

Уголь под ударом.
Как на сектор влияют
экологизация
и коронавирус

15

Фёдор ОПАДЧИЙ –
о том, как
энергорынок прошёл
проверку пандемией

20

Эксперт-клуб.
Углеродный налог
в ЕС: опасности
и перспективы

24

ЭНЕРГИЯ БЕЗ ГРАНИЦ

журнал об энергетике России

№ 4 (63) октябрь 2020

ИНТЕР  РАОЕЭС

Стратегия роста

«Интер РАО» представило новую стратегию развития до 2030 года.

В ближайшие 10 лет компания серьёзно расширит энергобизнес в России, сфокусируется на новых технологиях и будет осваивать смежные сектора энергетики

Стр. 8



ПЕРЕТОК.РУ

ПРЕДСТАВЛЯЕТ

СЕЗОН ОХОТЫ ЗА ГОЛОВАМИ ОТКРЫТ!

1000
энергичных
человек
ежедневно

Годовой
абонемент
на поиск
лучших

Удержание
в топе
результатов
поиска

Брендирование
страниц

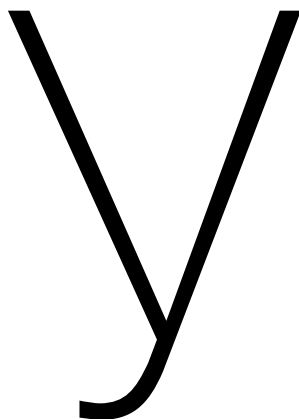
Портрет
компаний
и её
вакансий

раздел
**ВАКАНСИИ
В ЭНЕРГЕТИКЕ**
на сайте peretok.ru

ПОДРОБНОСТИ:

Тел.: +7 (495) 640-08-38/39, доб. 115,
e-mail: e_bryleva@mlgr.ru

Уважаемые читатели!



вас в руках очередной, осенний номер журнала «Энергия без границ». Ключевой темой этого номера стала стратегия «Интер РАО», сформулированная компанией на пороге нового инвестиционного цикла. На фоне COVID-19 холдинг в конце сентября предпочёл провести презентацию в новом для себя онлайн-формате. Из главного материала выпуска и рубрики «Инфографика» вы узнаете, с какими результатами компания подошла к настоящему моменту и за счёт чего она намерена в ближайшее десятилетие более чем в два раза увеличить выручку, прибыль и EBITDA. На рынке стратегию называют программой агрессивного роста, но ждут новостей прежде всего о конкретных сделках M&A, способных повысить капитализацию «Интер РАО».

Уже третий номер нашего журнала не может обойтись без темы коронавируса. О ситуации в ЕЭС и об особенностях работы энергосистемы в период пандемии в рубрике «Интервью» мы поговорили с заместителем председателя правления «Системного оператора ЕЭС» Фёдором ОПАДЧИМ. В рубрике «Эксперт-клуб» Минэнерго, Институт проблем естественных монополий и потребители рассказали о своём видении ситуации в связи с грядущим введением в Евросоюзе трансграничного углеродного регулирования, угрожающего конкурентоспособности отечественных экспортёров. Примечательно, что один из постоянных участников «Эксперт-клуба» – ИПЕМ – является одним из прямых переговорщиков с ЕС.

Надеемся, небезынтересным окажется материал о перспективах угольной генерации, сильнее других страдающей от падения спроса в период пандемии. Как и всегда, в свежем номере вы найдёте актуальные новости, независимые комментарии и другую полезную информацию.

Не болейте! Приятного чтения!

4

10 Инфографика

«Интер РАО»: достижения и планы развития.

15 Генерация

Уголь под ударом

2020 год может оказаться переломным для мировой угольной энергетики. Рассмотрим, как экологизация и коронавирусное снижение спроса отражаются на самом «традиционном» секторе генерации.

20

4 Новости

6 Энергетика в мире

8 Тема номера

Стратегия роста

«Интер РАО» представило новую стратегию группы до 2025 года с перспективой до 2030 года. В ближайшие годы компания серьёзно расширит энергобизнес в России, сфокусируется на новых технологиях и будет осваивать смежные сектора.



20 Интервью

Фёдор ОПАДЧИЙ: «И модель энергорынка, и его инфраструктура прошли проверку пандемией»

О том, как ЕЭС России преодолела вызванные пандемией, в том числе и нетипичные для отрасли, проблемы, читайте в интервью с заместителем председателя правления АО «СО ЕЭС» Фёдором ОПАДЧИМ.

15





24

24 Эксперт-клуб

Углеродный налог в ЕС: опасности и перспективы

Евросоюз объявил новым курсом «Зеленую сделку» и планирует введение трансграничного углеродного налога (ТУР) на ввозимую на территорию ЕС продукцию. Возникающие в связи с этим риски мы попросили прокомментировать экспертов отрасли.



28

28 История энергетики

Свет над Союзом

Мы продолжаем цикл материалов об истории отечественной электроэнергетики, приуроченный к 100-летию ГОЭЛРО. В период 1960-х – начала 1980-х годов отрасль продолжила наращивать мощности и развивать технологическую базу. Именно к этому периоду относятся основные работы по созданию и расширению ЕЭС страны.



36

31 NB

Заряд здоровья

Использование электричества в медицине от древности до наших дней.

34 Календарь дней рождения

ключевых лиц ТЭК России в октябре – ноябре.

36 Фото номера

Работы по подготовке первого энергоблока Белорусской АЭС к предстоящему пуску вышли на финишную прямую.



Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 4 (63) октябрь 2020

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@interrao.ru

Главный редактор:
Владимир Александрович КНЯЗЕВ
Шеф-редактор:
Александр КЛЕНИН

Редакционный совет ПАО «Интер РАО»:
Александра ПАНИНА, член правления –
врио руководителя блока трейдинга
Павел ОКЛЕЙ, член правления – руководитель
блока производственной деятельности
Сергей ПИКИН, директор Фонда энергетического
развития
Лариса СИЛКИНА, заместитель главы
представительства Electricité de France в России
Юрий ШАРОВ, член правления – руководитель
блока инжиниринга

коммуникационная группа
MEDIALINE



12+

105082, г. Москва, Большая Почтовая ул.,
д. 43-45, стр. 3
Тел.: +7 (495) 640-08-38; 640-08-39
www.mlgr.ru
E-mail: info@mlgr.ru
Генеральный директор: Лариса РУДАКОВА

Фото: пресс-служба компаний Группы «Интер РАО»,
Shutterstock, Alamy/Legion-Media, РИА «Новости»,
ТАСС

Материалы, набранные курсивом, публикуются
на правах рекламы

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 типографии «МедиаКолор»
Адрес типографии:
127273, г. Москва, Сигнальный пр-д,
д. 19, стр. 1
Цена свободная

706

млрд кВт•ч составило производство электроэнергии в России в январе – августе 2020 года, сократившись на 3,6% к аналогичному периоду прошлого года, следует из материалов Росстата.

381

млрд рублей планируют направить «Россети» на установку и модернизацию 18,1 млн интеллектуальных приборов учёта потребления электроэнергии до 2030 года в 68 регионах России.

Сбыты против льгот для ЦОДов

Ассоциация гарантирующих поставщиков (ГП) и энергосбытовых компаний (ЭСК) выступила против проекта постановления правительства о предоставлении операторам центров обработки данных (ЦОДов) льготного доступа на рынок электроэнергии в РФ.

В письме ассоциации первому зампреда Комитета Госдумы по энергетике Валерию СЕЛЕЗНЁВУ отмечается, что предложения, изложенные в проекте, противоречат

законам РФ об электроэнергетике и защите конкуренции, а их реализация вызовет рост перекрёстного субсидирования на рынке и конечной цены на электроэнергию для других потребителей.

Снижение затрат на энергоснабжение ЦОДов может осуществляться за счёт имеющихся и дополнительных возможностей, не связанных с предоставлением ценовых льгот на рынках электроэнергии, отмечают энер-

госбыты. В числе таких возможностей ассоциация называет выбор оптимальных мест расположения центров с учётом стоимости техприсоединения и минимизации оплаты потерь электроэнергии при её передаче, применение современных энергосберегающих технологий, оптимизацию суточного графика потребления и, исходя из него, выбора подходящей ценовой категории при расчётах с энергоснабжающими организациями.



Walenod / Shutterstock.com

Проверка на энергонезависимость

Вторые масштабные натурные испытания подтвердили возможность функционирования Калининградской энергосистемы в изолированном режиме.

Испытания проходили при дневном потреблении 19 сентября с 9:00 до 17:00 местного времени. На 20:00 были разомкнуты все транзитные связи с Литвой по линиям 110 кВ и 330 кВ. Максимальная величина потребления мощности в Калининградской энергосистеме составила 486 МВт.

В ходе испытаний уровни напряжения в контрольных пунктах и на

шинах 330 кВ всех объектов электроэнергетики энергосистемы региона находились в допустимых диапазонах. Газотурбинными установками Маяковской, Талаховской и Прегольской ТЭС последовательно осуществлялось автоматическое регулирование частоты в Калининградской энергосистеме при изолированном режиме работы.

Все мероприятия прошли в плановом режиме с сохранением бесперебойного электроснабжения потребителей региона.

Газовый вектор

«Т Плюс» начала перевод основных энергоисточников Воркуты с угля и мазута на газ. В сентябре газ в качестве основного топлива начала использовать Воркутинская центральная водогрейная котельная. Стоимость проекта составила 248,3 млн рублей (без НДС).

Поскольку Воркутинская ЦВК находится в черте города, её перевод на газ благоприятно повлияет на экологическую обстановку. Кроме того, повысится качество теплоснабжения потребителей за счёт выравнивания гидравлического режима в тепловых сетях.

Вторым этапом газификации энергетики Воркуты станет перевод на газ угольной Воркутинской ТЭЦ-2. Работы на ней близятся к завершению. Угольную Воркутинскую ТЭЦ-1 после завершения газификации основных энергоисточников города планируется вывести в резерв.



до 69,529

млрд рублей (на 200 млн рублей) снизились в августе суммарные долги потребителей оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ).

Розничный выбор

Оптовый энергорынок теряет привлекательность для генерирующих компаний. С 2015 года в розничный сегмент ушли 49 электростанций суммарной установленной мощностью 1,25 ГВт, сообщили в «Совете рынка». По правилам с опта на розницу могут перейти станции мощностью не более 25 МВт, а крупным объектам это запрещено. Как отмечают в «Совете рынка», переход происходит по экономическим причинам, поскольку условия работы на розничном рынке для некоторых станций оказываются более привлекательными.

При переходе на розницу ТЭС может вчетверо увеличить доход, отмечают эксперты, а прямой покупатель – сэкономить до 10% от стоимости электроэнергии. Отстаивать уход генерации могут только специальные ограничения, говорят участники рынка.



Проект в приоритете

«Татэнерго» приступило к строительству новой парогазовой установки (ПГУ) мощностью 850 МВт на Заинской ГРЭС. По данным компании, ввод установки позволит снизить стоимость электроэнергии для потребителей первой ценовой зоны оптового рынка за счёт увеличения предложения дешёвой энергии на рынке, сокращение выбросов снизит риски предприятий-экспортёров в части пограничного углеродного налога.

«После ввода годовой объём выработки на ПГУ составит 6,3 млрд кВт·ч с удельным расходом топлива менее 200 г на 1 кВт·ч и коэффициентом использования установленной мощности более 85%», – сообщает пресс-служба энергокомпании.

«Данный проект будет у нас в приоритете. Мы ждём эту станцию, она будет давать 7 млрд рублей в год снижения стоимости в первой зоне», – подчеркнул президент Татарстана Рустам МИННИХАНОВ.

ДПМ-2 ждёт турбины

Научно-производственное объединение «Элсиб» изготовит девять турбогенераторов в рамках федеральной программы модернизации ТЭС (ДПМ-2), сообщил журналистам гендиректор «Элсиба» Дмитрий БЕЗМЕЛЬНИЦЫН.

«По программе ДПМ-2 уже сегодня нами законтрактовано девять турбогенераторов, часть из них находится в производстве, это турбогенератор для Томь-Усинской ГРЭС, Ново-Салаватской ТЭЦ, Пермской ТЭЦ-9 и других станций», – сказал г-н БЕЗМЕЛЬНИЦЫН.

Топ-менеджер добавил, что в сентябре «Элсиб» заключил контракт с ТД «Евросибэнерго» на поставку трёх турбогенераторов на Иркутскую ТЭЦ-10, в 2021 году планирует заключить контракты на изготовление ещё 10–15 машин. По его словам, программа ДПМ-2 даст импульс развитию энергомашиностроения, электромашиностроения страны и сопряженным с ними отраслям. Благодаря этим заказам удастся загрузить мощности и увеличить ресурс для вложений в материальную часть и в человеческий капитал.



Кирилл КУХМАРЬ / ТАСС

Директором Саяно-Шушенской ГЭС назначен Андрей ВИДМАН

Валерий КЯРИ, возглавлявший Саяно-Шушенскую ГЭС «Русгидро» с 2009 года, покинул пост директора крупнейшей в России ГЭС, выйдя на пенсию. Председатель правления «Русгидро» Николай ШУЛЬГИНОВ представил трудовому коллективу нового руководителя СШГЭС – им стал Андрей ВИДМАН, с 2018 года возглавлявший Саяно-Шушенский филиал АО «Гидроремонт-ВКК».

Как отметил г-н ШУЛЬГИНОВ, Андрей ВИДМАН имеет большой опыт работы в электроэнергетической отрасли, в том числе

на руководящих должностях. Значительная часть его трудовой деятельности связана с Саяно-Шушенской ГЭС: в 2009–2013 годах в должности заместителя директора по капитальному строительству – руководителя дирекции по капитальному строительству станции он вёл проект восстановления ГЭС. Под его руководством было завершено строительство

берегового водосброса Саяно-Шушенской ГЭС – объект был успешно сдан в эксплуатацию в 2011 году.



С 2018 года Андрей ВИДМАН возглавил Саяно-Шушенский филиал АО «Гидроремонт-ВКК». В этот период филиал реализовывал проекты по ремонту и реконструкции оборудования, зданий и сооружений не только Саяно-Шушенской и Майнской ГЭС, но и Новосибирской ГЭС.

2 Против ветра



На местном референдуме в Западной Швеции более половины жителей муниципалитета Малунг-Селен – 52,5% – проголосовали против строительства в их районе ветроэлектростанции с 30 ветровыми турбинами. Шведы не захотели видеть над своими головами крутящиеся ветряки, и мнение «зелёных» по этому вопросу их совершенно не заботит.

Явка участников голосования составила 58,7%. «Для муниципального волеизъявления в Швеции это довольно большая явка. Тем более что в ближайших к запланированной ветроэлектростанции жилых районах она достигла 76,3%», – поделился координатор референдума Матс ГУСТАФССОН.



1 Радикальные перемены

Нефтяной гигант BP отчитался о рекордных убытках за второй квартал текущего года, составивших \$16 млрд. Для сравнения: прибыль компании за весь прошлый год не дотянула и до \$5 млрд.

Одновременно компания презентовала обновлённую стратегию, предполагающую среди прочего сокращение добычи нефти и газа более чем на 40% к 2030 году, строительство и покупку 50 ГВт возобновляемых мощностей и нулевой объём вредных выбросов к 2050 году.

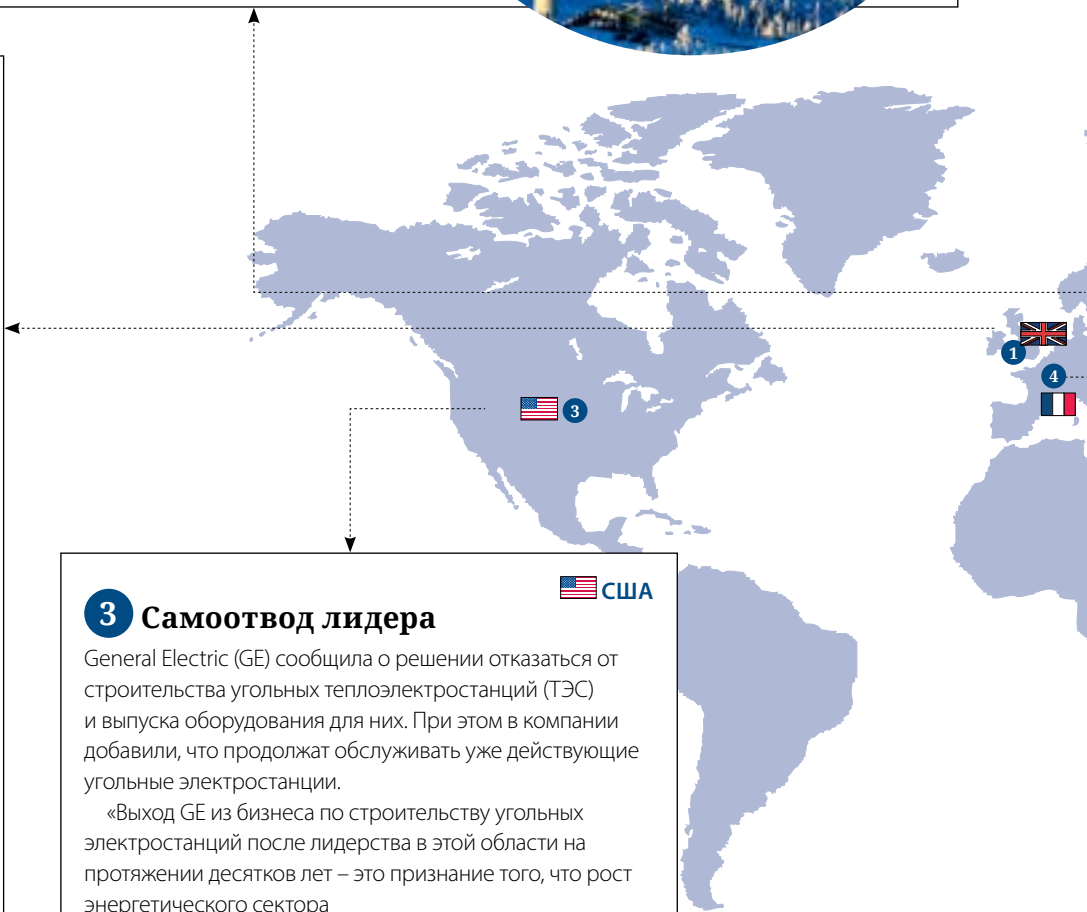
Если представленная стратегия будет реализована, одна из старейших и крупнейших нефтедобывающих компаний на планете в своём нынешнем виде перестанет существовать.

