Планы развития водородной энергетики России 12

Эксперт-клуб: как пандемия влияет на финансовую дисциплину 20

Виталий ИВАНОВ – о решении проблемы долгов Северного Кавказа 24

журнал об энергетике России

Энергия без границ

№ 5 (64) ноябрь – декабрь 2020

ИНТЕР РАОЕЭС

Порядок на воде

На Водном конгрессе – 2020 отраслевое сообщество вновь попросило регуляторов снять запрет на проектирование электростанций с прямоточными системами, а также представило иные рекомендации по корректировке нормативной базы в сфере водопользования

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 компании 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

ОТ РЕДАКЦИИ

Уважаемые читатели!

Аномальный 2020 год близится к завершению, но происходящие события, очевидно, будут ещё долго влиять на мировую экономику. Ключевым вызовом стала пандемия COVID-19. Вслед за падением промпроизводства снизился и спрос на энергоресурсы. И если после весенней вспышки коронавируса регуляторы сохраняли сдержанный оптимизм, рассчитывая на восстановление потребления в 2021 году, то осенняя волна заболеваемости делает картину менее радужной. Сейчас «Совет рынка» прогнозирует, что спрос на энергию в будущем году будет равен прошлогоднему только в Сибири, в первой ценовой зоне он окажется на 1,7% меньше значений 2019 года.

На фоне моратория на штрафы за просрочку платежей за ЖКУ, предоставленную кабмином до конца года населению и управляющим компаниям, энергетики боялись, прежде всего, существенного ухудшения платёжной дисциплины. На розничном рынке трудности действительно есть: показатель собираемости платежей упал не только у населения, но и у многих бюджетных потребителей. Впрочем, трансляции долгов на ОРЭМ удалось избежать. Платёжная дисциплина в оптовом сегменте существенно улучшилась благодаря соглашению о реструктуризации северо-кавказских долгов, которое генераторы и ГП «Россетей» подписали весной. О развитии ситуации в СКФО, прорывных договорённостях с поставщиками и перспективах энергетики Северного Кавказа в традиционной рубрике «Интервью» поговорили с генеральным директором «Россети Северный Кавказ» Виталием ИВАНОВЫМ.

Отдавая долги поставщикам, сетевой холдинг осенью объявил войну своему крупнейшему должнику – компании «ТНС энерго», задолжавшей десятки миллиардов рублей за услуги по передаче. Потеряв надежду на мирное разрешение ситуации после отказа властей от введения лицензирования сбытов, «Россети» обратились в правоохранительные органы, и осенью несколько топ-менеджеров холдинга «ТНС энерго», в том числе действующий и бывший гендиректора, оказались под арестом. Детальный обзор ситуации с неплатежами на энергорынке и развёрнутые комментарии экспертов и регуляторов составляют «долговой» блок этого номера.

Пандемия COVID-19 ускорила трансформационные процессы в мировой экономике. До этого доминирующими путями озеленения энергетики на протяжении многих лет считались солнечные и ветровые электростанции. В этом сезоне тренд сменился – сначала в Европе, а вслед за ней и в других странах мира всё активнее обсуждается развитие водородной энергетики, которая в сочетании в другими ВИЭ должна стать основой для «зелёного» будущего планеты. Обзор водородных технологий, текущего положения и перспектив нового вида генерации – в большом материале и инфографике «Энергии без границ».

Одно из немногих очных мероприятий осени – Всероссийский водный конгресс – в этом году оказалось во многом энергетическим. Добившись от властей решения проблемы водопользовательских ставок для прямоточных АЭС и ТЭС, энергетики настаивают на снятии экономически и экологически немотивированного запрета на строительство таких электростанций. Но это не единственный «энергетический пункт», вошедший в итоговые рекомендации Водного конгресса: подробный обзор инициатив, призванных нормализовать отношения водников и энергетиков, – также в текущем номере нашего журнала.

И как всегда, мы предлагаем вашему вниманию важнейшие новости и комментарии к главным отраслевым событиям, а также другую полезную и познавательную информацию.

Приятного чтения!

СОДЕРЖАНИЕ

4 Новости

6 Энергетика в мире

8 Тема номера
Порядок на воде
На протяжении пяти лет огромной головной болью энергетиков оставалась проблема платежей за пользование водными ресурсами. Обсуждаем рекомендации по корректировке нормативной базы в сфере водопользования, подготовленные генераторами в рамках Водного конгресса – 2020.

12 Технологии
Водородная перспектива
Премьер-министр Михаил МИШУСТИН утвердил план мероприятий по развитию водородной энергетики в РФ до 2024 года. Уже в первом квартале будущего года министерства должны разработать концепцию и подготовить предложения по стимулированию развития водородных технологий. Обсуждаем перспективы нового вида генерации.

16 Инфографика
Сила в водороде
Способы получения, направления использования и прогноз потребления чистого водорода различными отраслями в мире.

18 Энергосистема
Призрак неплатежей бродит по энергорынку
Борьба за платёжную дисциплину по-прежнему остаётся неизменным атрибутом российского электроэнергетического сектора. В нашем материале говорим о последних переменах на «платёжном фронте», а также о том, как повлиял на ситуацию с долгами форс-мажорный 2020 год.

20 Эксперт-клуб
Коронный вопрос
О том, как пандемия COVID-19 повлияла на финансовую дисциплину энергорынка, мы продолжаем беседу с ведущими экспертами отрасли.

24 Интервью
Соглашение о реструктуризации долгов республик Северного Кавказа, Тывы и Калмыкии перед генераторами оказалось одним из ключевых событий на ОРЭМ в этом году. О долгом пути к соглашению, его узких местах и превращении «Россети Северный Кавказ» из предбанкротной структуры в крупного инвестора «Энергия без границ» поговорила с генеральным директором компании Виталием ИВАНОВЫМ.

28

28 История энергетики

Энергетика в годы реформирования «РАО ЕЭС России»

Мы продолжаем цикл публикаций об истории отечественной электроэнергетики, приуроченный к 100-летней годовщине Плана ГОЭЛРО. На очереди – один из самых сложных в истории российской электроэнергетики период 90-х годов прошлого века.

31 NB

Энергия преображения

Рассказываем, как для жизни и социальных потребностей городов изменяют территории, которые раньше использовались для размещения промышленных производств, в том числе и для предприятий энергетической индустрии.

34 Тенденции

Ценовой парадокс

ЕК признала российские энергоцены заниженными. Экспортёры, требующие новых скидок от энергетиков, могут попасть под антидемпинговые пошлины ЕС уже сейчас.

35 Календарь дней рождения

ключевых лиц ТЭК России в декабре.

36 Фото номера

В полной готовности!

Несмотря на сложности, вызванные пандемией коронавируса, все крупные энергокомпании и территориальные сетевые организации завершили необходимые мероприятия для подготовки к надёжному прохождению ОЗП.

36

Учредитель и издатель:
ПАО «Интер РАО»
№ 5 (64), ноябрь – декабрь 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, ул. Большая Почтовая, 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, 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

НА **5,2** **млрд рублей сократятся платежи потребителей по ДПМ в 2020 году** из-за снижения доходности облигаций федерального займа.

496 **МВт может составить прогнозируемый «Системным оператором» дефицит мощности** в Крымско-Таманском энергоузле при отсутствии ввода новой генерации.

Ключевые назначения в отрасли

Бывший министр энергетики **Александр НОВАК** назначен вице-премьером правительства РФ. Соответствующий указ подписан президентом России Владимиром ПУТИНЫМ и опубликован на сайте Кремля. «В соответствии с пунктом «д» статьи 83 Конституции РФ назначить НОВАКА Александра Валентиновича заместителем председателя Правительства Российской Федерации, освободив его от занимаемой должности».

