будут увеличены незначительно – с нынешних 15 км и 10 МВА до 20 км и 15 МВА. В 2024 году минимум составит уже 50 км и 30 МВА, с 1 января 2025 года – 300 км и 150 МВА.



По данным Минэнерго, весной у 54% из зарегистрированных в России ТСО не было инвестпрограмм развития, имелся недостаточный аварийный запас и повышенный уровень износа оборудования. «Они направляют на капитальные вложения не более 12% финансовых ресурсов, фактически проводят политику краткосрочного планирования и неэффективной эксплуатации распределительного сетевого комплекса», – указывали в Минэнерго. При этом на них распространяется тарифное регулирование, а значит, «эти организации создают необоснованную тарифную нагрузку для всех групп потребителей электроэнергии».

В результате по инициативе Минэнерго была сформирована правовая база для создания системообразующих ТСО. В выбранной модели активы небольших сетевых компаний, лишённых тарифа из-за несоответствия обновлённым параметрам, должны переходить в эксплуатацию крупным, системообразующим ТСО.

«Та система, которая сейчас выработана в процессе консолидации, ни в коей мере не означает прекращения права собственности над активами. Оно как было у собственника, так и остаётся. Прекращается право получения тарифа на этот актив», – пояснил принципы консолидации ТСО замглавы Минэнерго Евгений Грабчак в октябре на профильной сессии РЭН-2022 «Повышение надёжности и качества электроснабжения: консолидация объектов электросетевого хозяйства». Исходя из его слов,

фактически речь идёт о том, что электросетевые активы в процессе консолидации перестанут быть для собственника источником прибыли и могут превратиться в генератор убытков.

Как отмечает Евгений Грабчак, регуляторам известны все основные проблемы распределителей: недофинансирование, большой износ, бесхоз и нерадивые собственники. Консолидация – ответ на те задачи, которые стоят перед Минэнерго и сектором. Это не единичные действия по затыканию дыр, а системная работа по выстраиванию надёжности, подчеркнул г-н Грабчак: «Индикаторами недобросовестности ТСО, безусловно, являются количество аварий и сроки восстановления, удовлетворённость граждан качеством предоставляемых услуг, которая регулярно замеряется не нами. Со своей стороны, мы проводим анализ технико-экономических параметров функционирования всех ТСО. Сейчас мы внедрили необходимые метрики – количество и длительность перерывов, удовлетворённость потребителей. Померить их достаточно сложно, но через эталон функционирования ТСО – наличия персонала, техники, аварийных бригад, техоснащения и возможности управления сетью, в том числе с помощью автоматических систем, – мы можем посмотреть, кто и как работает, проведя своеобразный benchmark. На основе таких решений принималась методология индекса надёжного функционирования и параметров консолидации, в том числе с учётом протяжённости ЛЭП и объёма трансформаторной мощности».

Как указывают в Минэнерго, ключевая цель процесса – не само укрупнение игроков рынка, а повышение надёжности, где консолидация является лишь одним из этапов пути. Помимо неё министерством было предложено достаточно много других инициатив, отметил на сессии РЭН Евгений Грабчак. Так, внедрён институт системообразующих ТСО как единого центра ответственности за надёжное энергоснабжение; по словам замминистра, это «коррелирует с теми задачами, которые ставил Президент РФ, в том числе напрямую указывая на необходимость повышения надёжности». С 2015 года количество ТСО уже сократилось фактически вдвое, и Минэнерго намерено продолжать процесс и уменьшить число игроков на рынке ещё вчетверо.

→

21

«Вопрос консолидации возник не сегодня и не вчера, это длительный процесс, который обозначен в стратегии развития электросетевого комплекса с начала 2010-х годов. Вопрос консолидации начал подниматься ещё в процессе расконсолидации в связи с проблематикой системной надёжности энергоснабжения потребителей с учётом практики работы новых владельцев или арендаторов сетей, которые не справлялись со снабжением основной части незащищённых потребителей. Тема консолидации была поставлена в стратегических документах, и, по сути, одну большую волну мы уже прожили. Напомню, что изначально у нас было около 3 тысяч ТСО (до 2015 года. – Прим. ред.), сейчас это уже 1680 компаний. Мы планируем, что в результате предпринятых сейчас действий и доработки нормативной базы количество ТСО снизится до 300–400. То есть в каждом регионе будет 3–4 крупных компании, в зависимости от топологии и плотности электросетей», – заявил замглавы Минэнерго.

На этапе формирования концепции предполагалось, что передача активов мелких ТСО более крупным конкурентам может происходить несколькими

способами – через продажу, аренду или дарение. Однако, как выяснилось, на этом пути возникают серьёзные трудности. На той же сессии член правления, первый замгендиректора, главный инженер «Россетей» Андрей Майоров рассказал участникам РЭН о неудовлетворительном состоянии сетей в малых ТСО, несмотря на достаточное финансирование через тариф. У больших и средних компаний хватает специалистов, резервов и техники для оперативного устранения проблем, но три четверти мелких игроков, которые прекратят своё существование в ходе консолидации, таких ресурсов не имеют, так что их уход с рынка выглядит вполне логичным, пояснил топ-менеджер сетевого госхолдинга.

«Дискуссия завершена, все решения приняты, надо их только исполнять. Процесс поступательный, длящийся и будет продолжаться ещё какое-то время... Мы сторонники того, чтобы выкупать активы (ТСО. – Прим. ред.) за денежку. Но денежки в таком количестве нет. Желание продаться, в хорошем смысле этого слова, у ТСО есть. (Но. – Прим. ред.) даже если мы по цене договариваемся, денег на эту цену у нас нет», – про-

комментировал вопрос о перспективах выкупа сетей ТСО за реальную стоимость г-н Майоров. Право первого ответа на этот вопрос ему уступил г-н Грабчак, отметивший, что «денежку» в тарифе «Россетей» не даёт Минэнерго. Впрочем, как добавил Андрей Майоров, более реальный вариант – передача сетей госхолдингу в аренду. «(Деньги. – Прим. ред.) на «сдаться в аренду» у нас есть», – заявил замглавы «Россетей». «Но этот путь не подходит для муниципальных компаний», – парировал участвовавший в сессии РЭН министр промышленности и энергетики Чувашии Александр Кондратьев.