3 Самоотвод лидера



General Electric (GE) сообщила о решении отказаться от строительства угольных теплоэлектростанций (ТЭС) и выпуска оборудования для них. При этом в компании добавили, что продолжат обслуживать уже действующие угольные электростанции.

«Выход GE из бизнеса по строительству угольных электростанций после лидерства в этой области на протяжении десятков лет – это признание того, что рост энергетического сектора больше не будет происходить за счёт угля», – прокомментировала агентство Reuters решение компании финансовый аналитик Института энергетической экономики и финансового анализа (IEEFA) Кэти ХИППЛ.



4 Термоядерная мозаика

🇫🇷 **ФРАНЦИЯ**

Учёные начали сборку первого термоядерного реактора спустя 14 лет после начала подготовки строительной площадки на юге Франции. Компоненты для Международного термоядерного экспериментального реактора (ITER) сюда доставляли из самых разных уголков земли. В нём почти один миллион деталей, именно поэтому устройство и называют самой большой мозаикой. Пуск и начало экспериментов запланированы на декабрь 2025 года.

Цель ITER – демонстрация возможностей коммерческого использования реактора и решение физических и технологических проблем, которые могут встретиться на этом пути. «Термоядерный синтез позволяет создавать чистую энергию без выбросов углеродов», – констатируется в протоколе партнёров по проекту. В нём участвует 27 стран ЕС, Россия, Казахстан, Китай, Индия, Великобритания, Япония, США, Южная Корея и Швейцария.



Rob CRANDALL / Shutterstock.com

5 У «Интер РАО» новый партнёр

🇬🇪 **ГРУЗИЯ**

Грузинская «Бест энерджи групп» выкупила на аукционе за \$10,5 млн у государственного «Партнёрского фонда» страны 24,5% акций тбилисской энергораспределительной компании «Теласи», контрольный пакет в которой – 75,1% – принадлежит российской «Интер РАО».

«Теласи» – одна из крупнейших сетевых компаний Грузии. Она осуществляет распределение и сбыт электроэнергии в Тбилиси, являясь поставщиком электроэнергии более чем для 600 тысяч потребителей. В прошлом году доход компании составил 14 млн лари – примерно \$4,6 млн.



6 Угольное импортозамещение

🇮🇳 **ИНДИЯ**

Индия планирует резко сократить импорт энергетического угля, чтобы снизить валютные расходы и создать новые рабочие места за счёт развития действующих шахт и ввода в строй новых.

Как сообщает CNBC со ссылкой на заявления высокопоставленных индийских чиновников, по их расчётам, увеличение внутренней добычи угля поможет улучшить экономику центральных индийских штатов, где расположено большинство угольных шахт.

В планах премьер-министра Индии Нарендры МОДИ – превращение страны, обладающей четвёртыми по величине запасами угля в мире, в нетто-экспортёра этого ископаемого топлива.



ALAMY / Legion-Media

7 Движение к нулю

🇨🇳 **КИТАЙ**

Председатель КНР Си Цзиньпин удивил весь мир, сообщив Генассамблее ООН, что Китай намерен добиться нулевого уровня выбросов к 2060 году.

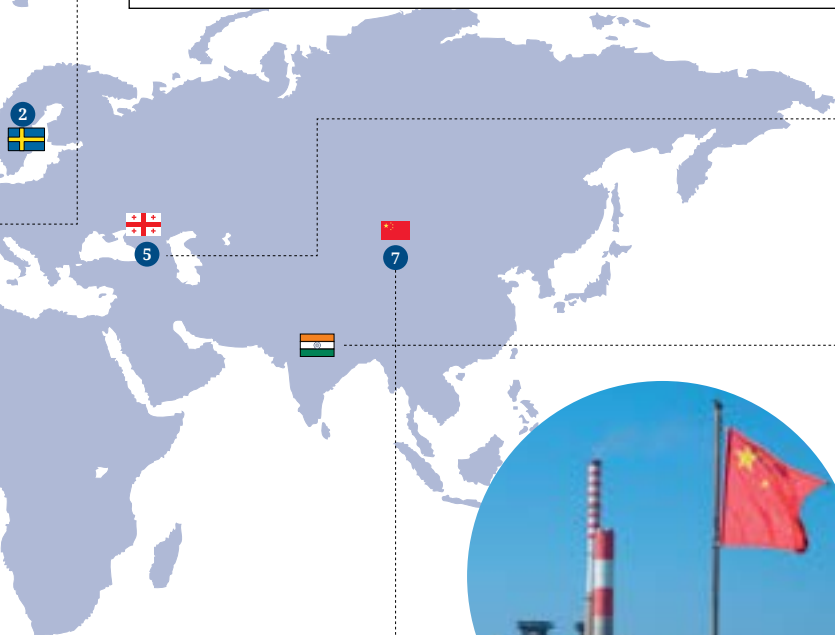
Впрочем, дорожной карты пока нет. План на 2021–2025 годы, в котором, как ожидается, будут представлены первоочередные меры по сокращению использования «грязных» технологий, чиновники из Поднебесной обнародуют только в марте следующего года.

Эксперты опасаются, что, ставя цель на 40 лет вперёд, Пекин может отложить принятие краткосрочных решений в надежде на то, что будущие технологические прорывы обеспечат более быстрое сокращение выбросов позднее, пишет Financial Times.

Согласно оценкам Sanford C. Bernstein & Co., для достижения поставленных целей Пекину потребуется инвестировать в общей сложности \$5,5 трлн, сократив долю ископаемого топлива в структуре генерации до 25% с нынешних 85% и нивелируя часть выбросов технологиями улавливания CO₂.



Zarko PRUSAC / Shutterstock.com



8 | Стратегия роста



Александра
БЕЛКИНА

В ближайшие десять лет «Интер РАО» серьезно расширит энергобизнес в России, сфокусируется на новых технологиях и будет осваивать смежные сектора.

Завершив первый большой инвестиционный цикл в истории современной российской энергетики (программа ДПМ), «Интер РАО» в конце сентября представило новую стратегию Группы до 2025 года с перспективой до 2030 года. За предыдущие десять лет компания совершила впечатляющий рывок. История, начинавшаяся с экспортно-импортного подразделения РАО «ЕЭС России», превратила Группу в четвертого по объему производства тепла и электроэнергии генератора страны и лидера сбытового рынка, продающего вдвое больше ближайших конкурентов. О стратегических планах «Интер РАО», прогнозных инвестициях в 1 трлн рублей и точках роста, которые позволят компании в течение десяти лет увеличить выручку

и чистую прибыль более чем в два раза, читайте в материале «Энергии без границ».

Пандемия коронавируса, случившаяся в этом году, отразилась на расписании работы большинства компаний в мире. «Интер РАО» не стало исключением – презентуя в конце сентября новую стратегию компании, утвержденную Советом директоров в июле, Группа вынуждена была осваивать новые форматы работы с представителями рынка. Для проведения значимого мероприятия «Интер РАО» создало специальный сайт, где желающие могли задавать менеджменту вопросы, а сама презентация транслировалась на сайте мероприятия.

ДОСТИЖЕНИЯ ПРОШЕДШЕЙ ДЕКАДЫ (ПУТЬ К ЛИДИРУЮЩИМ ПОЗИЦИЯМ)

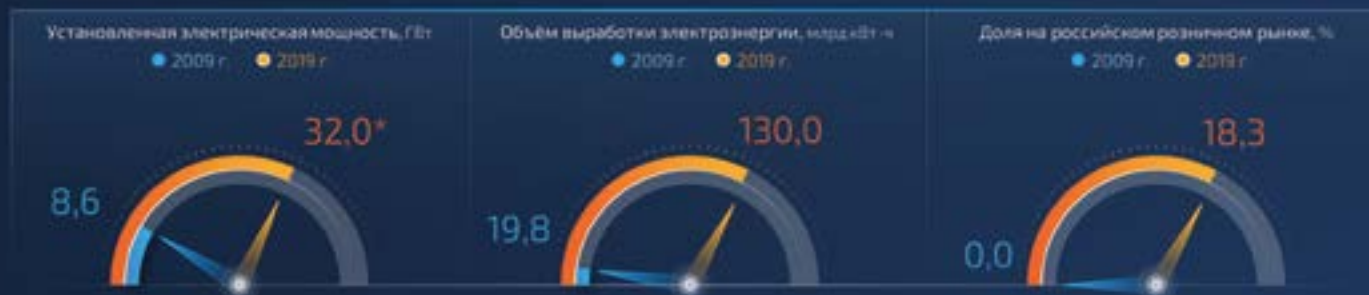
Существенную часть презентации стратегии занял анализ текущих позиций компании, отталкиваясь от них, менеджмент «Интер РАО» формировал видение будущего Группы.

За последние десять лет (2009–2019 годы) установленная мощность электростанций компании увеличилась почти в четыре раза, до 32 ГВт, ежегодный объем выработки электроэнергии – в 6,5 раза, до 130 млрд кВт·ч. В прошлом году «Интер РАО» произвело 11,2% всей электроэнергии в стране, а также 3% тепловой энергии (40 млн Гкал) – по объему выработки тепла и энергии Группа стала четвертой в России. При этом сейчас компания является лидером сбытового сектора, где занимает 18,3%, продав в прошлом году 198 млрд кВт·ч (у ближайшего конкурента – «ТНС Энерго» – 64 млрд кВт·ч), тогда как десять лет назад объем реализации был практически нулевым. Кроме того, на долю «Интер РАО» приходится почти весь объем международного трейдинга (99,9%), рассказал член правления, руководитель финансово-экономического центра «Интер РАО» Евгений МИРОШНИЧЕНКО.

РАЗВИТИЕ ГРУППЫ «ИНТЕР РАО» В 2009-2019 ГГ.



КОМПАНИЯ ВЫПОЛНИЛА СТРАТЕГИЧЕСКИЕ ЗАДАЧИ, ПОСТАВЛЕННЫЕ МЕНЕДЖМЕНТУ В 2014 ГОДУ



* С учётом завершения сделки по продаже Экибастузской ГРЭС-2.



В текущих реалиях компания намерена расти прежде всего на российском рынке. Группа сохраняет ограниченный интерес к зарубежным рынкам, но заграничные покупки не являются ближайшим приоритетом

Не менее впечатляющие финансовые результаты представил рынку член правления, руководитель блока стратегии и инвестиций компании Алексей МАСЛОВ. За десятилетие капитализация компании выросла в 7,2 раза – с 74,3 млрд рублей до почти 610 млрд, второй результат в секторе продемонстрировали «Россети» и ФСК: их капитализация за тот же период увеличилась в 3,4 раза. С 2009 года выручка «Интер РАО» выросла в 15 раз, превысив 1 трлн рублей, EBITDA – в 13 раз, до 142 млрд рублей. Эффективность Группы (EBITDA margin – отношение EBITDA к выручке) выросла с 7,6% в 2014 году до 13,7% в прошлом, производительность труда за тот же период – в 3,24 раза: теперь на каждого сотрудника компании приходится 2,9 млн рублей EBITDA в год.

Одной из ключевых точек роста в прошлой декаде для «Интер РАО» стала общероссийская программа строительства новых ТЭС для обновления мощностей Единой энергосистемы (ЕЭС) России. При расформировании РАО «ЕЭС России» во второй половине 2010-х новые собственники обязывались построить электростанции под гарантии их оплаты за счёт средств ОРЭМ. При общем объёме программы в 30 ГВт на долю «Интер РАО» пришлось 6,1 ГВт; всего за десять лет было

построено 7,3 ГВт новой генерации, в которые Группа инвестировала 539 млрд рублей. Эти вложения стали одним из факторов роста EBITDA.

Строительство ТЭС позволило энергетикам постепенно выводить из эксплуатации морально устаревшие и экономически неэффективные мощности. В 2009–2020 годах под вывод попали 4,7 ГВт мощностей «Интер РАО», речь идёт прежде всего об угольных блоках. Оптимизация генактивов позволяет параллельно решать и экологические задачи, что немаловажно для Группы, которая в прошлом году стала добровольным членом Глобального договора ООН в области устойчивого развития (ESG). За последние пять лет потребление топлива в пересчёте на 1 кВт·ч выработки у «Интер РАО» сократилось на 6% (с 316 г в 2014 году до 295 г в 2019 году, что является одним из самых низких показателей в отрасли), суммарные выбросы CO₂ – на 15% (до 78,9 млн тонн CO₂-эквивалента). К 2030 году компания обещает снизить удельные топливные расходы ещё на 7% относительно уровня 2019 года.

С ОРИЕНТАЦИЕЙ НА ВНУТРЕННИЙ РЫНОК

В ближайшие десять лет «Интер РАО» планирует расширить бизнес более чем в два раза:

к 2030 году выручка и EBITDA должны вырасти в 2,3 раза. При этом суммарные инвестиции Группы составят до 1 трлн рублей – по 500 млрд в течение двух пятилеток. Это как идеи, так и более проработанные проекты, а не цифры «с потолка», подчёркивает менеджмент «Интер РАО».

В текущих реалиях компания намерена расти прежде всего на российском рынке. Группа сохраняет сдержанный интерес к зарубежным рынкам, но заграничные покупки не являются ближайшим приоритетом, пока важнее сохранить стабильность функционирования имеющихся активов с учётом геополитической напряжённости между РФ и странами Запада.

«Интер РАО», увеличившее в прошлом году продажи за границу на 15,7%, до 19,3 млрд кВт·ч, в предстоящей декаде планирует ежегодно экспортировать не менее 10 млрд кВт·ч с рентабельностью около 9% и маржинальной прибылью от 7 млрд рублей в год, сообщил Алексей МАСЛОВ. На экспортных планах компании сказывается не только геополитическая обстановка, но и коронавирусные проблемы: в первом полугодии экспорт электроэнергии из РФ просел на 45,7%, до 5,3 млрд кВт·ч, из-за общего падения потребления на фоне COVID-19. Для сохранения и закрепления существующих позиций на внешних рынках компания ведёт переговоры в Прибалтике и Грузии, обсуждает улучшение технической базы поставок в Финляндию и намерена активно развивать сотрудничество в рамках ЕАЭС.

Группа сохраняет сдержанный интерес к проектам за рубежом и готова их рассматривать при соблюдении главного условия – экономической эффективности инвестиций. Компания смотрит в сторону ряда потенциальных greenfield- и brownfield-проектов в Турции, сообщил руководитель блока стратегии и инвестиций «Интер РАО». Он также напомнил, что Группа ведёт работу в Латинской Америке и Юго-Восточной Азии, особенно по проектам, где присутствует российское финансирование. Экспортно ориентированный проект угольной Еркевецкой ТЭС на Дальнем Востоке будет реализован только при подтверждении Китаем покупки всей электроэнергии, которую будет производить станция.

«Наша специализированная компания «Интер РАО – Экспорт» имеет существенный штат и все необходимые компетенции для того, чтобы реализовать проекты любой сложности в этой сфере», – отметил г-н МАСЛОВ.

«Интер РАО»: планы

ВНЕШНЕТОРГОВАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

≥ 10 млрд кВт·ч –
объём внешнеторговых операций 2030 г.

≥ 7 млрд руб. –
маржинальная прибыль 2030 г.

~ 9% –
рентабельность по маржинальной прибыли 2030 г.

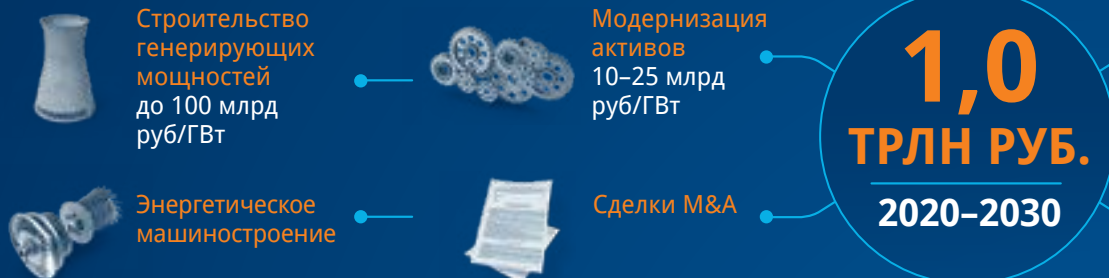
МЕЖДУНАРОДНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ

28 млрд руб. –
выручка к 2030 г.

~ 6 млрд руб. –
EBITDA к 2030 г.

~ 20% –
EBITDA Margin к 2030 г.

ОБЪЁМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАКОПЛЕННОГО



ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ И ТЕПЛОВОЙ БИЗНЕС



Итоги КОММод 2022–2025 гг.

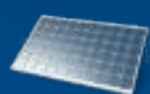


Прогноз КОММод 2026–2030 гг.