На ставший вакантным пост главы Минэнерго соответствующим указом президента от 10 ноября назначен экс-глава «РусГидро» **Николай ШУЛЬГИНОВ,** который руководил гидроэнергетическим гигантом с осени 2015 года, в сентябре 2020 года контракт с ним продлили на два года.

В свою очередь, новым главой «РусГидро» стал **Виктор ХМАРИН,** бывший первый заместитель гендиректора, которого Совет директоров «Русгидро» утвердил в статусе исполняющего обязанности руководителя. В компании объяснили, что для назначения председателя правления – гендиректора требуется директива государства, на оформление которой нужно время. Исполняющий обязанности назначается Советом директоров путём голосования, директива для этого не требуется.

Кроме того, премьер-министр Михаил МИШУСТИН своим распоряжением назначил руководителем Федеральной антимонопольной службы **Максима ШАСКОЛЬСКОГО,** который до 11 ноября был вице-губернатором Санкт-Петербурга. Прежний глава ФАС Игорь АРТЕМЬЕВ стал помощником премьера. Оба распоряжения о назначениях были опубликованы на сайте правительства.

Коронавирус будет влиять на потребление и в 2021 году

«Совет рынка» опубликовал прогноз роста энергоцен для оптовых потребителей электроэнергии на 2021 год. По базовому сценарию в 2021 году потребление электроэнергии в первой ценовой зоне (европейская часть России и Урал) будет в среднем на 1,7% ниже показателя 2019 года, а во второй ценовой зоне (Сибирь) восстановится до уровня 2019 года. При этом топливо в 2021 году подорожает: цена на уголь вырастет на 3,5%, а на газ – на 3%. В результате стоимость электроэнергии в европейской части России и на Урале может увеличиться на 5,9% (до 1,25 тысячи рублей за 1 МВт•ч), а в Сибири – сразу на 9,4% (до 944 рублей за 1 МВт•ч). В 2019 году расходы потребителей в секторе рынка «на сутки вперёд» (РСВ, конкурентный сектор торговли электроэнергией), по данным АТС, составили около 942 млрд рублей.

На цену мощности в 2021 году будут влиять вводы новых ВИЭ-электростанций, запуск энергоблока Ленинградской АЭС-2 (ЛАЭС-2) мощностью 1,2 ГВт, а также вывод из ремонта Берёзовской ГРЭС на 800 МВт компании «Юнипро» (подконтрольна немецкой Uniper).

Плавный переход к зелёной энергетике

Президент России Владимир ПУТИН поручил правительству обеспечить к 2030 году сокращение выбросов парниковых газов до 70% относительно уровня 1990 года и создать стратегию развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года.

Кроме того, глава государства поручил разработать с учётом особенностей отраслей экономики Стратегию социально-экономического развития РФ с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года.

Соответствующий указ № 666 вступил в силу со дня его официального опубликования на официальном интернет-портале правовой информации 4 ноября.

ПОЧТИ **26,5** **млрд рублей инвестиций в объекты капстроительства** получит «Крымэнерго» из федерального бюджета до 2023 года включительно.

Вечная мерзлота ни при чём

Ростехнадзор завершил техническое расследование аварии на ТЭЦ в Норильске, где в мае произошла утечка более 21 тысячи тонн дизтоплива из-за протечки резервуара.

Результаты расследования указывают на несколько причин аварии, сообщили в Роспотребнадзоре, но таяния вечной мерзлоты среди них нет. Авария произошла из-за недостаточной несущей способности основания и железобетонных свай резервуара, недостатков проектирования свайного основания, дефектов строительного производства, в том числе наличия «слабых» грунтов под сваями, а также некачественного контроля за эксплуатацией сооружений и нарушений требований при проведении экспертизы промышленной безопасности.

По итогам работы комиссии составлен акт, в котором указаны причины и обстоятельства аварии, меры по ликвидации последствий и предложения по предупреждению подобных аварий. Документ направлен заинтересованным госорганам 13 ноября.

Колёса диктуют вагонные

Правительство определилось со схемой строительства дополнительной генерации для энергоснабжения Восточного полигона РЖД. В частности, согласовано строительство ТЭС «Пеледуй» в Бодайбинском районе Иркутской области на 456 МВт, расширение угольной Нерюнгринской ГРЭС «РусГидро» на два энергоблока по 215 МВт каждый, новых угольных ТЭС в Советской Гавани (в районе порта Ванино) на 260 МВт и в Находке на юге Приморского края мощностью до 280 МВт. В совокупности планируется построить около 1,426 ГВт новой мощности.

Минэнерго, ФАС, Минэкономики и «Совет рынка», по данным газеты «Коммерсантъ», должны внести в правительство нормативную базу для проведения конкурсов до 3 февраля 2021 года. В «Совете рынка» подтвердили, что такое решение принято на совместном совещании под председательством первого вице-премьера Андрея БЕЛОУСОВА и вице-премьера Юрия БОРИСОВА.

БАМ и Транссиб пересекают объединённую энергосистему Дальнего Востока и энергосистему Восточной Сибири, сейчас эти две энергозоны соединяют две ЛЭП 220 кВ. Расширение БАМа и Транссиба до пропускной способности в 180 млн тонн к 2024 году потребует строительства дополнительной генерации и нескольких тысяч километров электросетей.

Усть-Джегутинская МГЭС

«РусГидро» ввело в Карачаево-Черкесии Усть-Джегутинскую мини-ГЭС мощностью 5,6 МВт. Малая гидростанция возведена на реке Кубань в районе Усть-Джегутинского водохозяйственного гидроузла. Стоимость проекта составила 1,7 млрд рублей. Среднегодовая выработка МГЭС – более 25 млн кВт•ч. На станции установлены два гидроагрегата мощностью 2,8 МВт каждый.

«С вводом этой станции мы уменьшаем энергодефицитность Северного Кавказа. Это третий объект в Карачаево-Черкесии, который мы ввели в последние годы», – сказал первый замгендиректора «РусГидро» Андрей КАЗАЧЕНКОВ журналистам на церемонии ввода 10 ноября.

В 2022 году «РусГидро» планирует ввести в КЧР две Красногорские малые ГЭС суммарной мощностью почти 50 МВт.

6 | Переконфигурация экспорта

Александра БЕЛКИНА

Ввод первого энергоблока БелАЭС в эксплуатацию изменил схему экспорта российской энергии в Прибалтику.

Главным международным энергособытием осени с точки зрения отечественного рынка стал запуск Белорусской АЭС, строящейся «Росатомом» на деньги российского госкредита. После включения первого энергоблока в объединённую энергосистему Белоруссии президент Республики Александр ЛУКАШЕНКО заявил о планах строительства второй АЭС, «Росатом» понёс репутационные издержки из-за неисправности итальянских трансформаторов, а «Интер РАО» смогло перезапустить транзит в Прибалтику, сменив литовскую точку входа на латвийскую.

ЗАПУСК С ОСТАНОВКАМИ

Включение первого энергоблока БелАЭС в республиканскую энергосистему было проведено 3 ноября. «В 12:03 турбогенератор первого энергоблока Белорусской АЭС включён в объединённую энергосистему страны», – сообщило республиканское Минэнерго. Речь шла о пробном подключении станции с последующим проведением испытаний, сообщал источник «Интерфакса». Официальная церемония, в которой приняли участие руководство «Росатома», российский посол Дмитрий МЕЗЕНЦЕВ и г-н ЛУКАШЕНКО, состоялась четыре дня спустя. В ходе неё мощность блока (1,2 ГВт) была повышена до 40% от установленной, к этому моменту БелАЭС уже выдала в сеть более 22 млн кВт•ч, сэкономив 6,4 млн куб. м газа, или около $1 млн, рапортовало министерство.