«Сети у муниципалов, которые их держат и не могут нормально эксплуатировать, – это вообще атавизм. Зачем вообще муниципалитетам сетевые активы в собственности на данном этапе? Нам кажется, что тема с муниципальными сетями самая простая», – ответил г-н Грабчак.

Одновременно первый замглавы Минэнерго Московской области Ольга Роганова предложила федеральному министерству рассмотреть возможность разрешить покупку ТСО фактически

в принудительном порядке – через директиву по цене исходя из расчётной предпринимательской прибыли. Г-н Грабчак в ответ заявил, что такой механизм может быть применим в Московском регионе, но он не будет работать, например, для Дагестана, потому что там любое отвлечение денег губительно для местных сетевиков. При этом замминистра отметил, что мелкие ТСО могут испытывать трудности в части экономической эффективности и их присоединение к крупным игрокам выглядит рациональным.

«Эффект масштаба всегда присутствует. Если вы работали на рынке 15 лет, обслуживая все эти годы 15 км ЛЭП, то, наверное, вы на рынке не очень эффективны и стоит отдать сети другим, более крупным игрокам, которые смогут обеспечить большую экономическую эффективность», – отметил Евгений Грабчак.

Говоря о судьбе эффективных малых ТСО, он заявил, что формальный ответ сводится к фразе «они будут консолидированы». «Закон есть закон, и если ТСО не соответствует критериям, то она должна быть консолидирована без исключений», – сказал г-н Грабчак. «Философский» вариант ответа замминистра сводился к тому, что критерии рождались достаточно мучительно, и в отдельных случаях возможна консолидация и эффективных компаний. «Это наша боль», – отметил г-н Грабчак, но добавил, что лучшие практики должны использоваться консолидаторами, на чём будет настаивать Минэнерго, а основная роль в разрешении проблемных ситуаций остаётся в руках регионов.

«Мы хотели бы большую долю ответственности при принятии решений о функционировании распределительного комплекса переместить на региональные власти. В нашем понимании синергия для регионов от консолидации в руках крупных компаний с госучастием заключается в том, что через них мы можем направлять инвестиции в регион, а через частные компании – нет. Они должны создать эту синергию, одновременно используя успешный опыт малых, консолидируемых игроков: подобрать эти крупницы и разжечь из них огонь – мы надеемся на это. Понятно, что у большой машины будут перекося, и тут важен оперативный контакт с коллегами на уровне регионов», – отметил г-н Грабчак.

В ходе дискуссии на РЭН-2022 министр энергетики и газоснабжения Приморского края Андрей Леонтьев предложил расширить полномочия региональных энергетических комиссий и подобных

структур так, чтобы они могли в реальности инспектировать электросетевые хозяйства ТСО, так как фактические параметры нередко оказываются ниже заявляемых компаниями. При этом он отметил, что совместно с коллегами из ФАС приморские чиновники активно оспаривают в судах решения о передаче сетей недобросовестным игрокам и передают возвращённые сети крупнейшим ТСО. Проблемы с энергоснабжением сказываются и на продовольственной безопасности: Приморский порт был обесточен на протяжении семи суток из-за ледяного дождя в период переловки рыбы, сообщил г-н Леонтьев. При этом чувашский министр Александр Кондратьев рассказал об иной модели, применяемой в республике. В отличие от Приморья, здесь сети не передают крупнейшим ТСО, а концентрируют в республиканском сетевом центре.

Стоит отметить, что в осенней дискуссии представители малых ТСО фактически уже не принимали участия. После утверждения новых нормативов протяжённости ЛЭП и трансформаторной мощности 39 мелких сетевых компаний пытались оспорить это в Верховном суде, но не добились успеха. В январе с тем же успехом они оспаривали в Конституционном суде решение кабмина, разрешившего включать расчётную предпринимательскую прибыль в размере 5% в тариф «Россетей» на услуги по передаче электроэнергии.

С 2015 года количество ТСО уже сократилось фактически вдвое – с 3 тысяч до 1,68 тысячи, Минэнерго намерено продолжать процесс и уменьшить число игроков на рынке ещё вчетверо



Евгений Одинцов: «Уход зарубежных вендоров изменил ландшафт ИТ-рынка»

Среди тем, ставших актуальными в 2022 году, – переход российских предприятий на отечественное программное обеспечение (ПО). Исполнительный директор компании «СИГМА» Евгений Одинцов в интервью «Энергии без границ» рассказал о новых запросах и вызовах, а также обслуживании иностранного оборудования и оптимизации работы объектов электроэнергетики.



– Какие задачи в этом году являются для компании наиболее актуальными?

– Наша компания – лидер в сфере цифровизации российской энергетики, что влечёт за собой большую ответственность. Стоящие перед «СИГМОЙ» задачи не только соответствуют статусу компании, но и отвечают ключевым запросам отрасли: импортозамещению, цифровой трансформации, обеспечению

стабильности и информационной безопасности.