До 4,8 ГВт –
ожидаемый объём мощности в рамках отбора в 2020–2025 гг., в том числе до 1,5 ГВт ТЭЦ

развития до 2030 года

ИНВЕСТИЦИОННОГО РЕСУРСА



Возобновляемые
источники энергии
до 100 млрд
руб/ГВт



Установка
интеллектуальных
систем учёта
~ 10 тыс. руб. / точка
учёта*



Инновационные
цифровые
платформенные
решения и сервисы



Прочие активы
в рамках
перспективных бизнес-
направлений

* С учётом создания необходимых информационных систем и инфраструктуры.

РОЗНИЧНЫЙ БИЗНЕС

x 1,6 –
рост TD EBITDA
млрд руб.



x 1,7 –
рост ВЫРУЧКИ
млрд руб.



~ 20% – доля на российском розничном рынке в 2030 г.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ

Количество законтрактованных
газовых турбин собственных/
совместных предприятий
с требуемым уровнем
локализации



Уровень требуемой
локализации газовых турбин
собственного производства

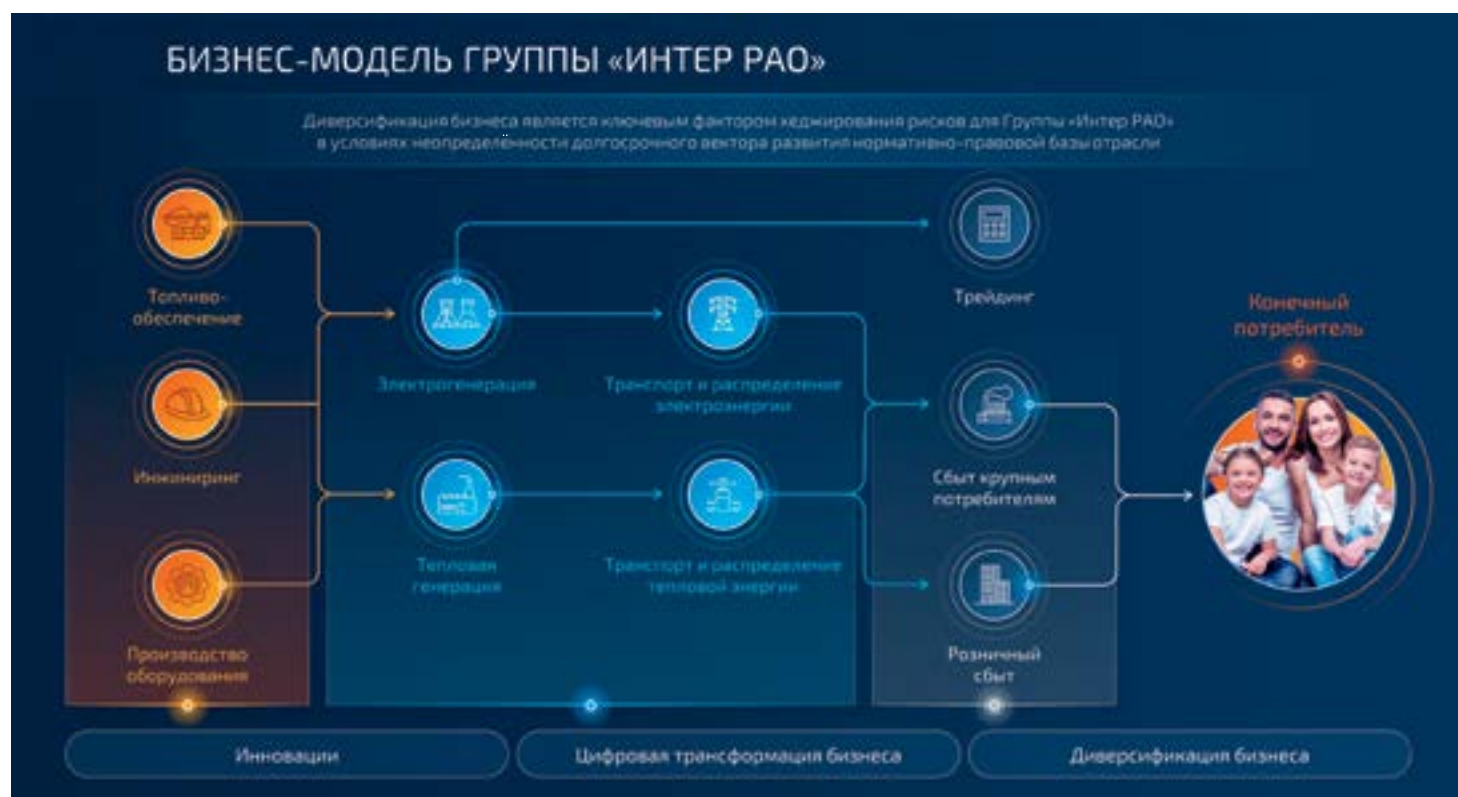


ИНЖИНИРИНГ И РЕМОНТНО-СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

30–40 млрд руб. –
возможные среднегодовые капитальные
затраты Группы в год с учётом программы
КОММод и нового строительства

15–20 млрд
руб. – прогнозный объём
ремонтной программы
генерирующих активов
Группы в год

≥ 5% –
EBITDA Margin
внешних
заказов



К концу 2020-х годов основной вклад в EBITDA «Интер РАО» будут давать отечественная генерация (60–70%) и сбыт – 15–20%. Ключевыми драйверами роста стоимости компании в стратегии называются модернизация ТЭС в рамках федеральной программы, индивидуальные проекты энергоснабжения в интересах промпотребителей или регионов, а также экономически эффективная покупка активов в рамках сделок M&A.

Пока «Интер РАО» получило право модернизировать в 2022–2025 годах в рамках общероссийской программы 6,7 ГВт ТЭС, капзатраты оцениваются в 49,1 млрд рублей. Это позволит увеличить мощность на 382 МВт, снизить УРУТ на 6–23 г на 1 кВт·ч выработки и при доходности проектов (IRR) на уровне 13% получить 150 млрд рублей EBITDA в течение 16 лет действия договоров КОММод. На оставшихся конкурсных отборах компания рассчитывает получить право на обновление ещё до 4,8 ГВт, в том числе до 1,5 ГВт ТЭЦ. Сейчас стоимость строительства нового ПГУ-блока составляет до 100 тысяч рублей за 1 кВт, инвестиции в модернизацию – 10–25 тысяч рублей. Допуск парогазовых проектов увеличит цены на финальных отборах КОММод до 20–30 тысяч рублей за 1 кВт модернизируемой мощности, но это всё равно окажется существенно эффектив-

нее создания новых ТЭС, отмечают в «Интер РАО».

В рамках программы модернизации существенно вырастет нагрузка на инженеринговое подразделение «Интер РАО», в ближайшие десять лет оно будет работать преимущественно над внутренними проектами. Среднегодовые капзатраты инженерингового подразделения с учётом программы КОММод и нового строительства оцениваются в 30–40 млрд рублей, ещё 15–20 млрд рублей в год составляет прогнозный объём ежегодных ремонтных программ.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ГАЗОВЫХ ТУРБИН КАК ПУТЬ К ЭФФЕКТИВНОСТИ

С программой модернизации тесно увязан вопрос локализации в России производства газовых турбин. 10 сентября «Интер РАО» подписало с General Electric (GE) соглашение о передаче технологий производства и конструкторской документации по двум типам турбин мощностью до 88 МВт (6F.03, текущий уровень локализации в России – 55%) и до 210 МВт (GT13E2). Локализованные в рамках СП с GE («Русские газовые турбины» (РГТ), г. Рыбинск) не менее чем на 90%, газовые турбины будут готовы в 2025–2026 годах в рамках 719-го постановления правительства, сообщила компания в ходе презентации стратегии.

В рамках достигнутых договорённостей «Интер РАО» увеличило долю в СП с GE с 50 до 50,99%. До 2019 года «Интер РАО» владело 25% предприятия, созданного в 2011 году, ОДК «Ростеха» – 25%, ещё 50% принадлежало американской GE. Весной 2019 года «Интер РАО» увеличило долю в РГТ до 50% за счёт выкупа акций у ОДК. По условиям соглашения с GE, после разворачивания производства в середине десятилетия «Интер РАО» имеет право выкупить 49% в РГТ и самостоятельно продавать эти газовые турбины на ряд экспортных рынков. Помимо продажи самих машин «Интер РАО» намерено зарабатывать на их последующем сервисном обслуживании, а также заниматься дальнейшими разработками: соглашение с GE передаёт СП права в том числе на самостоятельное улучшение, модификацию проектирования и развитие локализуемого оборудования.

В 2021 году начнётся серийное производство первой и пока единственной полностью отечественной газовой турбины – ГТД-110М, разработкой которой занимался консорциум в составе «Интер РАО», «Ростеха» и «Роснано». В это году завершается испытание этой модели. К 2030 году Группа намерена инвестировать в свои газотурбинные проекты (прежде всего РГТ) 40–45 млрд рублей и законтрактовать к этому моменту не менее 20 локализованных машин.

В рамках программы модернизации существенно вырастет нагрузка на инжиниринговое подразделение «Интер РАО»

«В 40–45 млрд рублей входят не только те лицензионные платежи, которые мы уже осуществили, но и те инвестиции в развитие нашего производства в Рыбинске, а также потенциальное приобретение поставщиков тех или иных компонентов, которые потребуют существенного апгрейда их производства и будут привлекательны с точки зрения приобретения, расширения тех мощностей, которые у нас есть сегодня в Рыбинске, – рассказал Алексей МАСЛОВ. – До 2030 года мы закладываем небольшой объём турбин (под контракцию. – *Прим. ред.*) – 20–25 единиц. Но на горизонте 2030–2035 годов мы рассматриваем существенное увеличение количества выпускаемой продукции на наших энергомашиностроительных предприятиях».

РАЗВИТИЕ НЕ ТОЛЬКО ВГЛУБЬ, НО И ВШИРЬ

Получение новых (машиностроительных) и расширение инжиниринговых компетенций позволит «Интер РАО» увеличить вертикальную интеграцию в секторе ТЭС. До 2040

года и даже дальше традиционная, прежде всего газовая, генерация будет оставаться ключевой в рамках ЕЭС; сетевого паритета (равенства цен между традиционной и ВИЭ-генерацией) как минимум до 2030 года в России не случится, полагают в «Интер РАО». Впрочем, это не означает отсутствие у Группы интереса к ВИЭ-сегменту. Сейчас компания присматривается к «зелёной» энергетике и пока имеет в своём портфеле лишь два ветропарка (один из которых за рубежом).

«Зелёный» тренд становится всё более важным фактором в мире, но экологическое давление в России будет смягчено и идти с инерцией, отметил в ходе презентации Алексей МАСЛОВ. Группа изучает ситуацию на рынке с учётом локализационных требований и может принять участие во второй программе поддержки «зелёной» энергетики (ДПМ ВИЭ 2.0). Но для этого ей, вероятно, потребуется технологический партнёр: пока больше перспектив «Интер РАО» видит в секторе ветрогенерации. Но компания готова рассматривать проекты и в других сегментах,

в том числе СЭС, сообщил Алексей МАСЛОВ. Речь может идти как о создании «зелёных» мощностей в рамках второй программы, так и о приобретении прав на строительство или готовых мощностях, развёрнутых в рамках первой ДПМ ВИЭ.

Помимо ветра, солнца и биогаза среди перспективных направлений ВИЭ в стратегии «Интер РАО» упомянуты распределённая энергетика и управление спросом, накопители энергии, аккумуляторы с водородным циклом и проекты преобразования водорода в метан (синтетический газ), а также электрозаправочная инфраструктура.

Компания не исключает для себя сделок по покупке инфраструктурных и инжиниринговых активов наряду с инвестициями в смежных секторах – IT, финтехе и т. д. К концу десятилетия 5–10% EBITDA будет приходиться на новые, прежде всего цифровые, проекты, рассчитывают в «Интер РАО». Ключевое преимущество энергетиков здесь – гигантская абонентская база потребителей, прежде всего населения, которому можно предлагать фактически неограниченный перечень цифровых услуг. Кооперация с игроками смежных секторов даст возможность создать и со временем наращивать «неэнергетическую» выручку.

Сейчас схватка за цифровой рынок в России разворачивается между Сбербанком и «Яндексом». «Интер РАО» не собирается биться за лидерство на этом рынке и поку-



пять банки, отметил Алексей МАСЛОВ, но намерено активно развивать сотрудничество с компаниями из смежных секторов – финтеха, IT и т. д. Помимо цифровизации производства (предиктивный анализ, компьютерное моделирование и т. д.), сбыта и бизнес-процессов Группа прорабатывает возможность создания собственной единой цифровой платформы, а также IoT-платформы («Интернет вещей») сбора энергоданных на базе собственного оператора связи.

АКЦИОНЕРНАЯ СТАБИЛЬНОСТЬ И ДИВИДЕНДНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Уже несколько лет «Интер РАО» показывает стабильный прирост денег на счетах: к настоящему моменту финансовая подушка компании превышает 265 млрд рублей. Слухи о возможных покупках Группы уже

«Интер РАО» не исключает перспектив соинвестирования в изолированную генерацию вне ЕЭС, которая необходима крупным промпотребителям. В первую очередь речь идёт о создании энергетической инфраструктуры гигантского нефтедобывающего проекта «Восток Ойл» на Таймыре. Для питания 15 месторождений «Восток Ойла» (структура «Роснефти») и «Таймырнефтегаза» (входит в «Нефтегазхолдинг» Эдуарда ХУДАЙНАТОВА), по предварительным оценкам, потребуется 2,5 ГВт мощностей. Это почти половина от общей установленной мощности всех электростанций в семи изолированных от ЕЭС территориях, сейчас, по данным Минэнерго, там работает 5,3 ГВт генерации. В мае нефтяники и «Интер РАО» подписали соглашение о сотрудничестве, стоимость реализации которого глава «Интер

сектора, включённый в биржевой индекс MSCI Russia, напоминают в Группе. На пике реализации масштабной инвестпрограммы соотношение «долг/EBITDA» не превысит 1,5х, сообщил Евгений МИРОШНИЧЕНКО.

В ближайшее десятилетие «Интер РАО» не ожидает существенных изменений в структуре собственников, «якорные» собственники, вероятно, сохранят свои позиции: сейчас ключевыми акционерами являются «Роснефтегаз» (27,6%) и ФСК (8,6%), ещё 34,2% бумаг находятся в свободном обращении на рынке.

«Мы предполагаем, что на горизонте 2030 года в целевой структуре акционерного капитала сохранятся те же ключевые акционеры («Роснефтегаз» и ФСК. – Прим. ред.). Такой состав позволяет компании эффективно развиваться», – заметил г-н МАСЛОВ.

Кроме того, у Группы есть значимый квазиказначейский пакет (29,6%, оформлен на «Интер РАО Капитал»), судьба которого также вызывает постоянные вопросы на рынке.

«Могут быть рассмотрены следующие возможные варианты использования пакета акций, находящихся в собственности Группы. В качестве приоритетного варианта – все акции или их часть могут быть проданы крупному международному или российскому стратегическому инвестору. Во-вторых, учитывая потенциал роста стоимости акций Группы, в перспективе они могут быть использованы в качестве валюты платежа в рамках M&A-деятельности. В-третьих, действующая стратегия предполагает возможность утверждения новой долгосрочной программы мотивации с чёткими KPI, в рамках которой акции могут стать одной из форм поощрения», – сообщил руководитель блока стратегии и инвестиций Группы. Отвечая на вопросы участников презентации, он добавил, что акции могут стать «валютой» при сделках M&A в будущем, но не сейчас, когда компания недооценена.

Дивидендная политика «Интер РАО» в ближайшие годы во многом будет определяться объёмом реальных инвестиций. Пока менеджмент предлагает закрепить текущую норму – акционерам будет выплачиваться не менее 25% чистой прибыли по международным стандартам финансовой отчётности. Доля выплат может быть и выше, говорят в компании, но решения об этом будут приниматься позднее, с учётом ситуации в конкретном году. При этом в абсолютном выражении доходы акционеров всё равно будут расти вслед за чистой прибылью. ■

Дивидендная политика «Интер РАО» в ближайшие годы во многом будет определяться объёмом реальных инвестиций. Пока менеджмент предлагает закрепить текущую норму – акционерам будет выплачиваться не менее 25% чистой прибыли по международным стандартам финансовой отчётности

много месяцев будоражат рынок. Так, в конце лета в отрасли и СМИ активно обсуждалось возможное частичное или полное поглощение Группой активов двух иностранных игроков отечественного энергорынка – «Энел Россия» и «Юнипро». В самом «Интер РАО» факт переговоров категорически отрицают, но наличие свободных денег делает компанию фигурантом любых слухов о сколь-либо значимых сделках в секторе. Отсутствие в стратегии информации о ближайших сделках M&A стало главным разочарованием для спекулянтов фондового рынка.

Группа, как и всегда, не готова анонсировать незаключённые сделки, но показывает достаточно направлений для инвестиций. Помимо покупки генерирующих, инженеринговых активов, развития машиностроения (прежде всего проектов в области газовых турбин), вложения средств в цифровые проекты в энергетике и смежных секторах,

РАО» Борис КОВАЛЬЧУК оценил на встрече с президентом РФ Владимиром ПУТИНЫМ в 200–300 млрд рублей.

«До конца года мы доопределимся с ключевыми проектными решениями и с ролью «Интер РАО» в этом проекте. Совместно с нашим партнёром («Роснефть». – Прим. ред.) мы продолжаем дискуссии по поводу оптимальной структуры его реализации, оптимальной схемы финансирования и т. д. Вариант, при котором «Интер РАО» является инвестором или соинвестором, безусловно, возможен», – сообщил на презентации стратегии Алексей МАСЛОВ.