Александр ЛУКАШЕНКО счёл момент историческим и заявил, что «страна становится ядерной державой», хотя формально для получения этого статуса Белоруссия должна обзавестись атомным оружием, а не энергетикой. Накануне церемонии президент заявил, что его стране необходима ещё одна АЭС, «чтобы уйти от зависимости по углеводородам». «Росатом» сразу же сообщил, что готов участвовать в новом проекте.

Впрочем, общее впечатление от запуска БелАЭС оказалось смазано уже на следующий день после торжественной церемонии. Днём 8 ноября белорусские СМИ сообщили, что турбина первого энергоблока остановлена из-за выхода из строя трансформаторов напряжения на одном из агрегатов. 10 ноября отключение БелАЭС от сети официально подтвердили в Минске. «В ходе проводимых испытаний в соответствии с программой этапа «Энергетический пуск» выявлена необходимость замены отдельного электротехнического измерительного оборудования. Работы по замене данного оборудования осуществляются согласно технологическому регламенту. В настоящее время на энергоблоке проводятся испытания и работы в соответствии с этапной программой», – заявило Минэнерго Белоруссии.

Сообщая об отключении, местные СМИ напоминали, что аналогичный случай произошёл при пуске блока Ленинградской АЭС-2 и опасности не представляет. Вице-президент «Атомстройэкспорта», руководитель проекта строительства БелАЭС Виталий ПОЛЯНИН в интервью «Коммерсанту», которое было опубликовано 13 ноября, подтвердил, что «Росатом» уже сталкивался с такими ситуациями. Причиной проблем, вероятно, стал итальянский трансформатор, а «отключение БелАЭС на этом этапе ввода – абсолютно рабочая ситуация».

«Ситуация не критичная, а абсолютно рабочая для этого этапа ввода блока в эксплуатацию. Предварительно было выявлено, что из строя вышли трансформаторы напряжения из измерительной схемы защиты блочного трансформатора в результате внутреннего короткого замыкания. Оборудование это итальянского производства, сейчас мы меняем трансформаторы на российские из запасов концерна «Росэнергоатом». Идём по плану: уверен, что в ближайшие дни завершим всю работу, включая монтаж и необходимые испытания. Включить блок в сеть планируем в начале следующей недели», – заявил г-н ПОЛЯНИН.

«Росатом» действительно оперативно заменил трансформаторы и повторно включил БелАЭС в сеть: блок работает на 40% от установленной мощности, сообщило 19 ноября республиканское Минэнерго. Повлияет ли проблема с трансформаторами на сроки ввода первого блока БелАЭС, непонятно, но ещё до пуска, 2 ноября, главный инженер БелАЭС Анатолий БОНДАРЬ сообщил журналистам, что ввод в промэксплуатацию может быть отложен до конца третьего квартала. В июне Россия и Белоруссия внесли изменения в соглашение о предоставлении российского госкредита на $10 млрд: начало периода возврата отложено на два года, до апреля 2023 года; ставка зафиксирована на уровне 3,3% годовых. Тогда срок ввода первого блока БелАЭС в промэксплуатацию был определён как февраль 2021 года, второго – 2022 год.

ЭКСПОРТНАЯ РОКИРОВКА

В ноябре глава республиканского Минэнерго Виктор КАРАНКЕВИЧ заявил, что Белоруссия готова продавать электроэнергию БелАЭС за границу по конкурентным ценам. Но пока единственным обсуждающимся экспортным направлением является Россия. Премьеры двух стран обсуждали вопросы поставок электроэнергии БелАЭС на ОРЭМ в начале сентября; также профильным ведомствам поручено «проработать вопросы, касающиеся работы электроэнергетических систем в условиях синхронной работы, в условиях ввода в эксплуатацию АЭС», говорил в начале осени Александр НОВАК, занимавший тогда пост министра энергетики РФ. Участники российского рынка пока с опасением относятся к перспективам импорта энергии БелАЭС, так как это может привести к ценовым перекосам и ухудшить экономику российской генерации.

Западные соседи Белоруссии, напротив, прилагают большие усилия, чтобы не допустить попадания электроэнергии БелАЭС в свои энергосистемы, так как считают строящуюся в 50 км от Вильнюса станцию небезопасной, несмотря на заявления «Росатома» о соблюдении самых современных, постфукусимских стандартов ядерной безопасности. Литва, активнее соседей настаивающая на бойкоте БелАЭС, закрыла коммерческий переток с Белоруссией менее чем через час после включения станции в белорусскую ОЭС.

Решение Литвы могло заблокировать и российский экспорт в Прибалтику – в последние годы основной объём поставок проходил именно через белорусские ЛЭП и литовскую перемычку. Однако оператор экспорта/импорта энергии в РФ – «Интер РАО» – заблаговременно начал переговоры с прибалтийскими странами об открытии альтернативных маршрутов поставок.

Решение о закрытии торгового сечения Литвы после запуска БелАЭС принималось ещё в 2017–2019 годах. В прошлом году российская сторона просила открыть для торговли сечения на существующих линиях Россия – Латвия и Россия – Эстония, помимо действующих Россия (Калининград) – Литва и Беларусь – Литва. Речь шла о загрузке линий, соединяющих Латвию и Эстонию с Псковской областью. Системные операторы трёх стран в течение года разработали и провели через общественное обсуждение новую методику перетоков. В результате «Интер РАО» смогло заменить экспорт в Литву поставками в Латвию уже через двое суток (5 ноября) после закрытия литовского сечения из-за пуска БелАЭС. При этом происхождение российской электроэнергии, поставляемой в Прибалтику, отныне будет подтверждаться сертификатами, заверенными Торгово-промышленной палатой РФ.

Спустя ещё неделю, 12 ноября, правительство Литвы заявило, что не согласно с решением Латвии возобновить поставки из России. В Вильнюсе полагают, что Латвия до согласования новой трёхсторонней (Россия, Латвия, Эстония) методики перетоков с Литвой не должна импортировать электричество из России. Впрочем, на этот раз опасения литовских властей оказались менее значимы для прибалтийских потребителей, чем экономическая целесообразность, – поставки в Латвию продолжаются. ■

Белоруссия готова продавать электроэнергию БелАЭС за границу по конкурентным ценам. Но пока единственным обсуждающимся экспортным направлением является Россия

Чиркейская ГЭС

8 | Порядок на воде

Юрий ЮДИН

Генераторы в рамках Водного конгресса подготовили рекомендации по корректировке нормативной базы в сфере водопользования.

На протяжении пяти лет основной головной болью энергетиков в сфере водопользования оставалась проблема платежей за пользование водой. В 2014 году Минприроды провело через правительство решение об индексации водопользовательских платежей в течение последующих 10 лет на 15% ежегодно. В министерстве полагали, что это финансово простимулирует предприятия к снижению нагрузки на водоёмы. Однако кабмин не учёл особенностей прямоточных электростанций, которые постепенно могли просто выпасть из зоны экономической рентабельности на фоне индексации ставок. Под ударом оказывались прежде всего прямоточные АЭС и ТЭС, на которые приходится 90% водопотребления в генсекторе. Но в процессе обсуждения выяснилось, что прямоточные системы также относятся к наилучшим доступным технологиям (НДТ). Наиболее острую часть проблемы удалось урегулировать лишь в конце прошлого года: с 2020 года ставки для прямоточных АЭС и ТЭС были заморожены. Но у энергетиков накопилось много других вопросов к регуляторам в сфере водопользования. 1 октября в рамках Всероссийского водного конгресса – 2020 энергокомпании и регуляторы сформулировали свои предложения по изменению водного законодательства, которые должны создать условия для более эффективного развития энергетики без ущемления интересов других водопользователей.