Хочу подчеркнуть, что всё вышперечисленное – мощные и долгосрочные тренды. Они отражены в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года и Группы «Интер РАО». Поэтому «СИГМА», как лидер в разработке цифровых решений для ТЭК и ключевой поставщик ИТ-услуг для ПАО «Интер РАО», продолжает масштабные проекты

по модернизации ИТ-инфраструктуры отрасли. Кроме того, наши проекты и ИТ-решения были выбраны для развития в рамках индустриальных центров компетенций (ИЦК), которые формируются сейчас на базе министерств. Проекты «СИГМЫ» вошли сразу в два ИЦК – по направлениям ЖКХ и энергетики. Это свидетельствует об актуальности пути, по которому идёт компания, о зрелости и перспективности решений. «СИГМА» видит точку роста именно в разработке защищённых решений, направленных на развитие технологического суверенитета энергетического сектора российской экономики.

В рамках развития собственной линейки ИТ-продуктов в этом году мы выпустили кросс-платформенное решение для развития инфраструктуры отечественного электротранспорта – «СИГМА.ЭЭС». В его состав входят мобильное приложение и сайт для водителей, а также веб-портал для операторов ЭЭС. Решение обеспечивает комфортное взаимодействие всех участников процесса. Такие разработки помогают делать электромобили более доступными для населения, а транспорт – более экологичным.

– Один из актуальных вопросов в энергетике – продолжение работы уже установленного на энергообъектах в России иностранного оборудования в условиях, когда компании-изготовители отказались от его обслуживания. У «СИГМЫ» есть запросы от клиентов, связанные с обслуживанием цифровой составляющей такого оборудования? Если да, то какие решения может предложить компания?

– Не только запрос, но и крупный реализованный проект. Ещё в 2020 году мы успешно провели на двух электростанциях АО «Интер РАО – Электрогенерация» (в Калининграде и Санкт-Петербурге) пилотный проект по внедрению решения «Мобильный обходчик». Оно позволяет сотрудникам с помощью мобильных устройств контролировать состояние оборудования электростанций, в режиме реального времени обмениваться информацией с информационными системами верхнего уровня (АИС ТОРО), экономить время на формирование отчётов и получение заданий. Всё это позволяет эффективнее организовать работу технического персонала, снижать риски сбоев оборудования и увеличивать срок его эксплуатации. Запрос на оператив-

ное планирование ремонтных работ, безопасное обслуживание оборудования, ведение нарядов-допусков и других рабочих документов в электронном виде очень актуален в связи с возросшим уровнем автоматизации и цифровизации производственных процессов.

Важно отметить, что этот проект решает и задачу импортозамещения: система базируется на российской мобильной ОС «Аврора», включённой в реестр российского ПО и сертифицированной ФСТЭК России и ФСБ России.

Сейчас решение применяется на всех 22 электростанциях АО «Интер РАО – Электрогенерация» в разных регионах РФ и позволяет сократить время выполнения технических обходов на 30%, а объём бумажного документооборота на 80%. На данный момент в системе используется порядка 600 мобильных устройств, с которыми работают более 4120 пользователей.

– Расскажите подробнее о проекте «Нева. Цифровой сбыт», который реализовали «Интер РАО» и «СИГМА»? Как продвигается его масштабирование?

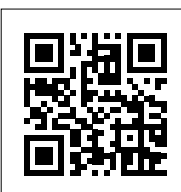
– «Нева. Цифровой сбыт» – уникальный российский проект: впервые в отрасли реализовано на российских технологиях ВРМ-решение федерального уровня для единого управления сбытом электроэнергии. Оно позволяет полностью автоматизировать работу с рутинными операциями: от оформления заявок на заключение договора энергоснабжения до обработки показаний и выставления счетов. Ключевыми эффектами являются оперативный и точный централизованный контроль обслуживания абонентов и автоматизация биллингового цикла расчёта потребителей – юридических лиц.

Ценность проекта для бизнеса заключается в автоматизации процессов, сокращении времени реагирования на запросы абонентов и сторонних служб, снижении трудоёмкости подготовки управленческой отчётности и удобной онлайн-коммуникации. Для конечного потребителя тут тоже есть плюсы в виде улучшения качества обслуживания и прозрачности оказываемых услуг: персонализация сервисов, сокращение времени на решение вопросов, получение услуг через «единое окно». Важным эффектом от внедрения также является сдерживание роста цен на электроэнергию за счёт снижения операционных затрат.

– У «СИГМЫ» есть комплексное решение для управления распределительными электросетями. В чём его суть? С какими электросетевыми компаниями сотрудничаете по этому продукту?

– «СИГМА.СУС» – разработанное «СИГМОЙ» решение, входящее в реестр отечественного ПО. Это геоинформационная система для управления распределительными электрическими сетями. С её помощью диспетчер в реальном времени отслеживает всю необходимую информацию: от данных по абонентам до геопозиции мобильных бригад и спецтехники. Если говорить о применении, то «СИГМА.СУС» в ИТ-архитектуре сетевой компании находится между ERP-системами и системами объектной автоматизации и телемеханики (подсистемы ТМ и SCADA). Она обеспечивает взаимосвязь уровня управления предприятием с уровнем управления объектами распределительной сети. Также система имеет широкие возможности динамической визуализации и может взаимодействовать с комплексом отраслевых приложений для решения задач по анализу, планированию и оптимизации работы энергосистем. Это решение «СИГМЫ» внедрено в ПАО «Россети – Московский регион».

Запрос на оперативное планирование ремонтных работ, безопасное обслуживание оборудования, ведение нарядов-допусков и других рабочих документов в электронном виде актуален в связи с возросшим уровнем цифровизации



– **Какие решения, разработанные компаниями, были отмечены на прошедшем в сентябре международном конкурсе проектов по автоматизации управления и учёта «1С: Проект года»?**

– В этом году «СИГМА» в первый раз участвовала в конкурсе «1С: Проект года» и сразу показала отличный результат. Лучшим в предметной области стал проект по разработке и внедрению системы финансово-экономического управления. Корпоративный финансовый шаблон базируется на российском ПО и охватывает весь спектр бизнес-процессов финансово-экономической деятельности в сегментах «Сбыт» и «Прочие». Уникальность заключается в масштабе, тесной интеграции сегментов и бесшовном взаимодействии блоков в рамках сквозных учётных процессов. Если говорить о цифрах проекта, они тоже впечатляющие. Автоматизированы более 250 бюджетных форм и отчётов, которые позволяют перейти к бизнес-планированию в разрезе 40 независимых аналитик. Предусмотрены более 850 пользовательских ролей с гибкими правами, на 30% сократились трудозатраты в подразделениях, на 30 и 40% ускорилось получение управленческой и регламентированной отчётности.