Несмотря на ожидающиеся в грядущем десятилетии траты в объёме до 1 трлн рублей, финансовый блок «Интер РАО» не испытывает беспокойства. В случае необходимости компания легко сможет воспользоваться любыми инструментами рынка для привлечения стороннего финансирования. «Интер РАО» – единственный представитель

15 | Уголь под ударом

➡ Александра
БЕЛКИНА

Как экологизация энергетики и коронавирусное снижение спроса отражаются на самом «традиционном» секторе генерации

2020 год может оказаться переломным для мировой угольной энергетики, наиболее «древнего» метода традиционной генерации. В условиях существенного сокращения потребления электроэнергии из-за пандемии COVID-19 произошло снижение выработки. В результате доля возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в мировой генерации выросла; крупнейшие потребители угля – Индия и Китай – анонсировали планы снижения импорта энергоуглей и доли твёрдотопливной генерации. На этом фоне Минэнерго кардинально пересмотрело прогнозы экспорта угля из России, а сами угольщики стали отказываться от новых логистических проектов перевалки твёрдого топлива.

Ситуация не так однозначна, как кажется на первый взгляд. Пока полный отказ от угля в мировой энергетике невозможен: иногда у этого вида генерации просто нет экономически рентабельной альтернативы, а современные технологии позволяют обеспечивать экологическую конкурентоспособность угольных ТЭС.

ТЕКТНИЧЕСКИЕ СДВИГИ В МИРОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Случившаяся в этом году пандемия коронавируса кардинально повлияла на мировой рынок электроэнергетики. Остановка производств и снижение деловой активности из-за антивирусных ограничений привели к существенному снижению потребления. Волна, начавшаяся в январе в Китае, постепенно охватила большинство стран мира. Весной, во время первой волны пандемии, спрос снижался на величину до 10%. Часть генмоцностей оказывалась избыточной, страновые регуляторы логично предпочитали выводить наименее рентабельную и экологичную генерацию – угольные ТЭС приняли на себя основной удар кризиса. Изменение конъюнктуры рынка под влиянием внешних обстоятельств изменило расклады в генсекторе. Так, по итогам первого полугодия доля ВИЭ в выработке Германии впервые превысила 50% на фоне снижения спроса на 5,7%.

По данным британского аналитического центра Ember, с 2015 года доля угля на мировом рынке электроэнергии сократилась с 37,9 до 33% – это самое значительное снижение за последние 30 лет. Объём генерации с помощью солнца и ветра за тот же период удвоился и составляет 9,8%, столько же приходится



EPA / TASS

на долю АЭС. В первом полугодии 2020 года выработка на угольных ТЭС в мире снизилась по сравнению с прошлым годом на рекордные 8,3%, доля ВЭС и СЭС выросла на 14%. В целом в Евросоюзе доля ВИЭ впервые превысила объём генерации на ископаемом топливе (уголь и газ): 40% против 34%, остальные 26% обеспечили АЭС. Но если в Европе уголь замещается ВИЭ, то в США его вытесняет газ: в январе – июне доля угольной генерации в США снизилась на 31%.

На фоне спада потребления развитые страны заявили, что пандемия создаёт благоприятные условия для ускоренного наращивания доли ВИЭ в энерго-

Сейчас Китай является крупнейшим потребителем угля в мире: на него приходится 54% всей угольной генерации

балансе: по мере восстановления спроса традиционную генерацию могут заменить возобновляемые источники. Мировой тренд на декарбонизацию сейчас задаёт, прежде всего, Евросоюз, который начал обсуждать возможность введения трансграничного углеродного регулирования (ТУР, углеродные налоги могут появиться в ЕС в 2023–2025 годах). Подобные фискальные сборы осложнят экспорт товаров в ЕС и могут снизить их конкурентоспособность.

Крупнейшие мировые энергокомпании откликнулись и поддержали эту инициативу. BP обнародовала планы сокращения добычи нефти и газа к 2030 году на 40%, строительства и покупки 50 ГВт ВИЭ (рост в 10 раз за 10 лет) и выхода на «нулевые» выбросы парниковых газов к 2050 году. General Electric (GE) в конце сентября объявила, что отказывается от строительства угольных ТЭС и выпуска оборудования для них. О пересмотре энергополитики в последние два месяца объявили ключевые потребители угольного сектора – Китай и Индия. В видеообращении к Генассамблее ООН глава КНР Си Цзиньпин пообещал, что Поднебесная выйдет на «нейтральные уровни выбросов» CO₂ к 2060 году. Соседняя Индия намерена вдвое сократить экспорт энергетических углей в ближайшие годы.

Но при ближайшем рассмотрении в большинстве громких заявлений «есть нюансы». Так, GE продолжит заниматься сервисом действующих угольных ТЭС, несмотря на прекращение выпуска нового оборудования для них. Индия является вторым после Китая крупнейшим мировым потребителем, производителем и импортёром этого вида топлива. Сокращение импорта (в прошлом году страна купила 197 млн тонн угля на мировом рынке) не приведёт к снижению его потребления в Индии: ограничения необходимы для сокращения валютных расходов и создания новых рабочих мест на местных действующих и проектируемых шахтах.

Китай, прежде чем сокращать выбросы, продолжит их наращивать: пик эмиссии углерода будет достигнут до 2030 года, заявил г-н ЦЗИНЬПИН. Пекин может отложить принятие краткосрочных мер в надежде на то, что будущие технологические прорывы обеспечат более быстрое сокращение выбросов позднее, полагают западные эксперты. Не до конца понятно, и что имеют в виду китайские власти, говоря о «нейтральном» уровне выбросов CO₂, добавляют они. Сейчас Китай является крупнейшим потребителем угля в мире: на него приходится 54% всей угольной генерации. Кроме того, КНР инвестирует в угольную энергетику по всему миру. По данным IEEFA, в 2019 году КНР вложила \$36 млрд в строительство угольных электростанций в 23 странах. Но тенденция к декорбанизации в Китае очевидна: уже сейчас ВИЭ здесь вырабатывают больше энергии, чем вся ЕЭС России.

УГОЛЬ ОСТАЁТСЯ В РОССИИ

В России коронавирусное снижение потребления в январе – августе составило чуть менее 4%. В августе Минэнерго прогнозировало, что спад по итогам года составит 2,5–2,6%. Участники рынка чуть менее оптимистичны: так, «Интер РАО» прогнозирует снижение выработки в ЕЭС в 2020 году на 4–5%. Много будет зависеть от дальнейшего развития ситуации с коронавирусом – «вторая волна» может ухудшить эти ожидания. Пока регуляторы и энергетики сохраняют надежду на то, что уровень потребления в России вернётся к показателю 2019 года в 2021 году. В России под остановку в первую очередь попадали комбинированные мощности ГРЭС и ПГУ-блоков, не несущие тепловой нагрузки. Но на отечественной структуре выработки спад практически не отразился, так как доля ВИЭ в ЕЭС крошечна (менее 1%). Кроме того, в ряде регионов России уголь является безальтернативным видом топлива и отказаться либо невозможно, либо очень дорого. Впрочем, без проблем российские угольщики не остались в первую очередь из-за ситуации на мировом рынке.

Ещё в феврале, представляя стратегию развития угольной промышленности до 2035 года, Минэнерго прогнозировало существенный рост добычи угля, в том числе энергетического. Консервативный вариант предусматривал рост добычи с 440 млн тонн в 2019 году до 485 млн тонн, с увеличением экспорта с 220 млн до 292 млн тонн. Оптимистичный сценарий предполагал рост добычи на 55%, до 685 млн тонн, экспорта – до 392 млн тонн. Но за полгода на фоне пандемии COVID-19 в реалистичность этих планов перестали верить даже закоренелые оптимисты. Во втором квартале добыча угля просела на 9,6%, поставки на внутренний рынок упали на 11,6%, на экспорт – на 5,6%. Цены на энергетические марки снизились на 10% (до \$57 за тонну). Экспортные поставки по итогам года сократятся на 10–22%, предполагал в августе глава Минэнерго Александр НОВАК. В основном снижение произойдёт за счёт западного направления, отмечал он.

Под влиянием обстановки на внешних рынках отечественные угольщики стали отказываться от крупных логистических проектов, ориентированных на перевалку топлива. Так, кабмин исключил из комплексного плана модернизации инфраструктуры новый сухогрузный район морского порта Тамань, который стал неинтересен инвесторам. «Кузбассразрезуголь», «Металлоинвест», СУЭК (по 22,5% в проекте) и РЖД (10%) собирались строить транспортный узел, основу которого составляли два угольных терминала. Цены на уголь упали вместе со спросом, и шахтёры отказались от своих планов. Это не скажется на проекте ТЭС «Ударная», который реализует «Ростех» и от которого должны были запитать угольные терминалы – их доля в прогнозируемом потреблении невелика, говорят в Минэнерго.

Под вопросом оказался и второй этап расширения Восточного полигона РЖД. Увеличение пропуск-



ной способности БАМа и Транссиба в 1,5 раза, до 180 млн тонн к 2024 году, задуманное федеральными властями, потребует строительства дополнительной генерации (по оценкам кабмина – от 1,6 до 2,4 ГВт) и нескольких тысяч километров электросетей. Проект есть, но рынок и власти не уверены в достижимости заявленных объёмов перевозок. Теперь достоверность подобных прогнозов вызывает ещё большие сомнения – экспортёры угля должны были обеспечить значительную часть прироста грузопотока.

На внутреннем энергорынке ситуация с углём менее однозначна. Ряд промэкспортёров, в частности РУСАЛ, предпринимает шаги по озеленению своей продукции в ожидании введения углеродных налогов в Европе (мнение экспертов о перспективах России в связи с ТУР вы найдёте в рубрике «Эксперт-клуб» на стр. 24–27). «Иркутск-энерго», аффилированное с металлургами через En+, хочет продать весь имеющийся объём угольной генерации (3,8 ГВт) вместе с топливной базой (местные разрезы углей), оставив у себя лишь 9 ГВт ГЭС Ангарского каскада. В перспективе такой шаг позволит вертикально интегрированную структуру в будущем позиционировать свою



«Интер РАО» обсуждает возможность строительства газовых энергоблоков на Черепетской ГЭС. Без этого станция окажется нерентабельна на ОРЭМ

продукцию как «зелёную». К предложению «Иркутскэнерго» присматривается «Газпром энергохолдинг» (ГЭХ), на угольных ТЭС в Иркутской области побывали техспециалисты компании. По неофициальной информации, «энергодочка» газовой монополии рассматривает возможность перевода десятки региональных ТЭС с угля на топливо материнской компании. Но вопрос упирается в экономическую целесообразность – несмотря на гигантские разведанные запасы газа (крупнейшее – Ковыктинское ГКМ) в регионе практически полностью отсутствует газотранспортная инфраструктура. Её создание оценивается в десятки и сотни миллиардов рублей. Более того, перевод на газ самих энергоблоков будет сопоставим со стоимостью нового строительства. В этих условиях отказ от угольной генерации, полностью обеспечивающей регион теплом, представляется крайне маловероятным.

Невозможно отказаться от угля и в некоторых других регионах. В этом году «Интер РАО» завершает ввод новой угольной Приморской ТЭС в Кали-

нинградской области. Станция строится в рамках специальной госпрограммы для обеспечения энергонеизависимости российского анклава в Европе. На фоне размыкания энергокольца БРЭЛЛ в Калининградской области построены три газовых ТЭС и одна угольная. Последняя должна гарантировать стабильность работы энергосистемы в автономном режиме на случай перебоев с поставками газа в Калининград.

При этом угольная генерация в первой ценовой зоне (1 ЦЗ, Центр и Урал) ОРЭМ экономически проигрывает газовой генерации, обеспеченной достаточной топливной инфраструктурой. Сейчас тот же «Интер РАО» обсуждает возможность строительства газовых энергоблоков на Черепетской ГРЭС. Без этой станции окажется нерентабельна на ОРЭМ. В аналогичной ситуации находится «Фортум», который хотел бы перевести Челябинскую ТЭЦ-2 с угля на газ в рамках программы модернизации и уже заказал проект ликвидации угольной инфраструктуры.

За Уралом ситуация менее напряжённая, но и здесь происходит ротация угольных активов. В этом году СГК выкупила у ГЭХа его единственный объект в 2 ЦЗ – угольную Красноярскую ГРЭС-2. СГК была заинтересована в покупке, так как это увеличивает потребительскую базу головной структуры энергоугольного холдинга – СУЭК. По слухам, структуры Андрея МЕЛЬНИЧЕНКО не проявили интереса к сделке с «Иркутскэнерго» именно потому, что угольные ТЭС в Иркутской

области не представляют интереса с точки зрения расширения сбыта угля – эти электростанции работают на специфических марках угля местных разрезов, продающихся единым лотом. Справедливости ради отметим, что в июне СУЭК получил Приморскую ТЭС «РусГидро» вместе с топливной базой – Лучегорским угольным разрезом. Но здесь преобладающей была мотивация решения сложной корпоративной ситуации в «Дальневосточной энергетической компании», акционерами которой до недавнего времени были «РусГидро» и структуры г-на МЕЛЬНИЧЕНКО. Кроме того, сделка позволила СУЭК выйти на энергорынок Дальнего Востока, где до настоящего момента монополистом являлось «РусГидро».

Таким образом, в России отсутствует общий тренд в отношении угольной генерации. В ряде случаев (прежде всего, в 1 ЦЗ) энергетики ставят вопрос об отказе от неё по экономическим соображениям. Но в ряде регионов (Калининград, часть территорий в Сибири, Дальний Восток) отказ от этого вида генерации выглядит как минимум преждевременным, в отдельных случаях он может быть поставлен только после масштабной газификации территорий.

При этом экологические аспекты проблемы не всегда однозначны. Технологии продолжают активно развиваться и позволяют всё более существенно сокращать объём эмиссии вредных веществ угольными ТЭС.

Много зависит и от структуры остальной генерации. По данным проекта Electricitymap.org удельный расход условного топлива (УРУТ) в 1 ЦЗ, где на низкоуглеродную генерацию приходится 35%, а на долю ВИЭ – 8%, составляет 347 г на 1 кВт·ч. В 2 ЦЗ показатель составляет 477 г, хотя на долю низкоуглеродной генерации здесь приходится 41%, на ВИЭ (в основном, ГЭС) – 40%. В целом по стране, по данным Минэнерго, топливные расходы составляют около 300 г на 1 кВт·ч, у отдельных компаний он уже ниже («Интер РАО» – 295 г) и продолжает сокращаться. Для сравнения тот же показатель в Польше составляет 651 г (низкоуглеродная генерация – 18%, ВИЭ – 8%), в Болгарии – 441 г (44%/17%), в Нидерландах – 389 г (36%/33%). ■

Алексей БОРИСОВ, директор по отраслевым решениям компании «КРОК» в энергетике

Энергетики vs COVID-19: цифровизация продемонстрировала свои эффекты

Вызванный коронавирусом экономический ураган прошёл по всем мировым энергорынкам, в том числе и по российскому. Начавшийся на фоне пандемии спад производственной активности, перераспределение потребления внутри отрасли, а также ужесточившиеся требования к безопасности на предприятиях стали стресс-тестом как для энергокомпаний, так и для используемых ими цифровых продуктов. В этих условиях ИТ-составляющая показала себя как инструмент преодоления кризисных ситуаций, позволяющий сохранять работоспособность в самых непредсказуемых ситуациях. Как с помощью ИТ решались задачи массовой удалённой работы и ограничений на посещение офисов и производственных площадок, рассказывает Алексей БОРИСОВ, директор по отраслевым решениям компании «КРОК» в энергетике.



ЗАПРОС НА ЦИФРОВИЗАЦИЮ

Как только весной Президент РФ Владимир ПУТИН объявил нерабочую неделю с целью минимизации распространения инфекции, большинство промышленных предприятий стало переводить неоперативный персонал на удалённую форму работы. Началась первая волна спроса на настройку дистанционной видео-конференц-связи, быстрое разворачивание рабочих станций из облака, а также организациям срочно потребовались ноутбуки.

По данным исследовательской компании GfK, продажи ноутбуков с 9 по 15 марта 2020 года выросли на 50% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года

После этого предприятия начали задумываться о безопасности коммуникаций, так как риск утечек данных при работе сотрудников из домакратно повысился. Обеспечить должную защиту помогла VPN (Virtual Private Network – виртуальная частная сеть). Это технология, которая позволяет создать одно или несколько сетевых соединений (логическую сеть) поверх другой сети. Образно говоря – «построить» защищённый тоннель. Также перед компаниями встал вопрос дистанционного контроля, появился спрос на решения по мониторингу рабочего времени удалённых сотрудников.

Попутно энергетическим предприятиям пришлось решать задачи обеспечения производственной безопасности тех людей, которым всё-таки пришлось выполнять свои обязанности, находясь на рабочем месте. Помимо общеизвестных норм добавились дополнительные, рекомендованные Минздравом и Роспотребнадзором. Например, появились требования к дезинфекции офисов, усложнились правила по формированию смен для обеспечения непрерывности работы объектов генерации.

НАДЁЖНЫЙ РЕЗУЛЬТАТ

Важно отметить, что цифровые решения пригодились энергетическим предприятиям для того, чтобы поддерживать должный уровень безопасности и осуществлять контроль соблюдения сотрудниками всех требований – как старых, так и новых.

В частности, терминал контроля iFalcon позволил распознавать лица сотрудников на входе даже при ношении маски, оперативно и бесконтактно замерять их температуру тела прямо на входе и блокировать вход для тех, у кого она превышала установленные нормы. Также он позволил решить задачу по организации доступа персонала в различные производственные зоны. Сканируя лицо, система оперативно и бесконтактно предоставляет вход соответствующим сотрудникам.