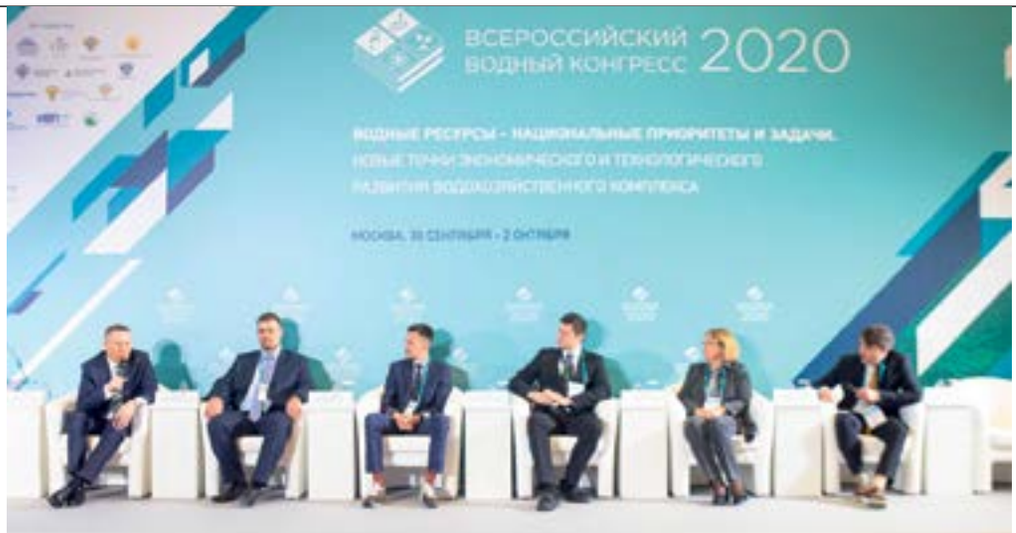
На круглый стол «Водопользование в ТЭК: направления и приоритеты государственной политики» собрались представители ведущих энергокомпаний, отраслевых ассоциаций, Минэнерго, РСПП, а также представители Федерального агентства по рыболовству, ФГБУ «Главрыбвод» и других заинтересованных структур. Они обсудили регулирование использования прямоточных систем водоснабжения ТЭС и АЭС, проблему учёта фонового загрязнения при нормировании сточных вод, использование морской воды для производства электроэнергии, предложения по изменению механизма отнесения водных объектов к водным объектам рыбохозяйственного значения и другие вопросы. Примечательно, что модератором дискуссии выступил замдиректора Департамента развития электроэнергетики Минэнерго России Пётр БОБЫЛЁВ, вскоре после этого перешедший с повышением на работу в Минэкономразвития. Здесь он продолжит заниматься схожей тематикой на посту директора Департамента конкуренции, энергоэффективности и экологии.

СТАВКИ ЗАМЁРЗЛИ НЕ ДЛЯ ВСЕХ

Минприроды РФ решило стимулировать предприятия к более рачительному использованию природных вод в 2014 году. Тогда министерство инициировало повышение водных платежей (устанавливаются индивидуально по каждому бассейну), идея была поддержана правительством. В 2015–2024 годах ставки растут на 15% ежегодно, суммарное повышение за 10 лет составит 4,65 раза от уровня 2014 года. Решение сразу же вызвало у энергетиков беспокойство, которое нарастало с каждым годом индексации.

По данным Минэнерго, прямоточные системы водоснабжения используют около 80 российских ТЭС и две АЭС с общей установленной электрической мощностью 49,52 ГВт. Это лишь 26% от общей установленной мощности таких станций в стране и 32% всей мощности ЕЭС, но на них приходится почти 90% (21,7 млрд куб. м) от всего объёма воды, используемой энергетиками. Однако, в отличие от других предприятий, вода на прямоточных станциях используется лишь для охлаждения, не контактирует с другими веществами и возвращается в природу в неизменном виде (иногда с незначительным повышением температуры). Таким образом, способ потребления воды и воздействие на природу у прямоточных электростанций и у прочих пользователей существенно отличаются, но в законодательстве эти нюансы отражения не нашли.

Выходом из ситуации мог бы стать перевод прямоточных ТЭС и АЭС на замкнутые системы водооборота. Минэнерго оценило удельные капвложения в такие мероприятия для ТЭС в 2,5 млн рублей за 1 МВт установленной мощности, для АЭС – в 13 млн рублей. Прямоточные системы используют в основном крупные узловые электростанции (2–4 ГВт). «Ламайер Интернациональ Рус» по итогам исследования, проведённого по заказу НП «Совет рынка», оценило суммарные расходы на перевод прямоточных АЭС и ТЭС в России на замкнутый водооборот в 111 млрд рублей. Строительство замкнутых систем вело к приросту тарифов на тепло прямоточных ТЭС на 2,39–6,48% к 2025 году. Рост цен на энергию по регулируемым договорам составил бы 2–10,9%, подсчитали в Минэнерго. При этом отказ от прямотока ухудшал КПД электростанций, увеличивал расходы топлива на 1,1 млн т. у. т. в год, повышая себестоимость генерации (и, как следствие, нагрузку на потребителей тепла и энергии) на 4,4 млрд рублей. Кроме того, переход на замкнутые системы под давлением растущих ставок на водопользование приводил к прямо противоположным экологическим результатам: при тех же объёмах генерации выбросы твёрдых частиц в атмосферу увеличивались на 2,5 тыс. т в год, сернистого ангидрида – на 4,2 тыс. т, оксидов азота (в пересчёте на диоксид азота) – на 3,6 тыс. т. В итоге сценарий, предложенный Минприроды, не устроил и правительство, ориентированное президентом на сдерживание цен на энергию.



Всероссийский водный конгресс – 2020

Энергетики привлекали внимание властей к проблеме прямоточных ТЭС и АЭС с момента начала повышения ставок, но окончательно закрыть вопрос удалось лишь к 2020 году. Изменения в правила расчёта ставок для прямоточных ТЭС и АЭС были внесены Постановлением Кабмина № 1211. В 2020 году дифференцированные ставки по бассейнам заморожены на уровне 2019 года. В 2021–2025 годах для всех прямоточных электростанций будет установлена единая ставка 636 рублей за 1 тыс. куб. м вне зависимости от речного бассейна. Начиная с 2026 года плата будет ежегодно увеличиваться на уровень официальной инфляции. Единственным исключением оказались ТЭС, берущие воду из бассейна Байкала. Из-за изначально высоких базовых ставок – 576 рублей за 1 тыс. куб. м – для озера было сделано исключение: для бассейна рек Байкала единая ставка была установлена на уровне 636 рублей с 2020 года, без переходного периода в 2020 году.

Впрочем, на Водном конгрессе выяснилось, что проблемы со ставками остаются у гидрогенераторов, а также атомщиков, использующих на своих объектах в том числе морскую воду. Как сообщил в ходе форума директор департамента по взаимодействию с органами власти En+ Group Олег ОГИЕНКО, сейчас доля платы за водопользование в структуре себестоимости ГЭС составляет от 10% до 15% в зависимости от объёма выработки. Неостановленная индексация ставок для ГЭС приведёт к их росту в 5,12 раза: к 2025 году доля водных платежей в себестоимости превысит 40%. Для компаний это обойдётся примерно в 20 млрд рублей дополнительных некомпенсируемых расходов, отметил г-н ОГИЕНКО. По итогам Водного конгресса – 2020 Минприроды и Минфину (при участии Минэнерго) рекомендовано рассмотреть возможность введения с 2021 года пятилетнего моратория на индексацию ставок для ГЭС.