Звание лучшего в отрасли получил проект «Стандартное ТОРО» – внедрение централизованного решения,

которое охватывает бизнес-процессы предприятия: от техобслуживания, ремонта, расчётов и управления базами данных оборудования до обеспечения интеграции в единый ИТ-ландшафт. Система основывается на информационной базе, состоящей из более 60 млн атрибутов и поддерживающей работу более 3000 пользователей. Инновационность заключается в реинжиниринге и создании новых бизнес-процессов, разработки с нуля 85% функционала и переходе на автоматизированную поддержку управленческих решений путём ранжирования технических воздействий на оборудовании. По результатам проекта удалось автоматизировать 3000 рабочих мест; ускорить получение управленческой отчётности на 15%, а регламентированной – на 85%; на 10% сократить производственные издержки и операционные расходы и увеличить производительность труда на 15%.

– **Повышение эффективности всегда было одним из приоритетов в электроэнергетике. Какие решения для оптимизации работы объектов электроэнергетики предлагает «СИГМА»? Какой эффект они дают? Если можно, приведите примеры внедрения таких решений.**

– Выше мы уже говорили про «Мобильный обходчик» и «СИГМА.

СУС», здесь же затронем ещё одно направление: АСТУ – автоматизированные системы технического управления. Сюда входят решения «СИГМА. ССПТИ» и «СИГМА. АСР ТЭП», которые работают «в связке» и позволяют повысить эффективность использования топлива на электростанциях. Они обеспечивают автоматический сбор данных от датчиков, систем управления и рассчитывают технико-экономические показатели работы станции на 10-минутном интервале. Это позволяет существенно сокращать затраты на внедрение и сопровождение прикладных информационных систем, обучение и контроль персонала, а также снижает риски получения недостоверной информации или утери данных.

Если говорить о цифрах, данные решения обеспечивают до 90% экономии времени и трудозатрат на обработку данных, а также сокращают трудозатраты на документооборот до 60%. Такие системы сегодня успешно внедрены на 20 электростанциях АО «Интер РАО – Электрогенерация», сам проект не имеет аналогов в России по специфике и масштабу интеграции.

– **Ведёт ли «СИГМА» работу с ИТ-вузами?**

– Да, мы активно работаем над подготовкой ИТ-кадров в целом и для энергетики в частности. Считаем это важным



В 2022 году спрос на услуги поддержки вырос, и ещё более явно влияние этого тренда мы увидим в 2023 году

стратегическим направлением, ему посвящено отдельное структурное подразделение «СИГМА.Академия», которое занимается работой с вузами, открытием лабораторий, развитием карьерных траекторий студентов и привлечением талантов в компанию. В следующем году «СИГМА.Академии» исполнится три года, за этот период наши курсы прошли почти 300 студентов, а 143 из них остались работать в компании. Это отличный показатель, мы планируем лишь усилить это направление.

– **С началом новой санкционной волны в этом году какие новые запросы к вам появились от клиентов? Как идёт их выполнение, какие вопросы удалось быстро решить, а на какие требуется много времени?**

– Одна из самых приоритетных задач для ИТ-отрасли сейчас – развитие отечественной аппаратной базы в целях импортозамещения. Понимая, насколько это важно, мы активно расширяем сотруд-

ничество с российскими компаниями, производящими ИТ-оборудование.

Уход зарубежных вендоров изменил ландшафт ИТ-рынка и структуру запросов заказчиков. Возникло довольно много новых задач: от переноса действующей ИТ-системы на другое оборудование до необходимости полноценно развивать систему без поддержки со стороны зарубежного вендора. В этой ситуации опыт и отраслевая экспертиза «СИГМЫ» позволили нам обеспечить стабильную поддержку ИТ-решений наших заказчиков. В частности, если говорить о решениях SAP – у «СИГМЫ» одна из крупнейших команд российских специалистов по решениям этого вендора, и их компетенции сейчас очень востребованы. В 2022 году спрос на услуги поддержки вырос, и ещё более явно влияние этого тренда мы увидим в 2023 году. Многие заказчики начинают программы по замещению ПО, и рынок услуг поддержки будет меняться с учётом этого тренда.

В ожидании рынка

текст: Ирина Боршова

С точки зрения энергетики Дальний Восток является самым особенным из всех федеральных округов и, пожалуй, самым перспективным. Здесь пока не работает энергорынок, а значительная часть территорий функционирует изолированно от Единой энергосистемы страны (ЕЭС). Однако спрос на электроэнергию в округе в течение нескольких лет растёт темпами значительно выше среднероссийских, а планы строительства инфраструктуры позволяют говорить о скором начале рыночных отношений.

Дальневосточный федеральный округ (ДФО) включает в себя 11 регионов. Из них семь входят в ЕЭС: в составе объединённой энергетической системы Востока (ОЭС Востока) работают энергосистемы Амурской области, Хабаровского края и Еврейской автономности области, Приморского края и Якутии, объединённые межсистемными линиями электропередачи 220 и 500 кВ и связанные единым режимом работы. Забайкальский край и Бурятия относятся к ОЭС Сибири.