Помимо этого, энергетические предприятия по достоинству оценили удалённые сервисы, которые позволяют без физического присутствия получать справки, оформлять отпуска или заявки на обучение. Такие сервисы дают возможность сохранить автономность при любых условиях и не привязывать бэк-офисные бизнес-процессы к физическому присутствию в самом офисе.

Как только удалённая работа персонала встала «на рельсы», руководство энергокомпаний начало поиски вариантов улучшения коммуникаций с клиентами

в условиях закрытых центров обслуживания. Сбытовые подразделения стали больше внимания уделять вопросам качества обслуживания и взаимодействия с потребителями через такие каналы, как социальные сети, мобильные приложения, личный кабинет. Следует подчеркнуть, что личные кабинеты для физических и юридических лиц уже давно стали удобным способом передачи показаний, отслеживания истории начислений, получения справочной информации. В период же массовой самоизоляции их работоспособность и функциональность оказались критически важны, что стимулировало запросы на доработку этих сервисов. В них появились чат-боты, энергокомпании задумались об омниканальных контакт-центрах, выпустили приложения для мобильных устройств – чтобы пользователь мог в любой момент получить доступ к личному кабинету и его услугам.

НЕОЖИДАННЫЕ ВЫГОДЫ

Так или иначе, летом рынок начал выходить из принудительной спячки. После отмены карантинных мер выяснилось, что часть командировок была лишней и в допандемийные времена. Их гораздо эффективнее заменить на встречи по видео-конференц-связи (ВКС) без потери эффективности, но зато с экономией для бюджета компании. Сотрудники научились «приходить» на встречи вовремя и не тратить время на пустые разговоры, чётко придерживаясь повестки совещаний и укладываясь в заранее определённый лимит времени. Также многие игроки рынка стали задумываться, целесообразно ли держать в офисе всех сотрудников после пандемии. Так, удалённая работа способна экономить средства на обеспечение сотрудника рабочим местом, расходы на электроэнергию и так далее. Мы предвидим, что в дальней-

шем вектор интересов энергокомпаний может переместиться в сторону средств для контроля эффективности удалённых сотрудников.

ВЫЗОВЫ НА ПЕРСПЕКТИВУ

Многие решения для удалённой работы по-прежнему реализуются на иностранном ПО. Учитывая, что энергетика – критически важная для жизнедеятельности государства отрасль, особо важным мы видим запрос на локализацию и импортозамещение цифровых решений для этого сектора отечественной экономики. Этот вопрос нельзя игнорировать, в противном случае вместо технологического превосходства мы можем получить технологическую зависимость.

[Согласно проекту плана Правительства РФ по достижению национальных целей развития Российской Федерации на период до 2024 года, по итогам 2020 года доля отечественного ПО в стоимости закупок должна составить не менее 70% для органов государственной власти и не менее 50% для госкорпораций и компаний с госучастием](#)



Терминал контроля iFalcon



Фёдор ОПАДЧИЙ: «И модель энергорынка, и его инфраструктура прошли проверку пандемией»

Изменения в функционировании ЕЭС России, вызванные падением экономической активности вследствие масштабных противоэпидемических ограничений, стали настоящим экзаменом для организаций электроэнергетики. С нетипичными проблемами столкнулись не только бизнес и генераторы, но и регуляторы сектора, а также Системный оператор ЕЭС, обеспечивающий технологическое единство базовых процессов энергосистемы и работоспособность рыночной инфраструктуры. Как на форс-мажор реагировали энергорынки, какие действия пришлось предпринять для обеспечения их нормального функционирования и что помогло Системному оператору сохранить непрерывность управления ЕЭС? «Энергия без границ» узнала об этом у заместителя Председателя Правления АО «СО ЕЭС» Фёдора ОПАДЧЕГО, курирующего технологическое обеспечение работы ОРЭМ и информационные технологии.

КОРОНАВИРУС КАК ПРОВЕРКА ДЛЯ РЫНКА

Как вы оцениваете работу действующей модели рынка в условиях коронавирусного «стресс-теста»?

С момента основания более 15 лет назад у этой модели находятся критики...

– Оптовый рынок, на мой взгляд, отреагировал корректно. Цены на электроэнергию на РСВ упали вслед за падением спроса. Можно обсуждать, от какого уровня упали, сильно или нет. Но в целом с точки зрения рынка электроэнергии, я думаю, произошло

адекватное снижение цены.

Если говорить о рынке мощности, то это долгосрочный рынок, задача которого – поддержание работоспособности необходимого объёма генерации в энергосистеме. Как вы понимаете, долгосрочная потребность в генерации в ЕЭС России не изменилась принципиально из-за временного снижения потребления. На поддержание работоспособности генерации требовалось столько же средств, что и обычно. В итоге суммарный платёж всех потребителей за мощность при падении пикового потребления не снизился (равно как он в действующей модели и не вырос бы при увеличении потребления), что вызвало определённую дискуссию в отраслевом сообществе. Но вопросы у потребителей в основном не к модели рынка мощности, а к так называемым нерыночным надбавкам. В рынке мощности сейчас существует уже довольно большое количество дополнительных платежей, которые

напрямую не связаны с поддержанием готовности генерации к работе. В условиях падения спроса составляющая таких платежей в цене за единицу мощности выросла и активизировался вопрос о правомерности финансирования такого рода мероприятий через плату за мощность.

– Насколько сильно пандемия сказалась на работе российских энергетических рынков?

– Рынок работал в целом нормально. Существенных проблем с функционированием технологической платформы, за которую отвечает Системный оператор, не возникло. И технологическая, и коммерческая инфраструктура обоих рынков отработала корректно. Нам, конечно, пришлось кое-что корректировать в нормативной базе и регламентах, так как ситуация уникальная – не вполне вписывается в привычные процедуры и правила.

Противоэпидемические мероприятия по всей стране привели к ряду регуляторных коллизий. Так, например, в апреле и первой декаде мая все дни были объявлены нерабочими. И поскольку оплата мощности и услуг по передаче производится исходя из потребления в пиковые часы спроса в энергосистеме, которые определяются в рабочие дни, без внесения изменений в нормативную базу стало невозможно провести значительную часть расчётов между участниками. Потребовались оперативные корректировки нормативной базы: 30 апреля Правительство РФ приняло Постановление № 628 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ в связи с введением мер по недопущению распространения новой коронавирусной инфекции на территории РФ». Этот документ стал юридическим основанием для принятия «Советом рынка» изменений в регламенты ОРЭМ: на период ограничительных мер в методике расчёта величины мощности, оплачиваемой потребителями, рабочими сутками следовало считать дни с понедельника по пятницу. Это постановление помогло урегулировать проблемы не только на рынке мощности, но и – аналогичным образом – для сетевых компаний, поскольку тариф за передачу электроэнергии также рассчитывался исходя из потребления в рабочие дни, которых в апреле не было.

– В первые недели на оптовом рынке был аврал?

– Слово «аврал», наверно, не совсем подходит. Было много работы, которая отчасти осложнялась отсутствием возможности координации действий на очных совещаниях, хотя к онлайн-совещаниям, мне кажется, все довольно быстро привыкли. В целом было понятно, что нужно делать «по сути». Нетривиальность задач состояла в том, что всё это нужно было сделать очень быстро, преодолеть обычную инерцию системы принятия решений. Очевидно, что в обычных условиях разработать, согласовать и внести изменения в постановление правительства за пару недель практически невозможно. Но в сложившихся условиях все решения были приняты оперативно. Думаю, сказалось то, что «все были в одной лодке». Все понимали, что происходит. И всем было очевидно, что времени мало, что рынок – это непрерывный процесс, и он не может остановиться.

Наши специалисты активно участвовали в обсуждениях и процедурах, которые инициировал «Совет рынка». Мы внесли ряд предложений, принимали участие в разработке проекта постановления правительства № 628. В итоге удалось учесть необходимые изменения и минимизировать последствия для участников в этой сложной ситуации.

– Что произошло с пилотным проектом по развитию технологий ценозависимого снижения потребления на розничном рынке, начатом в прошлом году?

– Здесь возникли некоторые препятствия. Механизм агрегаторов спроса в апреле не был задействован, так как само по себе управление спросом призвано оптимизировать цены на рынке в часы пиковой нагрузки именно по рабочим дням. Поэтому до момента урегулирования этого вопроса у нас услуги по управлению спросом не могли оказываться. Механизм снова заработал с мая, после выхода уже упомянутого постановления правительства, которое в том числе определило порядок его функционирования в указанные периоды. После выхода этого решения мы подписали со всеми участниками пилотного проекта специальные дополнения в договор оказания услуг с тем, чтобы корректно учесть отсутствие части рабочих дней в мае. С июня механизм агрегаторов спроса работает в нормальном режиме.

УДАЛЁНКА КАК ШАГ НА ПУТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

– Ещё одна сфера вашей ответственности в Системном операторе – информационные технологии. Очевидно, что именно IT-специалисты, не только в вашей компании, приняли «основной удар стихии». Насколько сложной ситуация оказалась у вас?

– Справиться удалось довольно быстро и, на мой взгляд, безболезненно. По крайней мере, можно с полной ответственностью утверждать, что энергосистема не почувствовала изменений, связанных с переводом подавляющего большинства сотрудников СО ЕЭС во всех регионах на удалённую работу. У нас было переведено более 5,8 тыс. человек, свыше 70% от общей численности работников – и всё это примерно за две недели и с полным сохранением функционала.

Остальные – это дежурный персонал различных направлений: диспетчеры, дежурные информаторы, специалисты по оперативному расчёту режимов, дежурные IT-специалисты, которые обеспечивают круглосуточную поддержку критически важных программно-аппаратных комплексов, а также другой сменный персонал. Эти специалисты не могли быть переведены на удалёнку, поэтому были приняты необходимые меры и для противоэпидемической защиты персонала, и для минимизации контактов друг с другом. Организована дистанционная передача смены, когда сотрудники не контактируют лично. Организовали, где это было возможно, доставку служебным транспортом, чтобы минимизировать социальные контакты дежурного персонала. Это помогло защитить прежде всего наших оперативных сотрудников, что было отдельным предметом внимания и беспокойства руководства, поскольку при заражении одного оперативного сотрудника на карантин на две недели могла уйти вся смена. В итоге можно констатировать, что число случаев коронавируса среди сменного персонала Системного оператора пока исчисляется единицами – меры дали эффект.

– Ситуация в марте развивалась стремительно. Как строилась работа на начальном этапе?

– Мы сразу определили для себя несколько базовых принципов организации дистанционной работы. Удалённый доступ к корпоративным ресурсам предоставлялся в зависимости от производственной необходимости. Все работники были срочно разделены на четыре категории. Первая – минимальные требования: обеспечивается мобильный доступ к корпоративной телефонной сети. Следующий уровень – доступ к корпоративному информационному portalу и электронной почте. Третий уровень – защищённый удалённый доступ в объёме рабочего компьютера, что, кроме прочего, предусматривает работу в системе электронного документооборота с ключом ЭЦП. И четвёртая категория – полный удалённый защищённый доступ ко всем внутренним информационным ресурсам,

включая специализированные информсистемы. Категоризация помогла в первые недели правильно распределить технологические и организационные ресурсы IT-блока компании, чтобы максимально быстро обеспечить полное сохранение неотложных, критически важных производственных процессов. Причём не только технологических, таких как суточное планирование режима энергосистемы, но и кадрового администрирования, финансово-хозяйственной деятельности, непрерывность которых также важна для полноценной работы организации.

Массовый переход на удалёнку подразумевает подключение к корпоративной сети множества личных компьютеров, нередко с недостаточной степенью вирусной защиты и программами, запрещёнными в СО ЕЭС. Именно поэтому мы выработали ряд требований к компьютерам пользователей, с которых они заходят в корпоративную сеть. Например, на них устанавливается тот же антивирус, который мы используем на рабочих станциях, с такими же настройками безопасности. На этих компьютерах запрещено использование торрентов и ещё некоторых потенциально опасных программ. Доступ организуется при помощи сертифицированных систем построения VPN, трафик надёжно шифруется. В рабочие дни у нас только в исполнительном аппарате проходит порядка полутысячи защищённых таким образом сессий по доступу к корпоративным ресурсам.

Кроме того, принципиально минимизировали использование для проведения внутренних совещаний публичных сервисов, таких как Skype, Zoom. В подавляющем большинстве случаев мы использовали эти инструменты для участия во внешних совещаниях, проводимых другими организациями. Для себя же сделали ставку на средства, используемые в работе Системного оператора уже несколько лет – с максимальным задействованием российских продуктов и собственных аппаратных платформ, в том числе и для организации удалённого доступа.

– Что, на ваш взгляд, было самым сложным?

– Безусловно, решение вопросов подключения к сети конечных пользователей и наличие у них собственной компьютерной техники. Когда персонал начал массово переводиться на работу из дома, выяснилось, что у значительного числа сотрудников отсутствует свободный персональный компьютер с хорошим доступом в Интернет. У многих бытовые потребности удовлетворяются смартфонами и планшетами. Настольные компьютеры или ноутбуки остались с «допланшетных» времён, так что их производительность было недостаточно. Вторая проблема – даже имеющуюся технику сотрудникам приходилось делить с детьми, которые учились дистанционно, с другими членами семьи, которых тоже перевели на удалённую работу. И третья – отсутствие широкополосного Интернета. В последние годы многие перешли на мобильный Интернет, который во многих случаях показал резкое снижение пропускной способности и качества, так как из-за массовой удалёнки нагрузка на сети передачи данных сотовых операторов многократно возросла. Никакие видеоконференции в такой ситуации технически невозможны. Эта проблема была наиболее сложной, так как её мог решить только сам



Сотрудники подрядной организации перед началом работ по модернизации оборудования в филиале АО «СО ЕЭС» ОДУ Центра, апрель 2020 года

работник самостоятельно. Мы, конечно, организовали выдачу дополнительных модемов с сим-картами для тех, у кого была потребность, а мобильный Интернет часто просто «лежал» из-за пиковых нагрузок. Но в итоге эти проблемы в целом удалось решить.

– Энергокомпания при вводе противоэпидемических ограничений жаловалась на снижение темпов ремонтных кампаний, требующих присутствия персонала на объектах. Поскольку у Системного оператора нет никакого генерирующего и сетевого оборудования, эта проблема обошла вас стороной?

– К сожалению, не обошла. Одна из проблем, с которыми мы столкнулись, – проведение плановых сервисных работ и реализация инвест-проектов. Они проводятся непосредственно в офисе – в дата-центрах, в серверных и других помещениях. Причём большинство – с участием представителей подрядчиков. «Сдвигать вправо» эти работы – большая проблема, поскольку за ними тянутся другие, которые тоже придётся отложить. В СО ЕЭС было выпущено специальное распоряжение координационного «коронавирусного» штаба, что позволило продолжить необходимые плановые работы и модернизацию в диспетчерских центрах отдельных систем с соблюдением мер эпидемической защиты. В ряде филиалов мы вынуждены были всё же отложить работы непосредственно в диспетчерских залах, так как риски были признаны высокими. Также часть мероприятий пришлось перенести из-за требований местных властей – в тех регионах, где был установлен двухнедельный карантин для прибывающих из областей с напряжённой эпидемической ситуацией. Но подавляющее большинство работ по развитию и реновации IT-активов всё же было продолжено.

– Как справились люди?

– Перевод на удалённую работу и сама удалёнка, конечно, потребовали дополнительных усилий и от руководителей, и от линейного персонала. Но переход на новый формат прошёл достаточно хорошо. Это заметно по результатам – нет никаких существенных «проседаний» по текущим проектам, запланированное ранее было реализовано, сотрудники ответственно относятся к своим обязанностям, производительность труда осталась на прежнем уровне. Работа не пострадала, что видно по исполнению планов и решённым задачам.

Снижение потребления электроэнергии по отраслям с 1 мая по 30 июня*



* Относительно аналогичного периода 2019 года

Основной удар пришёлся на Службу оперативной эксплуатации (СОЭ), работающую непосредственно с пользователями: приём и выдача оборудования, настройка, поддержка пользователей Service Desk. Чтобы она продолжала оставаться эффективной, мы провели пилотный проект в исполнительном аппарате, в московском РДУ и ОДУ Центра – перевели несколько десятков сотрудников на удалённый офис и отработали на практике основные принципы и подходы. В первое время «вызывали подкрепление» из филиалов – прикрепляли к СОЭ исполнительного аппарата специалистов из филиалов, которые ещё не были затронуты противоэпидемическими ограничениями. И это потом помогло распространить опыт авральной работы на регионы, когда туда докатилась волна коронавируса.

Следующие по нагрузке связисты. Им пришлось оперативно решать проблемы расширения каналов связи, мониторинга качества соединений и настройки средств коммуникации, в первую очередь аудио-видео-конференций. И здесь никаких «пилотов» быть не могло – системы связи региональных провайдеров невозможно было проверить, пока они не оказались под реальной нагрузкой, поэтому в первые дни все проблемы решали «с колёс».

И наконец, специалисты по информационной безопасности – на них также пришлось много работы: максимально оперативное решение множества задач по обеспечению информбезопасности при массовом удалённом доступе.

ПОСТКОРОНАВИРУСНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

– С точки зрения IT в Системном операторе пандемия – это скорее потери или приобретения?