Одновременно энергетики, использующие морскую воду, рассказали о специфике её применения: «РусГидро» поделилось многолетним опытом, полученным на Дальнем Востоке. Использование морской воды на Владивостокской ТЭЦ-2 и Сахалинской ГРЭС-2 выявил ряд проблем, приводящих к снижению надёжности и значительному ухудшению технико-экономических показателей генерации. Из-за засора конденсаторов паровых турбин биоорганизмами и водорослями энергетики несут дополнительные затраты на чистку и ремонт оборудования. Кроме того, загрязнение

Прямоточные системы водоснабжения используют около 80 российских ТЭС и две АЭС с общей установленной электрической мощностью 49,52 ГВт. Это лишь 32% всей мощности ЕЭС, но на них приходится почти 90% всего объёма воды, используемой энергетиками

может вызывать аварийные остановки, что влечёт убытки из-за снижения платы за мощность, отмечают в «РусГидро». Установка самоочищающихся фильтров позволяет повысить надёжность работы турбин на морской воде. Но дополнительная водоподготовка требует значительных инвестиций, что сказывается на конечной стоимости генерации. «Росэнергоатом», эксплуатирующий все АЭС в стране, попросил Минэнерго подготовить и внести поправки в Постановление Правительства № 876 (от 30.12.2006) и отменить второй раздел этого документа, определяющего ставки за пользование морской водой для АЭС и ТЭС. Стоит отметить, что эти ставки как минимум в десятки раз меньше платы, взимаемой государством за использование пресной воды речных бассейнов.

НОВЫЙ ПРЯМОТОК В ЗАКОНЕ

Урегулирование проблемы роста водопользовательских ставок позволило предотвратить избыточную тарифную нагрузку на потребителей. Но пока нерешённым остаётся вопрос строительства новой генерации. Несмотря на то, что прямоточные системы водоснабжения наряду с замкнутыми признаны властями НДТ, в Водном кодексе РФ (ст. 60) до сих пор содержится прямой запрет на проектирование и строительство прямоточных электростанций.

Запрет на прямоток был введён в Водный кодекс более 10 лет назад. Причиной стало ртутное загрязнение Братского и Усть-Илимского водохранилищ, обусловленное сбросом сточных вод Братским целлюлозно-бумажным комбинатом, горно-обогатительным комбинатом и предприятиями химической промышленности, то есть заводами, к энергетике отношения не имеющими. Экологические риски, связанные с использованием прямоточных систем этими предприятиями, были необоснованно распространены на любые системы прямоточного водоснабжения, указывают в Минэнерго.

Между тем у промпредприятий вода является составной частью производственного процесса, напрямую контактирует с химическими элементами и необходима для получения конечного продукта. Но вода, потребляемая прямоточными электростанциями, возвращается в природные источники в неизменном виде: 98% сточных вод таких ТЭС являются «нормативно чистыми без очистки», и лишь 2% – недостаточно очищенными. При этом до 86,4% сточных вод обрабатывающих производств, предприятий по добыче полезных ископаемых, утилизации отходов классифицируются как загрязнённые.

Принудительное замыкание водооборота – это, прежде всего, дополнительные расходы, не имеющие экологических или экономических предпосылок, указывают энергетики. По данным «Интер РАО – Электрогенерация», на которые ссылается Минэнерго, запрет на проектирование прямоточных систем технического водоснабжения при строительстве энергоблока ПГУ-800 МВт Пермской ГРЭС привёл к увеличению затрат на

Ленинградская АЭС. Вид с побережья Финского залива

1,78 млрд рублей. По оценкам «РусГидро», мораторий увеличивает стоимость реконструкции действующей Владивостокской ТЭЦ-2 (вывод части турбин, ввод двух ПГУ мощностью до 400 МВт) на 2 млрд рублей (создание сухих вентиляторных градирен). Те же сухие градирни обошлись в те же 2 млрд рублей при модернизации «РусГидро» Сахалинской ГРЭС-2. Аналогичное решение для Ириклинской ГРЭС, согласно расчётам «Интер РАО» 2016 года, обошлось бы в 1,15 млрд рублей (без НДС) со сроком окупаемости почти 11 лет, при этом топливные расходы станции выросли бы на 470 тыс. т. у. т. в год. В случае сохранения запрета на прямоток в Водном кодексе и необходимости строительства градирен для новой и модернизируемой генерации тарифы на тепло в Сибири (вторая ценовая зона ОРЭМ) могут вырасти на 107,6% (при доле отнесения расходов на производство тепловой энергии – 2%) до 130% (при доле – 50%). По сути, мораторий является инструментом ограничения в области водопользования для энергетиков, указало СПЭ в своём докладе на Водном конгрессе.

«Важно понимать, что и прямоточная, и оборотная системы техводоснабжения относятся к НДТ. Комплексный анализ показывает, что прямоточные системы при этом имеют ряд преимуществ. Так, КПД таких станций в среднем на 1,5% выше, чем при использовании оборотных систем. Кроме того, они имеют в 1,5–2 раза меньший уровень безвозвратного потребления воды, существенно снижены сбросы химических веществ в окружающую среду», – отметил по итогам Водного конгресса Пётр БОБЫЛЁВ.

Законопроект об исключении из Водного кодекса запрета на проектирование и строительство прямоточных водооборотных систем на ТЭС и АЭС был подготовлен ещё два года назад, в прошлом году свои замечания к нему представили Государственно-правовое и Экспертное управления при Президенте РФ. Сейчас Минэнерго завершает доработку документа, в августе он был внесён в правительство.

ФОНОВОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ И ДРУГИЕ НЕПРИЯТНОСТИ

В ходе Водного конгресса – 2020 генерирующие компании обсудили и другие вопросы, связанные с водопользованием. Участники форума отметили необходимость совершенствования Методики разработки нормативов допустимых сбросов веществ и микроорганизмов в водные объекты для

Принудительное замыкание водооборота прямоточных электростанций – это, прежде всего, дополнительные расходы, не имеющие ни экологических, ни экономических предпосылок

водопользователей. Проблема – в первоначальном фоновом загрязнении воды, которое не учитывается при контроле стоков электростанций. Поэтому действующее требование соблюдения ПДК на уровне рыбохозяйств фактически превращает электростанции в очистные сооружения для водного объекта. Зачастую, по действующим нормам, энергетики обязаны вернуть в водоёмы более чистую воду, чем ту, что они забрали ранее. Очень часто содержание загрязняющих веществ в забираемой воде в разы превышает установленные нормы, в соответствии с которыми должна производиться очистка, отмечается в материалах «Фортума».

Стоимость очистных сооружений в соответствии с действующими нормами может превышать стоимость всего объекта. Фактически предприятия становятся «вечными» загрязнителями, поскольку требуемая ПДК технологически недостижима. За этим следует регулярное привлечение генераторов к административной ответственности с применением максимальных штрафных коэффициентов, которые в конечном итоге оплачивает потребитель через стоимость киловатт-часа. Энергетики предлагают скорректировать механизм расчёта нормативов стоков (Приказ Минприроды России от 17.12.2007 № 333) для электростанций и рассчитывать показатели с учётом фонового загрязнения, соответствующий пункт включён в рекомендации Водного конгресса.

Кроме того, в рекомендации включён пункт об аналогичной корректировке методики расчёта предельно допустимых воздействий в границах Байкальской природной территории (БПТ) с особым режимом регулирования нормативов загрязнения сточных вод. Здесь с той же проблемой неучтённости фактора фонового загрязнения столкнулась Гусиноозёрская ГРЭС «Интер РАО». ПДК по сульфат-анионам (сульфатам) для этой станции установлен на уровне 25 мг/дм^3. При этом фактическая фоновая концентрация сульфатов в озере Гусиное, откуда забирается вода для ГРЭС, составляет 55,4 мг/дм^3, следует из официальных данных регионального Гидрометцентра. Более того, очистка воды до нормативных 25 мг может привести к изменению сформированного солевого баланса в водоёме и, как следствие, влиянию на экосистему озера в целом.