Из-за отдалённости территорий и отсутствия достаточной электросетевой инфраструктуры энергосистемы четырёх регионов ДФО работают изолированно от ЕЭС России. Это Камчатский край, Сахалинская, Магаданская области и Чукотский автономный округ.

В дальневосточных регионах, входящих в ОЭС Востока и Сибири, работают 48 (59 с учётом дизельных) электростанций мощностью 5 МВт и выше (суммар-

ная установленная мощность – 14,4 ГВт), более 650 подстанций класса напряжения 110–500 кВ и 916 линий электропередачи 110–500 кВ. В ОЭС Востока в структуре генерирующих мощностей преобладают тепловые электростанции (59% от установленной мощности). Основные объекты генерации размещены в северо-западной части ОЭС Востока, а районы потребления – на юго-востоке, что обуславливает большую протяжённость линий электропередачи. С территории Амурской области по линиям электропередачи 110, 220 и 500 кВ идёт экспорт электроэнергии в Китай. Ещё одной особенностью ОЭС Востока является одна из самых высоких в ЕЭС России доля коммунально-бытовой нагрузки в электропотреблении – около 25%.

Крупнейшие электростанции Дальневосточного округа – Бурейская ГЭС (2 ГВт), Приморская ГРЭС (1,5 ГВт), Зейская ГЭС (1,3 ГВт) и Гусиноозёрская ГРЭС (1,2 ГВт).

Спрос на электроэнергию в ДФО в последние годы показывает стабильно большой прирост. В 2021 году увеличение по сравнению с 2020 годом составило 5,3% (до 42,85 млрд кВт•ч), а без учёта 29 февраля високосного 2020 года – 5,6%. В ковидном 2020 году ОЭС Востока стала единственной энергосистемой, в которой произошёл рост потребления – он составил 1%. В 2019 году спрос в регионе вырос на 17,9% к уровню 2018 года. До 2028 года в ОЭС Востока ожидается рост потребления электроэнергии на 25,3%, говорил глава «Системного оператора» Фёдор Опадчий.

Большая часть энергетики ДФО входит в контур компании «РусГидро», которой принадлежат генерирующие, сетевые и сбытовые активы. В 2020 году в регион «зашёл» второй крупный генератор – в рамках сделки по обмену активами



«РусГидро» передала структурам СУЭК Приморскую ГРЭС – крупнейшую тепловую электростанцию ДФО.

Обособленность дальневосточной энергетики и сложившийся монополизм обусловлены нехваткой сетевых связей с Сибирью, а также внутри региона – на фоне линейности сетевых соединений генерации и потребителей в ДФО нет условий для развития конкуренции.

Однако в ближайшие годы эта ситуация может измениться. В рамках расширения БАМа и Транссиба (Восточный полигон РЖД) в Сибири и на Дальнем Востоке планируются масштабное строительство электросетей, модернизация и строительство электростанций. Кроме того, запланировано создание новой сетевой инфраструктуры для связей ОЭС Сибири и Востока. Это актуализировало в 2022 году дискуссию о включении регионов ДФО в энергорынок.

В сентябре на Восточном экономическом форуме – 2022 тема создания третьей ценовой зоны оказалась ключевой для энергетиков, причём регуляторы перешли к обсуждению конкретных планов и шагов. «Дальний Восток будет играть

в российской энергетике ключевую роль: через него пойдёт «Сила Сибири – 2», здесь будут происходить расширение Восточного полигона, развитие угледобычи, освоение газового потенциала Восточной Сибири, а также газификация Забайкальского, Иркутского края, Еврейской автономной области, Бурятии», – пояснил глава Минэнерго Николай Шульгинов. По его словам, одно лишь только соединение системы газоснабжения с «Силой Сибири» и газопроводом «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» кардинально изменит картину экономики ДФО.

Переход к конкурентному рынку электроэнергии на Дальнем Востоке будет реализован поэтапно, завершится в 2025 году и позволит в том числе повысить эффективность производства электроэнергии, говорил г-н Шульгинов. Применяемое сейчас в неценовых зонах тарифное регулирование имеет хорошо известные минусы. Так, фактическая стоимость топлива зачастую не соответствует учитываемой при установлении тарифов, что приводит к выпадающим доходам генерирующих компаний, рассказывал глава «Совета рынка» Максим

Быстров. Кроме того, тарифное регулирование не создаёт стимулов к снижению затрат для поставщиков и рациональному планированию потребления электроэнергии покупателями. Как следствие – повышенный расход топлива, высокие показатели затрат электроэнергии на собственные нужды электростанций. Фактически отсутствуют и стимулы к инвестиционной активности, за исключением выполнения государственных программ.

При этом в части дальневосточных регионов тарифы снижены до среднероссийского уровня за счёт повышенных платежей потребителей оптового энергорынка (европейская часть РФ, Урал и Сибирь). Они уже заплатили более 142,7 млрд рублей за четыре года действия этого механизма (запущен в 2017 году). Кроме того, согласно действующим нормам, потребителям ценовых зон придётся оплатить 90% стоимости шести проектов «РусГидро» по модернизации ТЭС на Дальнем Востоке, CAPEX которых предварительно оценивался в 337 млрд рублей, а доходность составит до 12,5%.

«Системный оператор» до 2028 года ожидает в ОЭС Востока рост потребления электроэнергии на 25,3%

Юрий Смиглов / ТАСС, Александр Кражев / РИА «Новости»



Модернизация энергоблока № 3 Кармановской ГРЭС

В начале декабря Башкирская генерирующая компания (БГК) ввела в работу обновлённый энергоблок № 3 Кармановской ГРЭС. Проект был реализован в рамках президентской программы модернизации тепловой генерации.