– Второе. Одно из основных – видеоконференции. Мы их использовали и раньше, но не в таких объёмах, конечно. Никто не ожидал, что визуальный контакт окажется столь важен, но это так. Некоторые руководители говорили мне, что до 90–95 % коммуникаций и с подчинёнными, и с другими организациями осуществляют по видеосвязи. Я сам из их числа. Наличие видео позволяет поддерживать более эффективное состояние включённости в диалог, что в режиме удалённой работы очень важно. Думаю, широкое применение видео-конференц-связи – это то, что мы безусловно возьмём в будущую жизнь после пандемии.

Кроме этого, была создана целая новая система рабочих отношений – и технологическая, и организационная. Хорошо, что вся технологическая база у нас, современной высокотехнологичной компании, уже была. Пришлось что-то донстроить, докупить, но ничего не создавалось с нуля. Однако до пандемии большинство сотрудников этими возможностями не пользовались в полной мере – сказывалась нормальная инерция в применении нового и сложившиеся привычки. Вроде бы нет поводов всё это использовать, мы и не используем. А тут пришлось. И люди достаточно быстро поняли, что это хорошие инструменты, которые имеют ограничения, но очень выручают в новой среде.

– Вы считаете, это может перейти в «жизнь после COVID»?

– Полагаю, да. Я глубоко убеждён, что значительная часть сотрудников, привыкнув к работе с этими инструментами, продолжит с ними работать. Думаю, нам нужно серьёзно рассмотреть вопрос и о внесении изменений в традиционную организацию рабочего распорядка, ведь очевидно, что удалёнка, например, экономит много времени на дорогу. Работа части сотрудников не требует постоянного присутствия с коллегами в одном месте. Безусловно, это касается не всех и не всегда, но эту тему всё же стоит рассмотреть. По завершении пандемии нам предстоит проанализировать новый опыт для повышения эффективности работы персонала. Такой анализ сейчас ведётся по всему миру. Мы тесно контактируем с коллегами по Ассоциации системных операторов крупнейших энергосистем GO15,

проводили несколько видеовстреч, делились опытом о мерах в энергосистемах разных стран. В целом подходы схожи, по крайней мере с точки зрения организации IT, и эта дискуссия о степени необходимости нахождения сотрудников в офисе ведётся всеми системными операторами.

– Что для вас лично было важным в этом новом опыте?

– Для меня как руководителя важно, что работники компании, не имеющие отношения к IT, стали массово использовать и оценили возможности новых технологий, которые мы внедряем последние годы. Импульс для этого был вынужденный, причина не из приятных, но итог радует. Существуют опасения, что удалённая работа может снизить темпы реализации проектов развития, поскольку они требуют проведения мозговых штурмов и совместного проектирования, что, на мой взгляд, пока не очень хорошо работает в удалённом формате. Непонятно, насколько подходит удалённый режим для «креативной» части нашей работы. Пока у меня нет подтверждения, что это работает плохо. Возможно, надо ещё чуть больше привыкнуть к такому режиму, и в части креатива он тоже станет эффективным. ■

Расширенную версию интервью читайте на [Peretok.ru](https://peretok.ru)

Динамика потребления электроэнергии в ЕЭС России*, млрд кВт·ч



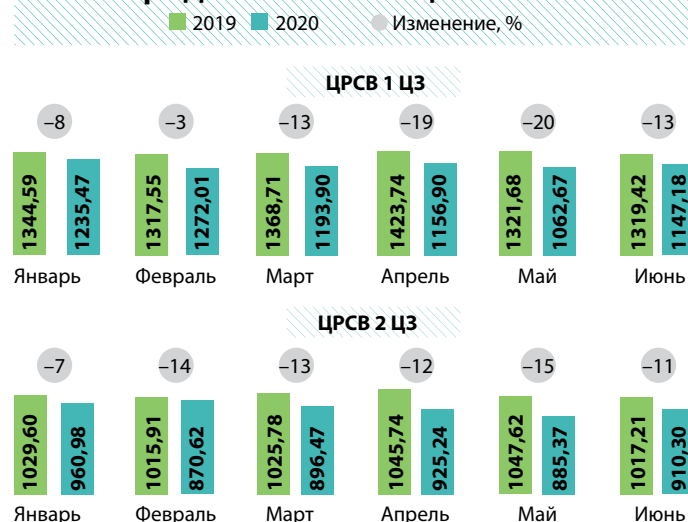
* Относительно показателей на аналогичные даты 2019 года в сопоставимых температурных условиях

** В течение всего апреля продолжались ограничительные меры в стране, введённые 30 марта

*** Общероссийские ограничительные меры отменены 12 мая

**** Ограничительные меры постепенно отменялись в регионах по всей стране

Среднемесячная цена РСВ



Углеродный налог в ЕС: опасности и перспективы

Дискуссия о перспективах введения углеродных налогов развернулась в прошлом году, после того как Евросоюз объявил своим новым курсом «Зелёную сделку», которая подразумевает радикальные реформы в экономике, энергетике и транспорте, которые должны стать максимально «зелёными», углеродно-нейтральными. По предварительным оценкам, такая политика обойдётся ЕС примерно в 3 трлн евро. При этом Союз будет выдвигать требования к поставщикам товаров, чтобы те соответствовали климатической нейтральной политике. Одной из мер может стать введение трансграничного углеродного налога на ввозимую на территорию ЕС продукцию.

Последние 20 лет Россия наблюдала за мировой климатической дискуссией, скорее, со стороны. В рамках Парижского соглашения Россия к 2030 году должна была снизить выбросы до 65–70% от уровня 1990 года. Власти рассчитывали выполнить обозначенную задачу, не принимая серьёзных усилий, так как задача выглядела «саморешаемой»: после распада СССР объём промпроизводства существенно упал, а леса (и их способность поглощать CO₂) в основном остались. Однако переход Европы на «Зелёный курс» перевернул ситуацию, в конце 2019 года ввести углеродный налог в России посоветовал Всемирный банк.

Предварительный анализ идей ЕС показывает, что после введения трансграничного углеродного регулирования (ТУР) дополнительные расходы российских промэкспортёров могут составить от \$3–6 млрд до 1 трлн рублей. Беспокойство бизнеса заметили в правительстве. Летом вопрос активно обсуждался на различных российских площадках, в сентябре начались полуофициальные консультации между РФ и ЕС. Организатором со стороны ЕС выступил European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (исследовательский центр, работу которого поддерживают правительства Германии и Франции, а также ряд европейских энергетических и металлургических, химических и цементных компаний), с российской – Российский союз промышленников и предпринимателей (РСПП) и Институт проблем естественных монополий (ИПЕМ).

Прошедшая 8 сентября видеоконференция стала «отправной точкой неформальных консультаций ЕС и РФ на уровне экспертов и представителей деловых кругов по вопросам пограничных корректировок выбросов CO₂», сообщил ИПЕМ. В обсуждении приняли участие представители бизнеса (экспортёры), РСПП, Минэкономразвития, Минэнерго, Минтранса, Минпромторга и МИДа.

Вступив в переговоры с ЕС, российские власти устами экс-премьера, замглавы Совета безопасности РФ Дмитрия МЕДВЕДЕВА одновременно предостерегают партнёров от дискриминации российского бизнеса. Введение углеродного налога в ЕС является скрытой формой протекционизма под предлогом защиты климата, считает г-н МЕДВЕДЕВ. Зампред Совбеза заявил, что «в случае введения углеродного налога нужно стараться обеспечить его соответствие

Одной из ключевых развилок углеродной дискуссии в России станет вопрос о методике расчёта доли «зелёной» энергии в потреблении

механизмам рамочной конвенции ООН по изменению климата и Парижскому соглашению».

«Нам нужно здесь вести переговоры и в двустороннем формате, и с ЕС, и, конечно, на профильных международных площадках, включая ВТО, органы, которые занимаются изменением климата и соответствующими конвенциями», – сказал г-н МЕДВЕДЕВ в конце августа.

Рассчитывать на разбирательства в рамках ВТО не стоит, полагает один из главных апологетов введения ТУР, глава УК «Роснано» (занимается в т. ч. ВИЭ) Анатолий ЧУБАЙС. «Отменить решение ЕС мы не сможем, оно соответствует нормам ВТО и ничему не противоречит», – заявил он в начале сентября. При этом он полагает, что трудности у российских экспортёров в Европе возникнут не в 2025 году, а раньше – уже в 2023 году. Законодательное оформление механизма трансграничного углеродного регулирования должно завершиться к концу 2022 года, говорил в интервью «Интерфаксу» в начале августа посол Евросоюза в России Маркус ЭДЕРЕР.

Одной из ключевых развилок углеродной дискуссии в России в ближайшее время, вероятно, станет вопрос о методике расчёта доли «зелёной» энергии в потреблении. Укрупнённо на рынке обсуждаются два варианта: узлового и усреднённого расчётов. Первый предполагает, что налоговая ставка будет рассчитываться исходя из структуры генерации конкретного энергоузла – чем выше доля АЭС, ГЭС, газовой генерации, тем ниже будет ставка для конкретного предприятия. Усреднённый подход подразумевает «размазывание» допсбора по территории всей страны в виде единой ставки, без учёта региональных особенностей генерации. Очевидно, что сторонники обоих подходов найдутся как в среде промышленников, так и в среде генераторов. Более подробно о стартовых позициях ключевых участников внутрироссийской дискуссии – в нашей традиционной рубрике «Эксперт-клуб».



**ПАВЕЛ СНИККАРС, ДИРЕКТОР
ДЕПАРТАМЕНТА РАЗВИТИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ МИНЭНЕРГО РФ**

В 2019 году Еврокомиссия представила «Зелёную сделку» – комплекс мер по трансформации европейской экономики для достижения к 2050 году углеродной нейтральности, то есть баланса эмиссии и поглощения парниковых газов. По сути, речь идёт о новом масштабном направлении развития ЕС, которое предусматривает радикальные реформы во всех сферах жизни общества. Один из обсуждаемых механизмов в рамках «Зелёной сделки» – введение трансграничного углеродного регулирования. Углеродный налог на ввозимую в Евро-союз продукцию призван повысить конкурентоспособность европейских производителей, у которых возрастут траты на внедрение «зелёных» технологий, и должен стимулировать торговых партнёров ЕС внедрять схожие модели углеродного регулирования с использованием фискальных и ограничительных механизмов.

Параметры введения трансграничного углеродного регулирования пока прорабатываются, до конца октября проводятся официальные публичные консультации. Главный риск предлагаемого механизма заключается в том, что он может стать исключительно протекционистским. Фокус на фискальных механизмах означает, что экспортёрам будет необходимо заплатить цену за углерод, сопоставимую с ценой на европейском рынке. Возможность учёта сокращений выбросов парниковых газов и компенсация углеродоёмкости за счёт модернизации производства или реализации лесоклиматических проектов на данный момент в явной форме не рассматриваются. Кроме того, появляется угроза двойного налогообложения товаров, ввозимых в ЕС.

Проведённые Еврокомиссией предварительные консультации показали разнонаправленность позиций различных сторон по всем аспектам трансграничного углеродного регулирования, в том числе относительно форм и условий его введения, целеполагания, механизма регулирования, отраслевого охвата, направлений использования собранных средств. Ещё до начала официальных консультаций появился ряд противоречий на международном уровне. Мнения о возможном протекционистском и одностороннем подходе выразили представители США и Китая.

По оценкам Института народно-хозяйственного прогнозирования РАН, трансграничное углеродное регулирование ЕС в сумме с обсуждаемыми подходами к введению торговли углеродными единицами

и ограничениями в России приведёт к дополнительным потерям российских предприятий около 1 трлн рублей в год.

Снизить риски российских экспортёров при введении углеродного налога поможет разработка методики расчёта косвенных выбросов парниковых газов объектов ТЭК и промышленного производства.

Важным аспектом является создание нормативной основы для отчётности предприятий и для реализации добровольных проектов по сокращению выбросов и увеличению поглощения парниковых газов. Для этого необходимо скорейшее принятие проекта федерального закона «О государственном регулировании выбросов парниковых газов и внесении изменений в отдельные законодательные акты», подготовленного Минэкономразвития России.

Целесообразно разработать методические указания по определению объёма поглощения парниковых газов. В России до сих пор нет единой методики, которая бы адекватно оценивала имеющийся потенциал поглощающей способности всех экосистем страны. Существующие методические указания носят рекомендательный характер, при этом учитывается только поглощение «управляемых лесов» (то есть тех, где ведётся лесное хозяйство) и не учитывается поглощение, например, тундры, лугов, сельхозугодий, а также водных территорий.

Минэнерго также предлагает провести анализ всех национальных проектов для решения климатической задачи. В том числе необходимо создать единый центр на базе министерства энергетики с участием Минпромторга, Минстроя, Минтранса и Минсельхоза.

Среди мер, которые уже реализуются в России и которые, с учётом планов по введению углеродного регулирования, необходимо продолжить, отмечу оптимизацию работы ТЭС для снижения расходов топлива на отпуск электроэнергии. Это позволяет снизить негативное воздействие электростанций на окружающую среду, а также выбросы парниковых газов. Оптимизация загрузки генерирующего оборудования с увеличением доли производства электроэнергии в комбинированном цикле, поддержка обновления основных фондов электростанций, а также улучшение энергоэффективности ТЭС уже привели к формированию устойчивой динамики снижения выбросов. В 2019 году по сравнению с 2014 годом ТЭС России снизили выбросы загрязняющих веществ на 19,6%, а выбросы парниковых газов сократились на 6,48%. Это произошло на фоне роста объёмов производства тепла и электроэнергии и неизменности доли потребления угля в топливном балансе электроэнергетики России.

Снизить риски российских экспортёров при введении углеродного налога поможет разработка методики расчёта косвенных выбросов парниковых газов объектов ТЭК и промышленного производства



АЛЕКСЕЙ ФАДДЕЕВ, ЗАМЕСТИТЕЛЬ
РУКОВОДИТЕЛЯ ОТДЕЛА СПЕЦИАЛЬНЫХ
ПРОЕКТОВ ДЕПАРТАМЕНТА ТЭК ИПЕМ

С 2019 года в рамках Европейского союза (ЕС) активизировалось обсуждение трансграничного углеродного регулирования (ТУР), предполагающего взимание платы за импортируемую продукцию в зависимости от её углеродного следа. Идея углеродного пограничного сбора (Carbon Border Tax) в июле 2019 года была озвучена в рамках предвыборной кампании Урсулой фон дер Ляйен, которая на тот момент была кандидатом в председатели Еврокомиссии. Данный механизм был обозначен как один из компонентов «Европейского зелёного курса» (Green Deal for Europe).

Вскоре после того как фон дер Ляйен получила пост председателя Еврокомиссии, в декабре 2019 года, «Европейский зелёный курс» был опубликован в формате коммуникации Еврокомиссии, и в этом тексте ТУР был упомянут как «Механизм пограничной углеродной корректировки» (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM). Впоследствии именно этот термин получил распространение: в частности, CBAM был упомянут в плане восстановления экономики ЕС (май 2020 года). В июле 2020 года механизм CBAM был поддержан лидерами государств – членов ЕС, и в том же месяце Еврокомиссия начала публичное обсуждение инициативы по созданию данного механизма.

В течение 2020–2022 годов планируется разработка механизма CBAM, оценка его воздействия, а также проведение переговоров с заинтересованными сторонами. Неофициальные консультации уже проходят, так, например, Институт проблем естественных монополий совместно с European Roundtable on Climate Change and Sustainable Transition (ERCST) недавно провели совместную видеоконференцию, на которой российские и европейские деловые круги обсудили перспективы реализации CBAM.

Основным препятствием для реализации ТУР является то, что его условия могут дискриминировать импортёров продукции, что противоречит требованиям ВТО, РКИК ООН и Парижского соглашения. Самый простой пример: дискриминация может произойти, если платёжная ставка по ТУР превысит внутреннюю цену выбросов CO₂. Этот риск довольно актуален для Евросоюза, где до сих пор в рамках системы торговли квотами (EU ETS) определённый объём квот распределяется бесплатно.

Теоретически ТУР можно настроить таким образом, чтобы избежать дискриминации импортёров, но администрирование такой системы

будет сопряжено со значительными сложностями – и это второе существенное препятствие для реализации ТУР.

Третье важное препятствие состоит в том, что ввод ТУР неизбежно приведёт к росту цен на импортируемые товары на внутреннем рынке.

Таким образом, создание ТУР отличается беспрецедентной сложностью, что может привести к замедлению реализации таких схем.

Реализация ТУР в Европе может привести к снижению конкурентоспособности российских экспортёров энергоёмкой, углеродоёмкой продукции (топливо, металлы, химия) в сравнении с компаниями из Европы и стран с низким углеродным следом продукции – например, где высока роль безуглеродной генерации в электроэнергетике (Бразилия, Канада).

Отдельные российские экспортёры могут сохранить хорошие рыночные позиции даже в случае ввода ТУР. Например, компании, использующие электроэнергию преимущественно от ГЭС, имеют низкий углеродный след продукции. Однако и здесь есть сложности: европейские партнёры могут и не признать их таковыми, многое зависит от методик, которые будут использоваться для расчётов и процедур их верификации.

На наш взгляд, необходимо чётко обозначить позицию о том, что ввод ТУР допустим только при отсутствии какой-либо дискриминации импортёров в сравнении с внутренними производителями. В случае наличия таковой дискриминации следует защищать национальные интересы всеми доступными способами, в том числе по линии ВТО.

Во-вторых, необходимо создать систему учёта углеродного следа продукции, в том числе с учётом «косвенных» выбросов, связанных с потреблением энергоресурсов.

Наконец, необходимо развивать внутренние возможности для экспортёров к снижению углеродного следа продукции. В частности, это может быть реализовано с помощью системы компенсационных проектов (carbon offsets).