Теоретически очищать воду можно было бы с помощью мембранных технологий, но это потребует около 1 млрд рублей инвестиций. Кроме того, будут образовываться значительные объёмы концентратов, которые необходимо будет хранить. Технически решить проблему можно, но реализовать такой проект в промышленных масштабах нереально: способы очистки, позволяющие сделать это быстро, в достаточном объёме и без краха рентабельности, сейчас отсутствуют. На этом фоне двукратное снижение природного уровня сульфатов в сточных водах Гусиноозёрской ГРЭС не представляется ни возможным, ни целесообразным, отмечают энергетики. Для стоков централизованных и локальных систем водоотведения поселений или городов в границах БТП нормативы вдвое выше, чем для ГРЭС: они составляют 50 мг/дм^3 в дополнение к фоновой концентрации в источнике. Фоновое загрязнение необходимо учесть и в Приказе Минприроды № 83, который действует в БПТ, указано в итоговых рекомендациях форума.

Ещё одно предложение энергетиков касается корректировки правил отнесения водных объектов к объектам рыбохозяйственного значения (утверждены Постановлением Правительства от 28.02.2019 № 206). Действующие критерии делают таковыми абсолютное большинство водоёмов России. Процедура включения в реестр, проводимая Росрыболовством, не прозрачна и исключает возможность участия бизнес-сообщества в обсуждении. При этом механизм исключения из реестра объектов рыбхозназначения или перевода в категорию хозбытовых водоёмов не предусмотрен.

В результате возникает проблема, похожая на ситуацию с фоновым загрязнением. Электростанции вынуждены нормироваться по ПДК рыбхозобъектов, многие из которых не обоснованы и технологически недостижимы, а хозбытовые ПДК практически недоступны, отмечают в СПЭ. Кроме того, действующие правила фактически нивелируют стимулы для перехода на НДТ: нормы сбросов всё равно будут устанавливаться по нормативам рыбоводства, смысла в нормировании по технологическим показателям НДТ и, следовательно, для их внедрения нет, что дискредитирует саму идею НДТ, продвигаемую правительством. В рекомендации Водного конгресса Минсельхозу предложено скорректировать положение об отнесении водоёмов к категории рыбохозяйственных, дополнить его механизмом исключения из реестра. Кроме того, Минсельхозу совместно с Роспотребнадзором рекомендовано разработать и внести в кабмин положение о порядке перевода объектов рыбхозназначения в категорию хозяйственно-бытовых. ■

Гусиноозёрская ГРЭС

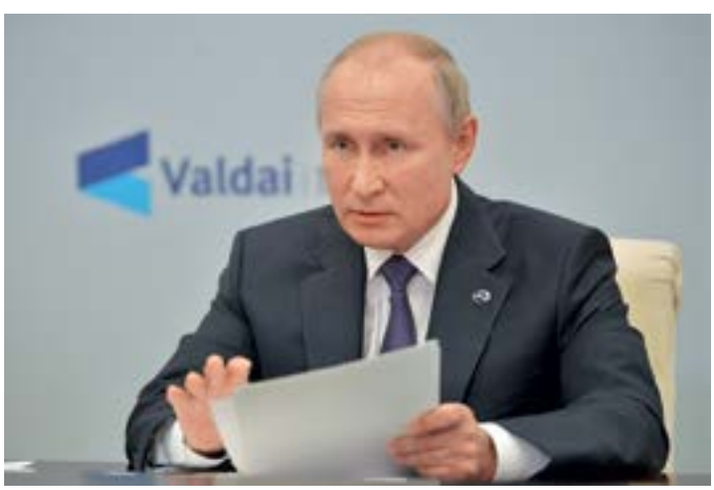
12 | Водородная перспектива

Александра БЕЛКИНА

Пандемия COVID-19 ускорила трансформационные процессы на зарубежных энергорынках. На фоне падения спроса на энергоресурсы ряд крупнейших мировых игроков – BP, Shell, Total – объявили о частичной диверсификации за счёт инвестиций в альтернативные источники энергии. Евросоюз наращивает финпланы в «зелёной» энергетике, планируя добиться «углеродной нейтральности» к середине столетия. Осенью о тех же намеченных перспективах к 2050–2060 годам объявили ключевые игроки Азии: Япония, Южная Корея и даже Китай, являющийся мировым лидером по объёму эмиссии парниковых газов.

В праздничный день 4 ноября президент России Владимир ПУТИН подписал указ № 666, предписывающий сократить объём выбросов парниковых газов к 2030 году до 70% от уровня 1990 года с учётом максимально возможной поглощающей способности лесов. Фактически объём сокращения стал «определяемым на национальном уровне вкладе» России в Парижское соглашение, к которому наша страна присоединилась в прошлом году. 70% от уровня 30-летней давности – это текущий показатель эмиссии без учёта поглощающей способности лесов. С учётом этого эффекта снижение уже составляет 50%.

Но фактическое выполнение Парижского соглашения без каких-либо усилий не означает, что движения в сторону «озеленения» не будет, хотя российские власти считают нереалистичным полный отказ мировой экономики от углеводородов в ближайшие 30–50 лет. В 2022 году 300 крупнейших промпредприятий должны перейти на наилучшие доступные технологии (НДТ) и через два года сократить выбросы на 20%. В дальнейшем требования о НДТ планируется распространить и на прочих загрязнителей. Учитывая российские запасы нефти и газа, речи об авральном переходе на ВИЭ в отечественной энергетике пока не идёт: электроэнергетический сектор в целом не нуждается в серьёзных изменениях, считает президент.



Алексей ДРУЖИНИН / пресс-служба Президента РФ / ТАСС

«Мы и сами работаем над альтернативными видами источников энергии. Если мы одна из самых богатых стран по углеводородам, по нефти и по газу, совсем не значит, что мы не должны думать о будущем. Мы думаем над солнечной энергией, над водородной энергией», – заявил Владимир ПУТИН 22 октября на пленарной сессии дискуссионного клуба «Валдай».

ЭЛЕМЕНТ С ОГРАНИЧЕННЫМ ВНУТРЕННИМ ПОТЕНЦИАЛОМ

В этот же день премьер-министр Михаил МИШУСТИН утвердил план мероприятий по развитию водородной энергетики в РФ до 2024 года. Кабмин в данном случае оказался в тренде: водородная индустрия подверглась крайне серьёзному влиянию кризиса 2020 года по сравнению с другими секторами энергетики и этот год станет «точкой перелома», обозначающей начало экспоненциального развития отрасли, по крайней мере на ближайшие несколько лет, чуть ранее указало в своём докладе Международное энергетическое агентство (МЭА).

По распоряжению премьера, уже в первом квартале будущего года министерства должны разработать концепцию развития водородной энергетики и подготовить предложения по стимулированию развития водородных технологий. К этому сроку также поручено выработать меры господдержки пилотных проектов по производству водорода, во втором квартале – способы стимулирования экспорта и внутреннего спроса, предложения по внедрению водорода на производстве и в транспорте. В 2024 году министерства при участии «Газпрома» и «Росатома» должны будут обеспечить создание, производство и применение водорода без выбросов CO_2, а также испытания газовых турбин на метано-водородном топливе и создание опытного образца водородного железнодорожного транспорта.