Кармановская ГРЭС – самая мощная конденсационная тепловая электростанция в Башкирии, на её долю приходится около 36% вырабатываемой БГК электроэнергии. По итогам технического перевооружения и реконструкции генерирующего оборудования в 2021 году установленная мощность станции достигла 1856,2 МВт. Энергоблок № 3 отработал в Единой энергосистеме России 50 лет и выработал более 83 млрд кВт·ч электроэнергии.

Первый этап модернизации блока начался в ноябре 2020 года и продолжался пять с половиной месяцев. В этот период в объём работ на цилиндре высокого давления вошли замена внутреннего и наружного корпусов, ротора, лопаточного аппарата, диафрагм и уплотнений. На паровом котле энергоблока заменили конвективный пароперегреватель с опорно-охлаждаемой системой и промежуточный пароперегреватель второй ступени.

Второй этап модернизации стартовал в декабре 2021 года. В этот период были обновлены стопорные и регулирующие клапаны цилиндра высокого давления паровой турбины, пароперегреватели и топочные экраны, трубопроводы с арматурой по пароводяному тракту в пределах парового котла. Было демонтировано 984 тонны металла. Новые элементы были смонтированы в полном объёме согласно сетевому графику.

В период реализации проекта КОММод инженерно-технические службы Кармановской ГРЭС совместно с персоналом подрядных организаций выполнили дополнительные мероприятия, включённые в инвестпрограмму ООО «БГК». Среди таких – замена генератора энергоблока № 3 на новый, более мощный с системой возбуждения.

В начале ноября 2022 года Башкирская генерирующая компания завершила комплексные испытания обновлённого энергоблока № 3. В ходе испытаний были достигнуты все заявленные технические

параметры и характеристики котельного и турбинного оборудования, в том числе подтверждена готовность к участию в общем первичном регулировании частоты. Всё оборудование, использованное для модернизации, – отечественного производства.

В программу модернизации ТЭС вошли ещё два энергоблока Кармановской ГРЭС. Во второй этап программы отобран энергоблок № 1. В рамках его модернизации предусматривается замена цилиндра высокого давления паровой турбины К-303, топочных экранов котлоагрегата; комплексная замена генератора и ряд дополнительных работ. Проект направлен на обеспечение эффективной и безаварийной работы оборудования. В результате модернизации номинальная мощность энергоблока будет увеличена на 26,8 МВт и составит 330 МВт. Плановый срок реализации проекта – 13 месяцев.

В перечень объектов третьего этапа программы включён проект модернизации энергоблока № 2. Модернизация предусматривает комплексную замену паровой турбины К-300 на паровую турбину К-330. В результате номинальная мощность энергоблока возрастёт на 30 МВт и составит 330 МВт. Плановый срок реализации проекта – 15 месяцев.

В результате реализации трёх проектов модернизации установленная мощность Кармановской ГРЭС увеличится на 69,8 МВт, а величина модернизированной мощности составит

976

 МВт


Итоги модернизации энергоблока № 3



не менее

30 лет – срок продления ресурса оборудования



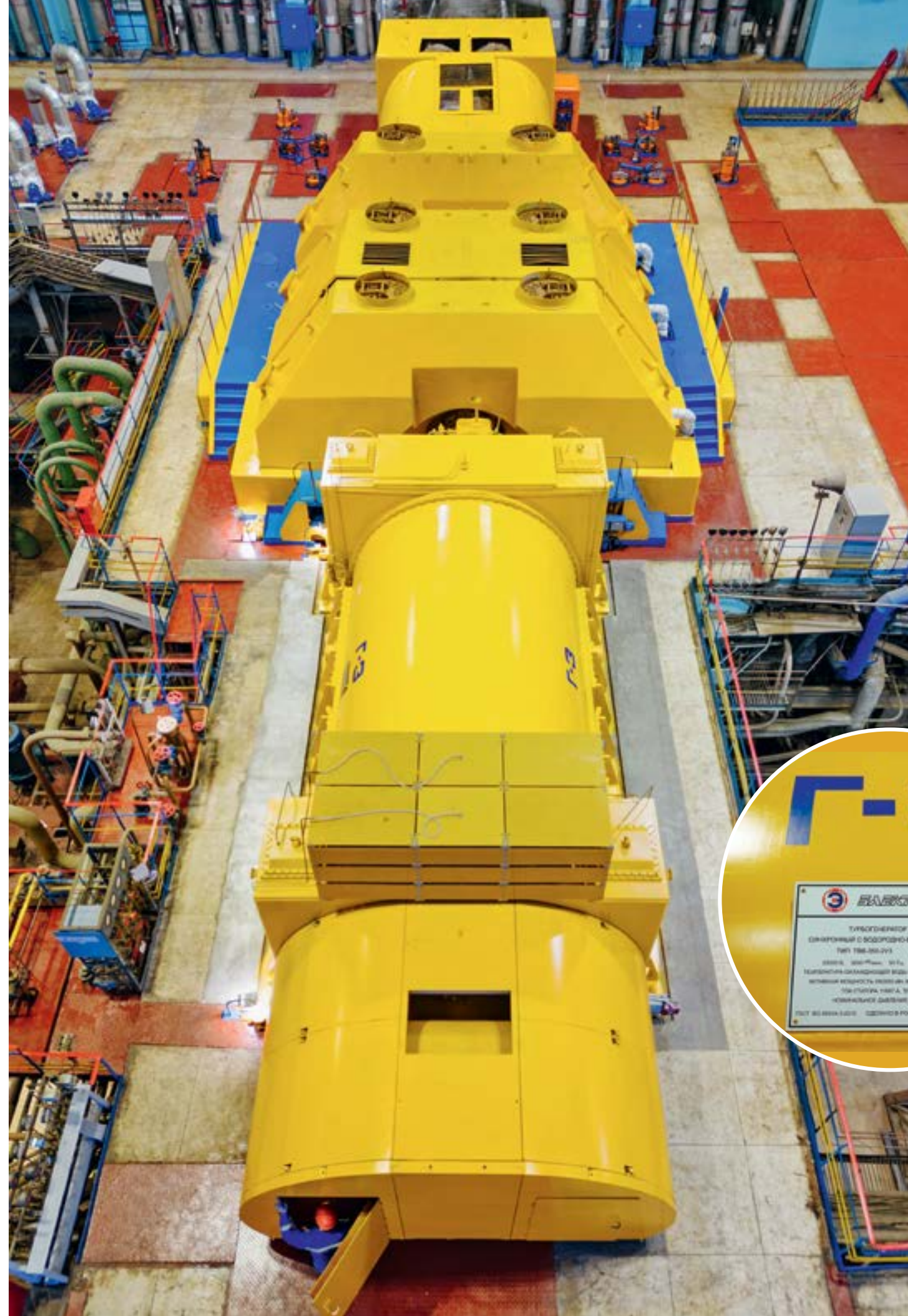
314,5 г у. т./кВт·ч – удельные расходы условного топлива после модернизации (снижение на 5,8 г у. т./кВт·ч)