ВАЛЕРИЙ ДЗЮБЕНКО, ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ДИРЕКТОРА АССОЦИАЦИИ «СООБЩЕСТВО
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»

Примерно половина российского экспорта приходится на страны Евросоюза. Если укрупнённо оценивать его структуру, то около 50% объёма европейского экспорта составляют энергоресурсы – нефть, газ, энергетический уголь, ещё примерно 15% – это продукция машиностроения, 8% – продукция химической промышленности, около 5% приходится на продукцию чёрной и цветной металлургии. Таким образом, планы Евросоюза по введению трансграничного углеродного регулирования затрагивают весь спектр продукции добывающих и обрабатывающих отраслей российской промышленности с акцентом на продукцию ТЭК.

В то же время Россия занимает примерно 8% в объёме европейского импорта, крупнейшими торговыми партнёрами Евросоюза также являются США, Китай, Турция, Индия, Южная Корея, Канада, Бразилия. Углеродоёмкость экспорта перечисленных стран из-за

его неоднородной структуры отличается, но есть все основания полагать, что введение трансграничного углеродного регулирования в Евросоюзе – это сложный вопрос торговых отношений с целым рядом крупных мировых держав, который вряд ли будет решён в одночасье. Кроме этого, по мнению экспертов, у этой инициативы есть немало противоречий с положениями международных соглашений. Потому паниковать не стоит, но готовиться к непростому диалогу и принимать соответствующие меры необходимо.

Для формирования устойчивой позиции российским регуляторам и отечественным производителям целесообразно в первую очередь располагать достоверной информацией об объёмах и динамике углеродного следа. Но если с оценкой прямых выбросов (Score 1) ситуация для производителей более или менее понятна, то в отношении косвенных энергетических выбросов (Score 2), связанных в том числе с покупкой электроэнергии, информация публично не раскрывается. Казалось бы, есть исходные данные для расчётов в статистической отчётности генерирующих компаний, в данных администратора торговой системы энергорынка (АО «АТС»), вероятно, некоторые данные собираются через ГИС ТЭК, есть методика расчёта косвенных энергетических выбросов, утверждённая приказом Минприроды, но всё это не сведено воедино. В результате российские экспортёры вынуждены изобретать собственные подходы, делать расчёты самостоятельно, каждый по-своему, обращаясь к сертифицированным аналитикам и аудиторам для получения соответствующих оценок со всеми сопутствующими расходами и рисками. Чтобы исключить разницу в трактовках и руководствоваться общепринятыми подходами, целесообразно не только определить общую для всех методику расчёта косвенных энергетических выбросов, но и ведомство, ответственное за расчёт и публичное раскрытие этой информации. При этом, безусловно, необходимо исходить из единых международных стандартов, которые будут приниматься в юрисдикциях наших внешнеторговых партнёров, включая Евросоюз.

Поскольку промышленные предприятия не могут напрямую влиять на снижение косвенных энергетических выбросов, важная роль в этом принадлежит регулятору и государственной энергетической политике. Но если потенциал повышения энергоэффективности промышленного производства, по оценкам экспертов, уже близок к исчерпанию, поскольку предприятия все эти годы активно вкладываются во внедрение наилучших доступных технологий, то в электроэнергетике прогресса почти нет. Целевые показатели снижения энергоёмкости экономики на 40% к 2020 году оказались не выполнены. Целевые показатели комплексного плана мероприятий по повышению энергоэффективности в части снижения расхода топлива на электростанциях заведомо невыполнимы. Для достижения указанных в плане показателей, согласно имеющимся расчётам, требуется на замену неэффективным энергоблокам ввести в эксплуатацию к 2025 году не менее 21 ГВт высокоэффективных генерирующих мощностей, функционирующих в парогазовом цикле (ПГУ), а к 2030 году объём ввода таких установок должен составлять около 45 ГВт. Действующие планы и программы, включая программу модернизации ТЭС и Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, этого не предусматривают. ■



28 | Свет над Союзом

Екатерина
ДЗЮБА



В период от начала 1960-х до середины 1980-х годов отечественная электроэнергетика продолжила масштабно наращивать свои мощности и развивать технологическую базу. Именно к этому периоду относятся основные работы по созданию и расширению Единой энергетической системы (ЕЭС) страны, проекты международного сотрудничества в этой сфере, развитие атомной энергетики и модернизация уже действующих тепловых электростанций.

ВМЕСТЕ – МОЩНЕЕ И НАДЁЖНЕЕ

Электроэнергетика нашей страны прошла в своём развитии огромный путь от предусмотренного планом ГОЭЛРО сооружения первых крупных районных электростанций и объединяющих их электрических сетей до образования Единой энергосистемы (ЕЭС) – самого крупного в мире централизованно управляемого энергообъединения.

Процесс образования объединённых энергосистем (ОЭС) начался в стране ещё в 1940 году с сооружения первой межсистемной линии электропередачи 220 кВ Днепр – Донбасс, связавшей энергосистему Донбасса с Днепровской. В 1942 году «Уралэнерго» было разделено на три энергосистемы: «Свердловэнерго», «Пермэнерго» и «Челябэнерго». Для координации их деятельности были организованы «Главуралэнерго» и Объединённое диспетчерское управление (ОДУ). В 1945 году была создана Объединённая энергосистема Центра, в состав которой входили Московская, Ярославская, Ивановская и Горьковская энергосистемы. В этот же период к объединению Днепр – Донбасс была присоединена Ростовская энергосистема, в результате чего образовалась Объединённая энергосистема Юга (ОЭС Юга).

В 1955 году на базе ОЭС начался этап формирования Единой энергосистемы. Были сооружены линии электропередачи 500 кВ, связавшие ГЭС Среднего Поволжья с объединёнными системами Центра и Урала. По линии 220 кВ Волгоград – Донбасс к ним была присоединена ОЭС Юга. В 1959 году родилось Объединённое диспетчерское управление Единой энергетической системой (ОДУ ЕЭС). Это событие и ознаменовало начало образования Единой энергетической системы (ЕЭС) Советского Союза, дальнейшее развитие которой было связано с освоением более высоких напряжений – 500, 750 и 1150 кВ.

В 1959 году была принята в эксплуатацию первая цепь электропередачи 500 кВ Волгоград – Москва, после чего Волгоградская ЭЭС отделилась от ОЭС Юга и вошла в состав ОЭС Центра.

В 1960 году была введена в работу вторая цепь 500 кВ на участке Волгоград – Липецк, и в 1961 году ЛЭП-500 на участке Липецк – Москва и ЭЭС Центрально-Чернозёмной области («Липецкэнерго») также вошли в состав ОЭС Центра.

В 1966 году замыканием межсистемных связей 330–110 кВ Северо-Запад – Центр было осуществлено присоединение на параллельную работу ОЭС Северо-Запада. В 1969-м организована параллельная работа ОЭС Центра и Юга.

И. САПОЖКОВ / Фотохроника ТАСС



Пуск Сургутской ГРЭС состоялся в феврале 1972 года



Олег СИЗОВ / Фотохроника ТАСС

Общий экономический эффект от создания ЕЭС СССР на достигнутом к середине 1980-х годов уровне её развития (в сравнении с изолированной работой ЕЭС) оценивается снижением капитальных вложений в электроэнергетику на 2,5 млрд рублей и уменьшением ежегодных эксплуатационных расходов примерно на 1 млрд рублей

В итоге в начале 1970-х годов все энергообъединения, входящие в состав ЕЭС (ОЭС Центра, Урала, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Северного Кавказа и Закавказья), стали работать синхронно. Три территориальные ОЭС – Казахстана, Сибири и Средней Азии – пока работали раздельно, ОЭС Востока находилась в стадии формирования.

Позже в состав ЕЭС СССР вошла ОЭС Казахстана. Две ЭЭС этой республики – Алма-Атинская и Южноказахстанская – входили в состав ОЭС Средней Азии. В 1978 году, с завершением строительства транзитной воздушной линии электропередачи (ВЛ) Сибирь – Казахстан – Урал, присоединилась на параллельную работу ОЭС Сибири.

В том же 1978-м было закончено строительство межгосударственной ВЛ Западная Украина (СССР) – Альбертирша (ВНР), и в следующем году началась параллельная работа ЕЭС СССР и ОЭС стран – членов Совета экономической взаимопомощи. С учётом ОЭС Сибири образовалась Электроэнергетическая система социалистических стран, которая охватывала громадную территорию от Улан-Батора до Берлина.

От сетей ЕЭС осуществляется экспорт электроэнергии в Финляндию, Норвегию, Турцию. Через преобразовательную подстанцию постоянного тока в районе Выборга ЕЭС СССР соединена с энергообъединением Скандинавских стран (НОРДЭЛ).

МИРНЫЙ АТОМ И ТЕХПЕРЕВООРУЖЕНИЕ ТЭС

СССР стала первой страной, в которой была построена атомная электростанция (АЭС). Это произошло в 1954 году в Обнинске и доказало возможности использования атомного топлива в целях получения электроэнергии, а также послужило неоценимым опытом как в мировом масштабе, так и для строительства подобных электростанций на территории Советского Союза.

С этого момента и вплоть до чернобыльской аварии 1986 года отечественная атомная энергетика стала развиваться опережающими темпами. АЭС превратились в системообразующие элементы ЕЭС европейской части

Владимир САВОСТЬЯНОВ / ТАСС



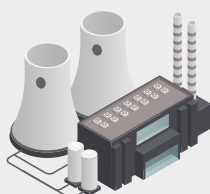
Пульт управления Обнинской атомной электростанции

**МОЩНОСТЬ
НАИБОЛЕЕ
КРУПНЫХ
ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ,
1985 ГОД:**

**АЭС –
4000 МВт**

**ТЭС –
4000 МВт**

**ГЭС –
6400 МВт**



страны, что стало возможным благодаря росту их единичной и установленной мощности до наибольших в отрасли значений. В 1975 году в стране появились атомные энергоблоки мощностью в 1000 МВт, а в 1983 году – 1500 МВт.

В результате активного ввода новых энергоблоков АЭС их доля в суммарной мощности генерации страны в течение 1970-х годов возросла от 0,6 до 4,7% (12,5 МВт), а в 1980-е годы мощность АЭС увеличилась более чем в 3 раза (до 38 МВт). К 1983 году доля АЭС в суммарной мощности генерации достигла 11%.

В 1970–1980-е годы произошли качественные изменения и в тепловой энергетике на органическом топливе. Началось формирование территориально-промышленных комплексов на базе важнейших месторождений дешёвого топлива, включающих крупные ТЭС. К таким проектам относится строительство Экибастузских ГРЭС на открытых месторождениях бурого угля, Сургутских ГРЭС на газе Западной Сибири, Берёзовской ГРЭС на углях Канско-Ачинского бассейна.

Подобная концентрация производства стала возможной за счёт дальнейшего увеличения мощ-

ИСТОРИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ности энергоблоков ТЭС. В 1970–1980-е годы было введено 18 энергоблоков на 800 МВт и 15 – на 500 МВт. В 1980 году на Костромской ГРЭС пущен энергоблок на 1200 МВт, крупнейший на территории бывшего СССР до сих пор.

Преобладание ввода мощных агрегатов оказало неблагоприятное воздействие на параметры устойчивости ОЭС и ЕЭС, усложнив их работу. Потребовалось серьёзное техническое перевооружение – разработка и внедрение систем АРВ (автоматического регулирования возбуждения), автоматики аварийной разгрузки мощных ТЭС, в том числе автоматики аварийного управления мощностью паровых турбин энергоблоков.

ЭНЕРГИЯ ПРАВИТ «МИРОМ»

В июле 1962-го было подписано соглашение о создании в Праге Центрального диспетчерского управления (ЦДУ) энергосистем Болгарии, Венгрии, ГДР, Польши, СССР, Румынии и Чехословакии. Это соглашение привело к созданию крупнейшей на планете энергосистемы «Мир» – объединённой энергосистемы европейских стран, членов Совета экономической взаимопомощи.

К этому времени в СССР, ГДР и ЧССР уже полным ходом шли процессы формирования единых государственных энергосистем. Остальные страны СЭВ совершали только первые шаги в этом направлении. При этом выработка электроэнергии в этих странах в основном производилась мелкими промышленными и коммунальными электростанциями, объединёнными во множество локальных, не связанных друг с другом электрических сетей отдельных районов.

Для того чтобы повысить экономичность и надёжность систем электроснабжения, уменьшить общий необходимый резерв мощности и увеличить взаимный обмен электроэнергией между странами, в 1962 году были введены в эксплуатацию ряд линий электропередачи, которые объединили энергосистемы СССР, Венгрии и Польши. По ним же экспортировалась электроэнергия из СССР. В этом же году для обеспечения надёжной параллельной работы энергосистем

РОСТ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПРОТЯЖЁННОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 220–750 кВ ЕЭС СССР (1960–1980 гг.)

Год	Установленная мощность электростанций, млн кВт	Высшее напряжение, кВ*	Протяжённость ВЛ*, тыс. км			
			220 кВ	330 кВ	500 кВ**	750 кВ
1960	29,1	500	9,68	0,66	4,40	–
1965	53,9	500	17,27	4,58	5,90	–
1970	104,9	750	30,11	12,86	9,77	0,09
1975	153,1	750	44,55	18,79	14,67	1,68
1980	223,4	750	72,63	23,63	23,75	2,86

* Без ВЛ 800 кВ постоянного тока.
** В том числе ВЛ 400 кВ.



этих стран было создано Центральное диспетчерское управление объединения энергосистем в Праге. В 1963 году в Единую энергосистему была включена Румыния, а в 1965-м – Болгария.

Через 10 лет Болгарская энергосистема была включена на параллельную работу с Единой энергосистемой СССР, временно отделившись от энергосистемы «Мир». В 1974 году линией Винница – Западноукраинская (СССР) – Альбертирша (Венгрия) были соединены энергосистема «Мир» и Единая энергосистема СССР. В 1979 году они стали работать параллельно.

После распада СЭВ энергосистема «Мир» перестала функционировать, но её инфраструктура сохранилась: 11 высоковольтных линий электропередачи (через Украину и Белоруссию соединяющих Россию со странами Восточной и Южной Европы) и три вставки постоянного тока синхронизации напряжения стоимостью по 150 млн долларов каждая (в Австрии и Германии). ■



Уникальный турбинный ротор энергоблока мощностью 1200 МВт Костромской электростанции

31

Заряд здоровья

✦ Станислав
ПАХОТИН

ИСТОРИЧЕСКИЕ ОПЫТЫ

Первые сведения об использовании для лечения ран, параличей, мигреней «природного» электричества относятся к глубокой древности. В античных источниках зафиксирован метод древнеримского врача Клавдия Галена. Он, узнав о чудодейственных возможностях силы разрядов электрических скатов, стал их активно применять как обезболивающее средство при лечении ран римского императора Марка Антония и отважных гладиаторов.

Спустя тысячелетия уже эксперименты при дворе французского монарха Людовика XV позволили систематизировать и расширить представления о лечебных свойствах электричества. Придворный аббат и физик Нолле выстроил замкнутую цепочку из 180 взявшихся за руки гвардейцев. Первому из них аббат дал лейденскую банку (сосуд с аккумулированным электрическим разрядом), последнего – попросил прикоснуться к электродам заряженной от электрической машины лейденской банки. Все гвардейцы одновременно начинали дёргаться и вскрикивать, чем немало веселили версальскую публику. Впоследствии в европейских газетах стали писать не только о пострадавших от таких экспериментов, но и о чудесных исцелениях с помощью лейденской банки от паралича, мигреней и даже простуд.

В России методы электромедицины изучал и применял на практике дворянин, писатель, учёный Андрей Болотов. В своём уезде в начале 1790-х годов он создал первую стационарную электrolечебницу. С помощью модернизированной лейденской банки Болотов лечил простуды, ревматизмы, заболевания сердца, органов пищеварения, параличи, контрактуры, нервно-психические

Ежегодно в мире от удара молнией или контакта с неисправной электропроводкой получают травмы или погибают десятки тысяч человек. А вот сколько людей было спасено при помощи медицинского оборудования, использующего силу и свойства электроэнергии, точно не знает никто. Всё дело в том, что лечат электричеством на нашей планете методично, с соблюдением всех мер предосторожности уже более двух веков. О традициях и современных методах этого лечения – в нашем обзоре.



Клавдий Гален

Андрей Болотов

расстройства. Описывая результаты своей врачебной деятельности, учёный рассказал об излечении в течение двух с половиной лет более 1500 человек «не только от разных лёгких болезней, но много раз от самых тяжких, долговременных, запущенных, а несколько раз даже самых редких, необыкновенных и таких болезней, которые всем другим употребляемым до того лекарствам и даже врачеванию искусных медиков противоборствовали».

Уникальные разработки Болотова хоть и вызвали интерес со стороны учёных и врачей, однако не получили широкого распространения, на которое тот рассчитывал. К началу XIX века ажиотаж вокруг новой панацеи стал спадать: общественность ждала от электромедицины чуда, а его, что закономерно, не произошло – она помогала далеко не всегда и только в пределах возможного.

На протяжении XIX века развитие и усовершенствование методов электротерапии происходило параллельно с изучением законов электромагнетизма и электрофизиологии. Важной вехой в исследовании благотворного влияния электричества на организм человека стало открытие Стефаном Ле Дюком феномена, при котором некоторые вещества проникают под действием электрического тока через неповреждённую кожу. Впоследствии он стал основой для создания электрофореза.

Основоположником современных методик применения постоянного и переменного низкочастотного токов стал другой французский учёный, Гийом Дюшен, который в течение 20 лет, развивая идеи Луиджи Гальвани, испробовал эту методику на пациентах с невралгией – проводил опыты воздействия тока на их лицевые мышцы. В ходе исследований Дюшен обнаружил, что внешняя электростимуляция может как оказывать благотворное влияние на сокращения мышц, так и выступать самостоятельным методом диагностики.