Сейчас в России рынок водорода фактически отсутствует. Несмотря на то, что, по данным Росстата, с 2010 года производство водо-

рода в России утроилось и в 2019 году составило 1,95 млрд куб. м, львиная доля потребляется там же, где и производится. По сути, выработка чаще всего является частью технологических цепочек на предприятиях газохимии, нефтепереработки и металлургии. При этом эксперты рынка единодушно указывают на узость потенциального водородного сегмента в отечественной генерации и точечный спрос в других секторах.

В Аналитическом центре при Правительстве РФ (АЦП) выделяют два ключевых направления развития потребления внутри страны. Первое – это применение альтернативного вида топлива на транспорте, что позволит снизить нагрузку на атмосферу крупных городов. Но здесь только зарождающемуся водородному сегменту придётся конкурировать с газомоторным топливом и электромобилями на базе литиевых батарей.

Сейчас рынок автомобилей с водородными топливными элементами только формируется. Парк таких машин в мире к концу прошлого года превысил лишь 25 тысяч штук, но более 12 тысяч из них были проданы в последний год. Причём лидерами по продажам оказались Китай, Япония и Южная Корея, хотя по суммарной численности таких машин впереди остаются США. Но пока автомобили на водородных топливных элементах неактуальны для большинства регионов мира из-за цены, превышающей $50 тысяч. На нужды транспорта в мире сейчас уходит менее 1% товарного водорода.

«Оптимистичные сценарии властей США предполагают, что к 2040 году водород может стать вторым после бензина энергоносителем. Наиболее влиятельная и заметная организация в водородной сфере – Hydrogen Council – в 2018 году была намерена тратить по $1,9 млрд в год на исследования, разработки и развёртывание водородных рынков. Это примерно тысячная от дохода входящих в Hydrogen Council корпораций (1,8 трлн евро), но если эти планы будут реализованы, то к 2050 году на водород придётся 18% от мирового потребления энергии. Речь идёт о рынке ёмкостью $2,5 трлн в год и 30 млн рабочих мест», – говорит Алексей КАШИН, гендиректор компании «ИнЭнерджи», занимающейся водородными и электрохимическими технологиями.

Второй значимый сегмент – распределённая генерация, где дизель-генерация может заменяться объектами ВИЭ и малой атомной энергетики. Но для интеграции потребуется совершенствование (удешевление) систем хранения энергии. По оценкам Инфраструктурного центра EnergyNet, развитие накопителей в водородном цикле может снижать затраты на генерацию в изолированных территориях на 27–30%. Но сегмент незначителен: объём генмощностей в этих зонах АЦП оценивает в 0,3% (840,3 МВт).

Использование водорода в качестве топлива позволяет избежать выбросов CO_2. Хоть он формально и является источником парниковых газов, образуя при разложении водяной пар, но последний не накапливается в атмосфере, отмечает г-н КАШИН. Вместе с тем необходимо учитывать, что выбросы оксида азота при сжигании водорода превосходят показатели природного газа за счёт высокой температуры горения, указывают эксперты АЦП. При этом водород в определённых объёмах можно подмешивать к природному газу и на действующей генерации, но тут многое зависит от типа имеющегося оборудования. «Коммерсант» со ссылкой на свои источники сообщал, что «Новатэк» может подмешивать до 50% водорода при питании турбин двух линеек GE (фреймов 7EA и LM9000) на своих арктических проектах, тогда как турбины «Ладога» (локализованные «РЭП Холдингом» по лицензии GE), эксплуатирующиеся «Газпромом», смогут принимать не более 10–15% водорода.

НОВАЯ СТАТЬЯ РОССИЙСКОГО ЭНЕРГОЭКСПОРТА

Сейчас власти делают ставку прежде всего на развитие экспортного потенциала водородного сектора.

«В сфере водородной энергетики мы обладаем серьёзным потенциалом, прежде всего из-за близости к рынкам сбыта водорода в Европе и Азиатско-Тихоокеанском регионе, а также мощной научно-производственной базой и ресурсами, которые мы имеем», – заявил Михаил МИШУСТИН, представляя план мероприятий по развитию сектора.

Согласно недавно принятой Энергостратегии РФ до 2035 года, к 2024 году объём экспорта водорода должен составить 0,2 млн тонн (2,2 млрд куб. м) в 2024 году и 2 млн тонн (22,2 млрд куб. м) в 2035 году. При этом мировое потребление чистого водорода, в 2018 году составлявшее 74 млн тонн, по оценкам АЦП, при сохранении имеющихся трендов к 2030 году достигнет 100–114 млн тонн, то есть вырастет на 35–55% при условии, что стоимость производства составит около $2 за 1 кг.

Эксперты правительства выделяют три ключевых преимущества России в борьбе за долю нового сегмента: близость потенциальных рынков сбыта водорода; наличие больших запасов ресурсов (газа, угля и воды), а также свободных генмощностей для его производства. Потенциал производства водорода только за счёт загрузки неиспользуемой резервной генерации Минэнерго оценивает в 3,5 млн тонн (резерв мощностей – 45 ГВт, КИУМ – 40%), Фонд «ЦСР» – в 5–6 млн тонн (резерв мощностей – 45 ГВт, КИУМ – 70–80%), а инфраструктурный центр EnergyNet – в 1,9–3,5 млн тонн (КИУМ – 46–85%). В теории это (как и создание центров обработки данных при генерации) должно привести к повышению эффективности использования имеющихся мощностей.

ЖЁЛТЫЙ, СЕРЫЙ, ГОЛУБОЙ… И ЗЕЛЁНЫЙ

В настоящий момент в мире есть четыре основных технологии получения водорода. Когда политики говорят о светлом будущем, то имеют в виду в первую очередь так называемый зелёный водород. Эта схема предполагает получение водорода из воды за счёт электролиза. Вторым продуктом является кислород, а полученное топливо оказывается «зелёным», так как электроэнергия, необходимая для проведения реакции в промышленных масштабах, должна поступать от ВИЭ-генерации. «Жёлтый» водород получается при

электролизе воды за счёт атомной энергии. «Серый» водород получается благодаря паровому реформингу метана, но он может стать «голубым», если производитель начнёт закачивать в хранилища образующийся в процессе реформинга CO_2.

Главным ответственным за выработку «голубого» водорода, вероятно, станет «Газпром», «жёлтого» – «Росатом». Участие обеих госкомпаний прописано в распоряжении правительства. Вторым претендентом на статус крупного экспортёра «голубого» водорода может оказаться «Новатэк»: покупатели здесь те же, что и у СПГ, компания уже ведёт переговоры с испанской Repsol, сообщал «Коммерсант». Вместе с тем «Новатэк» может заняться и «зелёным» водородом, построив для его выработки ветропарки в центрах добычи. В октябре глава компании Леонид МИХЕЛЬСОН сообщил, что сейчас «Новатэк» производит водород для собственных нужд и одновременно разрабатывает решения по организации производства водорода для перспективных рынков на своих площадках, а также планирует проект по захоронению углекислого газа на Ямале.

Пока около 80% водорода в мире является «серым» и производится из ископаемых видов топлива. Водяной пар при температуре 700–1000 °C смешивают с метаном под давлением в присутствии катализатора, при этом половина газа тратится на сам процесс. В 2018 году «Росатом» разработал схему паровой конверсии метана с подводом тепла от высокотемпературного газоохлаждаемого реактора (ВТГР). Соединение реактора и АЭС в единую атомную энерготехнологическую станцию (АЭТС) снижает расход газа более чем на 40%. Как указывает АЦП, по предварительным оценкам «Росатома», при использовании такой схемы средневзвешенная стоимость товарного водорода составит $1,85–2,35 за 1 кг. Для сравнения, текущая цена при водно-щелочном электролизе составляет $4,5–5,5, к 2030 году должна снизиться до $2,5–3,0 за 1 кг.