316 МВт достигла номинальная мощность энергоблока (рост на 13 МВт)



обеспечена эффективная и надёжная работа энергоблока



Фестивали света

текст: Николай Алейник

Электроэнергия давно уже используется людьми не только в утилитарных целях. Одно из самых красивых её применений – это фестивали света, которые проходят в разных городах мира.

В Москве с 2011 года ежегодно проходит международный фестиваль «Круг света». Его организатор – городской департамент спорта. Во время фестиваля светодизайнеры и специалисты в области 2D- и 3D-графики, аудиовизуального искусства со всего мира преобразуют облик столицы. Они используют архитектурное пространство Москвы как объект для мультимедийных и световых инсталляций. На несколько дней в конце

сентября – начале октября на культовых зданиях города (например, Большой театр, здание МГУ на Воробьёвых горах) разворачиваются красочные масштабные видеопроекции, сказочные инсталляции озаряют улицы, а фантастические мультимедийные шоу с использованием света, огня, лазеров и фейерверков дарят незабываемые впечатления и яркие эмоции, обещают организаторы праздника. Вход на все площадки фестиваля всегда свободный. Кроме того, он

включает в себя образовательную программу – это лекции и мастер-классы от светодизайнеров мирового уровня.

Фестиваль имеет множество наград, в том числе четыре рекорда в Книге рекордов Гиннеса: самая обширная проекция на водную поверхность (2018 год), самое большое одновременное использование огненных горелок (2019 год), самая большая мощность светового потока (2016 год) и самая большая видеопроекция (2015 и 2016 годы).

Большой театр во время фестиваля «Круг света»



Светодизайнеров не могла не привлечь архитектура Северной столицы России. С 2016 года в Санкт-Петербурге проходит фестиваль «Чудо света». Обычно его проводят дважды в год – в апреле и ноябре. На сайте фестиваля организаторы рассказывают о технологии, которая используется как на этом, так и во время других аналогичных праздников. Это 3D-mapping – мультимедийная аудиовизуальная техника проецирования 3D-изображений на любую плоскость с учётом её формы и рельефа, не требующая монтажа сложных конструкций. Возможности 3D-mapping практически безграничны, что позволяет реализовать художнику любую свою идею. Также не ограничен и размер объекта, на который проецируется изображение. Основу технического оснащения таких шоу составляют мощные видеопроекторы, компьютеры и звуковая аппаратура.

Организаторы петербургского фестиваля напоминают, что технология видеопроекции отсылает нас ещё к Древней Греции, когда в античном театре только-только начинали экспериментировать со светом и тенями. Но, конечно, 3D-проекции в том виде, который мы знаем сегодня, появились в XX веке. Первая проекция была показана в Диснейленде на открытии аттракциона «Призрачное поместье» в 1969 году. В разработке участвовал ещё сам Уолт Дисней. Следующим шагом

В Москве с 2011 года ежегодно проходит международный фестиваль «Круг света», во время которого светодизайнеры и специалисты в области аудиовизуального искусства используют архитектурное пространство города как объект для мультимедийных и световых инсталляций



Подсветка ледяного города на Харбинском фестивале



Проекция картины Иеронима Босха на фестивале GLOW

развития стали инсталляции художника Майкла Наймарка в 1980 году: он заснял людей в своей гостиной и затем воспроизвёл это изображение в пустой комнате, создавая иллюзию присутствия. В конце 1990-х в Университете Северной Каролины технологию попробовали использовать в профессиональной среде в проекте «Офис будущего». В этом офисе люди общались удалённо с помощью видеосвязи, а изображение собеседника проецировалось на стены.

Фестивали, подобные московскому и петербургскому, проводятся во многих городах мира. Самые известные из них проходят в Берлине, Эйндховене, Лионе

и Сиднее. В этом ряду стоит выделить эйндховенский GLOW как самый интересный с точки зрения технологий. Нидерландский Эйндховен известен тем, что в конце XIX века здесь был основан завод по выпуску электрических лампочек, с которого начинается история корпорации Philips. Компания и сейчас имеет производственные мощности в городе. Кроме того, в нём появились новые высокотехнологичные предприятия, которые специально для фестиваля поставляют свои разработки. В итоге на шоу в Эйндховене представлены самые необычные инсталляции. В рамках направления фестиваля GLOW-Next можно увидеть проекты, которые демонстрируются впервые. Например, это светодиодная панель, в которой лампочки загорались при попадании на них воды. Посетители шоу рисовали водой (подходил любой мокрый предмет), и под рисунками появлялся свет, который гас по мере высыхания панели, так что можно было начинать рисовать заново.