Жан-Антуан Нолле

Одним из первых методов электротерапии, получившим широкое распространение, стала франклинизация – метод физиотерапии, основанный на применении постоянного электрического поля высокой напряжённости. Разработанный американским учёным Бенджамин Фрэнклином метод физиотерапии, по наблюдениям, вызывал в организме человека только положительные изменения: улучшал кровообращение, снижал артериальное давление, оказывал обезболивающее действие, способствовал скорейшему заживлению ран.

В середине XIX века учёные перешли от редких экспериментов к созданию эффективных методов лечения и клиник, в которых они практиковались. Первую «электрическо-гальваническую» лечебницу в России открыл в 1866 году в Астрахани доктор Николай Яковлев.

Гийом Дюшен
и его пациент



ТОК ПО НАЗНАЧЕНИЮ

В целом уже в начале XX века электротерапия стала самостоятельным направлением лечебной медицины, построенным на строго научных началах и точных методах, заимствованных у электрофизики и электрофизиологии.

В современной медицине широко применяются два основных типа лечения электричеством, обусловленных применением постоянного или переменного видов тока различной частотности.

Один из них – дарсонвализация – метод воздействия на организм человека переменным током высокой, ультравысокой и сверхвысокой частот, названный в честь французского физика и физиолога Арсена д'Арсонваля.

Различают местную и общую дарсонвализацию. Курс общей электротерапии состоит примерно из 20–30 процедур и применяется при таких заболеваниях, как гипертоническая болезнь, мигрень, варикозное расширение вен, геморрой, повышенная утомляемость, обморожения и незаживающие язвы. Применение местной высоко-

частотной электротерапии широко распространено в косметологии. Во время воздействия электрода на кожные покровы лица и шеи происходит одномоментный спазм сосудов, при котором кровь и лимфа начинают интенсивно циркулировать по организму, устраняя застойные явления, нормализуя состояние клеточной оболочки и тонус кожи.

Противоположный ему по характеру, но столь же эффективный метод – это импульсная электротерапия, или диадинамотерапия. На организм человека воздействуют постоянными токами частотой 50 и 100 Гц с непрерывным чередованием коротких и длинных периодов. Во время процедуры пациент ощущает покалывание, лёгкое жжение, вибрацию. Диадинамотерапия способствует улучшению кровообращения, рассасыванию отёков, увеличивая содержание кислорода в клетках организма, и применяется при выраженном болевом синдроме, травматических повреждениях, заболеваниях опорно-двигательного аппарата и суставов, эпилепсии, мигрени и некоторых других болезнях. В практике физиотерапии импульсная электротерапия часто используется в сочетании с грязелечением, лечебным электрофорезом. Под воздействием стрессов человек далеко не всегда способен снять мышечное напряжение и полноценно отдохнуть. Диадинамотерапия – один из эффективнейших методов расслабления, позволяющий нормализовать тонус спазмированных сосудов, вызвать сокращение скелетных и гладких мышц.

Один из самых популярных и востребованных методов лечения электричеством сегодня – ионофорез. Это процесс, при котором различные лекарства и лечебные вещества проникают через слои кожи с использованием гальванического тока. Молекулы транспортируются через роговой слой электрофорезом и электроосмосом, при этом электричество (слабый ток с низковольтным напряжением) увеличивает проницаемость кожи.

Благодаря этой способности ионофорез нашёл множество применений в клинической практике, продемонстрировав терапевтическое, профилактическое, диагностическое и экспериментальное значение, и поэтому широко применяется для различных целей.



ИНТЕРЕСНЫЕ ФАКТЫ

Мышечные клетки сердца сокращаются и производят электроэнергию. Электрокардиограмма (ЭКГ) измеряет ритм сердца благодаря этим импульсам.

Лекарства и лечебные вещества, используемые при ионофорезе, электрически заряжены (они имеют электрический заряд) в форме ионов. В зависимости от их типа (положительные ионы, или катионы, и отрицательные ионы, или анионы) используются разные методы для достижения оптимальных результатов манипуляции.

Ещё один часто применяемый метод электротерапии – электросон. Он построен на применении импульсного тока низкой частоты (1–150 Гц), малой силы (до 10 мА) и напряжением до 80 В. Благодаря ему улучшается кровообращение, повышается минутный объём дыхания. Он стимулирует окислительно-восстановительные процессы, снижает болевую чувствительность, не вызывает привыкания.

Для того чтобы восстановить нормальный ритм сердца, используют дефибриллятор – прибор, генерирующий короткие высоковольтные импульсы, вызывающие сокращение миокарда. При проведении наружной дефибрилляции начальный разряд составляет 3,0–3,5 тысячи вольт (около 200 Дж). Если первая попытка не удалась, то мощность прибора при каждой попытке повышают на 0,5 тысячи вольт (предел 5–6 тысяч вольт, или 360 Дж). При проведении открытой дефибрилляции первоначальная величина дефибриллирующего напряжения составляет 1,50–1,75 тысячи вольт, а предельное напряжение 2,5–3,0 тысячи вольт.

Методы электротерапии сегодня – полноценная индустрия, нашедшая своё отражение как в компактных бытовых приборах для профилактики и лечения множества заболеваний, так и в специализированных клиниках, использующих экспериментальные, самые передовые методики и технологии. Но к каким бы методикам вы ни обращались, важно помнить одно – целебный эффект воздействия электрическим током может быть достигнут только при выполнении всех рекомендаций профессионального врача. ■



3 ОКТЯБРЯ

ХАЗЕЕВ Анвар Магсумович (1961 г.), директор Набережночелнинской ТЭЦ – филиала АО «Татэнерго»

4 ОКТЯБРЯ



УЙБА Владимир Викторович (1958 г.), глава Республики Коми

6 ОКТЯБРЯ

ЛЕОНОВ Олег Владимирович (1963 г.), директор Жигулёвской ГЭС – филиала ПАО «Русгидро»

7 ОКТЯБРЯ



ПУТИН Владимир Владимирович (1952 г.), Президент РФ – председатель Комиссии по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности

9 ОКТЯБРЯ

НОСКОВ Вячеслав Александрович (1966 г.), директор ОАО «Ново-Кемеровская ТЭЦ» – кузбасского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

10 ОКТЯБРЯ

АПСУВАЕВ Аслан Чолпанович (1970 г.), исполнительный директор АО «Зарамакские ГЭС»

11 ОКТЯБРЯ

ЛАЗЕПНЫЙ Вадим Григорьевич (1969 г.), начальник Государственной инспекции по экологии и природопользованию Пермского края



ЛОКШИН Александр Маркович (1957 г.), первый заместитель генерального директора по операционному управлению АО «ГК «Росатом» – член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

12 ОКТЯБРЯ



РЯЗАНОВ Всеволод Вячеславович (1971 г.), директор филиала «Ириклинская ГРЭС»



ЛЕОНТЬЕВ Михаил Владимирович (1958 г.), пресс-секретарь ПАО «НК «Роснефть»



ЧЕРЕЗОВ Андрей Владимирович (1967 г.), заместитель министра энергетики РФ

13 ОКТЯБРЯ



МИРОНОВ Дмитрий Юрьевич (1968 г.), губернатор Ярославской области



ПРИЧКО Олег Николаевич (1963 г.), генеральный директор ПАО «Иркутскэнерго»

ТРОЦАН Андрей Анатольевич (1968 г.), генеральный директор Кызылской ТЭЦ АО «Енисейская ТГК» (ТГК-13)

14 ОКТЯБРЯ

ВЛАДИМИРОВ Владимир Владимирович (1975 г.), губернатор Ставропольского края

15 ОКТЯБРЯ

ЩЕПИН Сергей Гаврилович (1959 г.), руководитель Республиканской службы по охране, контролю и регулированию использования объектов животного мира, отнесенных к объектам охоты, контролю и надзору в сфере природопользования Республики Бурятия

17 ОКТЯБРЯ



ПЕСКОВ Дмитрий Сергеевич (1967 г.), заместитель руководителя Администрации Президента РФ – пресс-секретарь Президента РФ

18 ОКТЯБРЯ



ГАЛЕЕВ Эдуард Геннадьевич (1967 г.), генеральный директор АО «ТГК-16»

ГЕЛЛЕР Анатолий Яковлевич (1978 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору РФ (Ростехнадзор)

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ

ключевых лиц ТЭК России

Октябрь

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
			1	2	3	4
5	6	7	8	9	10	11
12	13	14	15	16	17	18
19	20	21	22	23	24	25
26	27	28	29	30	31	



МАХОНИН Дмитрий Николаевич (1982 г.), губернатор Пермского края

МУНШТУКОВ Денис Валерьевич (1980 г.), генеральный директор ЗАО «Завод электротехнического оборудования»

19 ОКТЯБРЯ



НЕЛЮБИН Михаил Юрьевич (1962 г.), генеральный директор АО «Нижневартовская ГРЭС»

ЛИМАРЕНКО Валерий Игоревич (1960 г.), губернатор Сахалинской области

20 ОКТЯБРЯ

БОТАШЕВ Расул Борисович (1977 г.), член Комитета ГД РФ по международным делам

САДОВНИКОВ Дмитрий Дмитриевич (1971 г.), министр жилищно-коммунального хозяйства и энергетики Якутии

21 ОКТЯБРЯ



КОМАРОВА Наталья Владимировна (1955 г.), губернатор Ханты-Мансийского АО – Югры

22 ОКТЯБРЯ

ИВАНОВ Сергей Владиславович (1955 г.), академик, директор ФГБУ «Институт физики высоких энергий имени А. А. Логунова Национального исследовательского центра «Курчатовский институт»

КОНДРАТЬЕВ Сергей Борисович (1978 г.), генеральный директор ПАО «Камчатскэнерго»



СААКЯН Валерий Арташесович (1937 г.), президент АО «Объединённая энергостроительная корпорация» (ОЭК)

24 ОКТЯБРЯ

ВЕРГЕЙЧИК Олег Владимирович (1970 г.), директор Сургутской ГРЭС-1 – филиала ПАО «ОГК-2»

27 ОКТЯБРЯ



БАШУК Денис Николаевич (1971 г.), управляющий директор ПАО «Московская объединённая энергетическая компания» (МОЭК)

29 ОКТЯБРЯ



КОБЗЕВ Игорь Иванович (1966 г.), губернатор Иркутской области



ПАСЛЕР Денис Владимирович (1978 г.), губернатор Оренбургской области

В ОКТЯБРЕ — НОЯБРЕ 2020

Ноябрь

ПН	ВТ	СР	ЧТ	ПТ	СБ	ВС
					1	
2	3	4	5	6	7	8
9	10	11	12	13	14	15
16	17	18	19	20	21	22
23	24	25	26	27	28	29
30						

1 НОЯБРЯ

АРКУША Евгений Александрович (1945 г.), президент НО «Российский топливный союз»



ДУБРОВСКИЙ Тимофей Анатольевич (1971 г.), директор ООО «БашРТС»



ДРОЗДЕНКО Александр Юрьевич (1964 г.), губернатор Ленинградской области — председатель правительства Ленинградской области

3 НОЯБРЯ



УСС Александр Викторович (1954 г.), губернатор Красноярского края

6 НОЯБРЯ



НОВИКОВ Сергей Геннадьевич (1977 г.), начальник Управления общественных проектов Администрации Президента РФ

7 НОЯБРЯ

ЖИЗНЕВСКИЙ Виктор Викторович (1977 г.), директор Загорской ГАЭС, филиала ПАО «Русгидро»



КОЗАК Дмитрий Николаевич (1958 г.), заместитель руководителя Администрации Президента РФ

ПАВЛОВ Владимир Иванович (1961 г.), генеральный директор филиала АО «СО ЕЭС» — «ОДУ Урала»

9 НОЯБРЯ

ЛАМАНОВ Виктор Николаевич (1964 г.), заместитель генерального директора АО «НИКИМТ-Атомстрой» по безопасности, директор ТПИИ ВНИПИЭТ

10 НОЯБРЯ

БЛОЦКИЙ Владимир Николаевич (1977 г.), член Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям



ШАРОВ Юрий Владимирович (1959 г.), член правления — руководитель блока инжиниринга ПАО «Интер РАО», генеральный директор «Интер РАО — Инжиниринг».



ЩЕГОЛЕВ Игорь Олегович (1965 г.), полномочный представитель Президента РФ в Центральном федеральном округе

12 НОЯБРЯ

КУХМИСТРОВ Сергей Дмитриевич (1965 г.), директор Новочеркасской ГРЭС — филиала ПАО «ОГК-2»

НАЗАРОВ Станислав Валентинович (1970 г.), заместитель управляющего директора — директор филиала «Кольский» ПАО «ТЭК-1»

13 НОЯБРЯ

АМИРХАНОВ Амирхан Магомедович (1952 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по надзору в сфере природопользования

ОЛЕНИН Юрий

Александрович (1953 г.), заместитель генерального директора по науке и стратегии ГК «Росатом»

14 НОЯБРЯ



КОНСТАНТИНОВ Михаил Владимирович (1968 г.), член правления — руководитель блока правовой работы ПАО «Интер РАО»

15 НОЯБРЯ



БОРТНИКОВ Александр Васильевич (1951 г.), директор Федеральной службы безопасности РФ



КРАСИЛЬЩИК Марк Эдуардович (1969 г.), заместитель главы администрации города Костромы, курирующий сферу городского хозяйства

16 НОЯБРЯ



АЛФЕЕВ Андрей Альбертович (1962 г.), генеральный директор ООО «Калининградская генерация»



БУДАРГИН Олег Михайлович (1960 г.), вице-президент по региональному развитию Мирового энергетического совета (МИРЭС), член Высшего совета ВПП «Единая Россия»

18 НОЯБРЯ

БРЕЧАЛОВ Александр Владимирович (1973 г.), глава Республики Удмуртия

КАМИНСКИЙ Александр Викторович (1957 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

20 НОЯБРЯ

ЕМЕЛЬЯНОВ Сергей Михайлович (1979 г.), генеральный директор ООО «Транснефтьэнерго»

21 НОЯБРЯ

ЛЮБИМОВ Николай Викторович (1971 г.), губернатор Рязанской области



ХАЛИКОВ Ильдар Шафкатович (1967 г.), председатель Совета директоров АО «Татэнерго»

23 НОЯБРЯ

ЛАРИКОВ Владимир Сергеевич (1956 г.), директор филиала АО «Дальневосточная генерирующая компания» (ДГК) — «Хабаровская генерация»

25 НОЯБРЯ

ЛИПАТОВ Тимур Владимирович (1980 г.), генеральный директор АО «Силловые машины»

26 НОЯБРЯ



МУСТАФИН Ренат Рафаилович (1983), врио директора Уфимской ТЭЦ-3

АКСЁНОВ Сергей

Валерьевич (1972 г.), глава Республики Крым, председатель Совета министров Республики Крым

НИКИТИН Андрей Сергеевич (1979 г.), губернатор Новгородской области

27 НОЯБРЯ



АРТЕМЬЕВ Игорь Юрьевич (1961 г.), руководитель Федеральной антимонопольной службы РФ

28 НОЯБРЯ

АКСАКОВ Анатолий Геннадьевич (1957 г.), председатель Комитета Госдумы по финансовому рынку

29 НОЯБРЯ

ПАРФЕНЧИКОВ Артур Олегович (1964 г.), глава Республики Карелия

30 НОЯБРЯ

КОНОВАЛОВ Валентин Олегович (1987 г.), глава Республики Хакасия, председатель правительства Республики Хакасия

ФИЛАТОВ Сергей

Александрович (1981 г.), директор Департамента недропользования и природных ресурсов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры

36 | Готовность номер один!

Работы по подготовке первого энергоблока Белорусской АЭС к предстоящему пуску вышли на финишную прямую. Успешно проведены гидроиспытания реакторной установки, активными темпами идёт подключение станции к Единой энергосистеме Республики Беларусь. По данным отраслевого министерства РБ, энергетический пуск АЭС запланирован на 7 ноября 2020 года.

Ввод АЭС в эксплуатацию обеспечит около трети внутренних потребностей страны в электроэнергии, а также позволит замещать 4,5 млрд куб. м природного газа в год, ежегодно уменьшать выбросы парниковых газов более чем на 7 млн тонн.



коммуникационная группа

MEDIALINE



КРУПНЕЙШЕЕ
В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ
ИЗДАТЕЛЬСКОЕ
АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

ЭКОСИСТЕМЫ
КОРПОРАТИВНЫХ
КОММУНИКАЦИЙ

РАЗРАБОТКА
КОММУНИКАЦИОННЫХ
СТРАТЕГИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ
И ПРЕМИЯ
INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ
СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

НАШИ САЙТЫ

Журналы и газеты

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
МОСЭНЕРГО
АТОМЭНЕРГОМАШ
МРСК ЦЕНТРА
МРСК УРАЛА
ЛЕНЭНЕРГО
ТГК-1
ЮНИПРО
МОЭСК
МОСЭНЕРГОСБЫТ
ФСК

ЛУКОЙЛ
РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
СТРОЙГАЗМОНТАЖ
СУЭК
БАШНЕФТЬ
ДТЭК
ЭНЕРГОПРОМ
СТНГ
ГАЗПРОМ ПХГ
ЯМАЛ СПГ
ШТОКМАН

Видео

РУСГИДРО
СУЭК
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

Веб-издания

ИНТЕР РАО
РОССЕТИ
РУСГИДРО
АТОМЭНЕРГОМАШ
ПЕРЕТОК.РУ

Мобильные приложения

ИНТЕР РАО

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

ИНТЕР  РАОЕЭС

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