Несколько в стороне от описанных шоу стоит Харбинский фестиваль снега и льда, который всё же является не менее красочным и потрясающим действом. Выстроены скульптуры – а это целые здания, которые образуют снежно-ледяные города, – подсвечиваются разноцветными огнями. В итоге праздник света и цвета получается не менее великолепным, чем во время 3D-шоу.

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ КЛЮЧЕВЫХ ПЕРСОН ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ

январь

чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт
			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										

февраль

сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	сб	вс	пн	вт	ср	чт	пт	
					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											

1 января

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



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

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

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

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

Дерипаска Олег Владимирович
1968 г.
предприниматель

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

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

3 января

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

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

4 января



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

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

5 января

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



Шаскольский Максим Алексеевич
1975 г.
руководитель Федеральной антимонопольной службы

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

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

8 января



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

10 января



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

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

12 января

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

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

20 января

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

22 января

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

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

24 января



Гурылёв Олег Юрьевич
1963 г.
директор Калининградской ТЭЦ-2 – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

26 января



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

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

29 января

Рябов Дмитрий Владиславович
1967 г.
генеральный директор АО «ТЭК Мосэнерго»

30 января



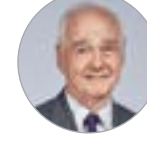
Шашмулин Михаил Вадимович
1959 г.
генеральный директор АО «Восточная энергетическая компания»

31 января



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

1 февраля



Ольховский Гургун Гургенович
1933 г.
президент ОАО «Всероссийский тепло-технический научно-исследовательский институт»

2 февраля

Велихов Евгений Павлович
1935 г.
почётный президент ФГБУ «Национальный исследовательский центр «Курчатовский институт»

3 февраля

Каменских Иван Михайлович
1946 г.
первый заместитель генерального директора – директор по специальным проектам ГК «Росатом»

Карапетян Станислав Сейранович
1977 г.
генеральный директор ООО «Интертехэлектро – Новая генерация»

Кашеваров Андрей Борисович
1961 г.
заместитель руководителя ФАС России

Цышевская Елена Витальевна
1979 г.
начальник управления регулирования топливно-энергетического комплекса и химической промышленности ФАС России

4 февраля

Володин Вячеслав Викторович
1964 г.
председатель Государственной Думы РФ

7 февраля

Галиуллин Радик Завитович
1964 г.
директор Казанской ТЭЦ-2 – филиала АО «Татэнерго»

9 февраля

Милотворский Владимир Эвальдович
1964 г.
генеральный директор, председатель правления ПАО «Магадан-энерго»

10 февраля

Бакурин Сергей Фёдорович
1967 г.
директор Шатурской ГРЭС – филиала ПАО «Юнипро»



Савельев Олег Юрьевич
1976 г.
генеральный директор ООО «МосОблЕИРЦ»

Чуваев Александр Анатольевич
1960 г.
глава дивизиона «Россия» корпорации Fortum, генеральный директор ПАО «Фортум»

11 февраля

Булавин Владимир Иванович
1953 г.
руководитель Федеральной таможенной службы

Шаронов Андрей Владимирович
1964 г.
генеральный директор «Национального ESG-Альянса»

12 февраля

Геккиев Заур Далхатович
1961 г.
член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

13 февраля

Владимиров Виктор Николаевич
1956 г.
директор Канской ТЭЦ Красноярского филиала ООО «СГК»

Ярин Андрей Вениаминович
1970 г.
начальник Управления Президента РФ по внутренней политике

14 февраля

Шубин Олег Никандрович
1959 г.
первый заместитель генерального директора – директор дирекции по ядерному оружейному комплексу ГК «Росатом»

15 февраля

Дережков Андрей Владимирович
1968 г.
директор Каскада Верхневолжских ГЭС – филиала ПАО «РусГидро»



Человечкин Максим Юрьевич
1969 г.
директор Гусиноозёрской ГРЭС – филиала АО «Интер РАО – Электрогенерация»

16 февраля

Гладких Борис Михайлович
1983 г.
член Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

17 февраля

Вайно Антон Эдуардович
1972 г.
руководитель Администрации Президента РФ



Рогалёв Николай Дмитриевич
1962 г.
ректор НИУ «Московский энергетический институт»

18 февраля

Рукша Вячеслав Владимирович
1954 г.
заместитель генерального директора – директор дирекции Северного морского пути ГК «Росатом»

Уваров Алексей Константинович
1975 г.
заместитель руководителя аппарата Правительства РФ

18 февраля

Полочанский Владислав Иосифович
1973 г.
генеральный директор АО «ТГК-11»

19 февраля

Ливинский Павел Анатольевич
1980 г.
директор департамента энергетики аппарата Правительства РФ

20 февраля

Рудской Андрей Иванович
1957 г.
ректор Санкт-Петербургского государственного технического университета Петра Великого (СПбГПУ)

20 февраля

Новиков Сергей Геннадьевич
1962 г.
статс-секретарь – заместитель генерального директора по обеспечению государственных полномочий и бюджетного процесса ГК «Росатом»

21 февраля



Филатов Дмитрий Александрович
1968 г.
член правления – руководитель дивизиона «Снабжение» ПАО «Интер РАО», генеральный директор ООО «Интер РАО – Центр управления закупками»

22 февраля

Яновский Анатолий Борисович
1957 г.
помощник руководителя Администрации Президента РФ

23 февраля

Мантуров Денис Валентинович
1969 г.
министр промышленности и торговли РФ

27 февраля

Шафраник Юрий Константинович
1952 г.
председатель совета Союза нефтегазопромышленников России

Входящая в Группу «Интер РАО» Башкирская генерирующая компания 7 декабря запустила модернизированный энергоблок № 3 Кармановской ГРЭС



коммуникационная группа
MEDIALINE



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
ШТОКМАН

РОССЕТИ
МОСКОВСКИЙ
РЕГИОН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
PERETOK.RU

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