«Экспортные перспективы российского водорода не бесспорны, поскольку Европа делает ставку на «зелёный» водород. Крупномасштабный экспорт «зелёного» водорода из России будет трудно сделать рентабельным из-за транспортной составляющей. Поэтому важно развивать внутренний рынок и собственные российские технологии downstream – в области использования водорода», – считает г-н КАШИН.

Основные объёмы водорода сейчас перевозятся в мире в основном морским транспортом

На внутреннем, пока отсутствующем, рынке водорода столкновение интересов «Газпрома» и «Новатэка» маловероятно, полагает глава Фонда энергетического развития Сергей ПИКИН. По мере роста экспортного рынка места на нём будет хватать российским производителям как «голубого», так и «жёлтого» водорода. Но по мере насыщения, с учётом текущих трендов на экологизацию, потребители Европы, а вслед за ними и других рынков постепенно будут отказываться от «компромиссных» вариантов в пользу «зелёного» водорода, чему, несомненно, будет способствовать сильное европейское ВИЭ-лобби, полагает он.

Интеграция технологии улавливания углерода (carbon capture & storage, CCS) в имеющиеся методы производства станет, скорее, временной мерой. Такой сценарий отчасти подтверждается планами ЕС, который ориентируется на развитие полностью безуглеродного производства. Уже к 2024 году мощность водных электролизёров должна достичь 6 ГВт (1 млн тонн водорода в год) против нынешнего 1 ГВт. Через 10 лет мощности составят не менее 40 ГВт (10 млн тонн), что обойдётся, по разным оценкам, в 24–42 млрд евро.

По оценке Международного агентства по ВИЭ (IRENA), в 2019 году стоимость 1 кг водорода на базе ветровой генерации составила около $4, солнечной – почти $7, тогда как производство из угля или газа пока обходится в $1,5–2,5 даже с учётом CCS. При этом эксперты агентства полагают, что ценовая разница при реализации «базового» сценария исчезнет после 2030 года, хотя в отдельных случаях издержки могут оказываться сопоставимы уже сейчас. Впрочем, ряд специалистов считает такой подход слишком консервативным и предлагает ориентироваться на «оптимистический» сценарий: по нему паритет цен между реформингом и электролизом наступит в 2025–2030 годах, по мере удешевления бестопливной генерации ВИЭ. Ускорению развития сегмента будут способствовать меры господдержки, но введение углеродного регулирования (пошлин) в ЕС и ожидающееся субсидирование сектора «зелёного» водорода (аналогичное преференциям ВИЭ-генерации) могут быстрее закрыть

Наиль ФАТТАХОВ / ТАСС

Претендентом на статус крупного экспортёра «голубого» водорода может оказаться «Новатэк»

Малая плотность водорода оборачивается ничтожными значениями джоулей на литр. Нужно либо сжимать газ до сотен атмосфер и делать высокопрочные композитные ёмкости, либо использовать криогенные системы

европейский рынок для любого типа водорода, кроме «зелёного», предупреждают эксперты.

В ПОИСКАХ ПУТЕЙ К ПОТРЕБИТЕЛЮ

Поиск оптимальных способов доставки товарного водорода в промышленных масштабах является критически важным для нового сектора. Малая плотность водорода оборачивается ничтожными значениями джоулей на литр (всего 0,0000126 МДж/л при атмосферном давлении против 41 МДж/л у обычного бензина). Нужно либо сжимать газ до сотен атмосфер и делать высокопрочные композитные ёмкости, либо использовать криогенные системы. Но даже литр жидкого водорода проигрывает бензину вчетверо. Сейчас в мире ведутся НИОКР технологий хранения водорода в гидридах металлов, углеродных наноструктурах, металлоорганических комплексах. Но все эти работы находятся на начальных этапах.

Основные объёмы водорода сейчас перевозятся в мире в основном морским транспортом. Топливо транспортируется в сжиженном виде либо в форме химически связанного аммиака или триметилциклогексана. Вероятно, заниматься развитием технологий в этом направлении должны будут «Росатом» и «Новатэк». Другой способ транспортировки – использование уже имеющихся газопроводов – вариант, находящийся в зоне интересов «Газпрома». В мире реализуются уже несколько «пилотов»: в частности, итальянская Snam доказала техническую осуществимость подмешивания до 10% водорода в магистральные газопроводы, в ряде источников указывается, что показатель может доходить до 20%.

В Европе решение о создании глобальной водородной сети уже принято. Летом 11 газотранспортных операторов из девяти стран ЕС договорились о создании панъевропейской системы на основе действующих газопроводов. Оформление сети должно начаться в середине десятилетия, к 2030 году в систему включат 6,8 тысячи км газопроводов, соединяющих кластеры производства и потребления H_2. Ещё через 10 лет протяжённость сети вырастет до 23 тысяч км, из которых 75% будет обеспечено конверсией метановых труб и 25% – построено с нуля. В итоге система должна превратиться в две параллельных сети: для водорода и для метана (в том числе биометана). Проект операторы оценивают в 27–64 млрд евро.

«Сейчас на пути к крупнотоннажному производству водорода стоит прежде всего экономика. Подобные установки теоретически могут конкурировать с получением водорода из природного газа, но вкладываться в них пока нет смысла из-за отсутствия масштабного спроса, – резюмирует г-н КАШИН. – Замкнутый круг разорвать можно только масштабным вмешательством. Причём масштабность предполагает не просто значительные инвестиции, но и охват разных отраслей. Перепрофилирование трубопроводов, создание танкеров для перевозки жидкого водорода, выпуск высокопрочных водородных баков, строительство заправочных станций – перечень далеко не полный. Более того, если для начала использовать пусть не «зелёный», а более традиционный «голубой» водород – это тоже поможет встать на ноги не только водородному транспорту, но и новым секторам».

Пока пилотным центром по производству водорода в России может стать Сахалин – остров расположен рядом с азиатскими рынками сбыта: Япония в своей стратегии энергетического развития до 2040 года заявила о планах импорта водорода в объёме 8 млн тонн в год, Южная Корея – 5,2 млн тонн, Малайзия – 1,6 млн тонн. Как подсчитали в Национальной технологической инициативе (НТИ) «Энерджинет», заявленные объёмы формируют рынок ёмкостью от $40 млрд в год. При этом на Сахалине может быть развёрнуто производство мощностью до 3 млн тонн в год, полагают в «Энерджинет». Как заявил глава региона Сергей ЛИМАРЕНКО, реализация проекта займёт пять лет.

В начале ноября замглавы Минэнерго РФ Павел СОРОКИН сообщил, что Россия ведёт переговоры с властями и компаниями Японии о поставках водорода. По данным японских СМИ, в консультациях с россиянами участвует и гигант тяжпрома Kawasaki Heavy Industries. Ранее «Коммерсант» сообщал, что в 2021 году «Росатом» рассчитывает завершить ТЭО проекта с Kawasaki по поставкам водорода в Японию. Впрочем, стоит отметить, что уже сейчас отечественным игрокам будущего водородного рынка придётся догонять конкурентов. Saudi Aramco в октябре произвела первую партию «голубого» аммиака и отправила 40 тонн этого топлива (аммиак содержит порядка 18% водорода по массе) для электростанций Японии. Разворачивание производства водорода – один из проектов в рамках программы по повышению эффективности бизнеса саудовской нефтяной госкомпании.

Пока водород не представляет угрозы для экспортёров природного газа, но в перспективе 15–30 лет ситуация, вероятно, изменится: рост потребления нового топлива будет вести к сокращению спроса на традиционные энергоресурсы. На долгосрочном горизонте у Европы может получиться сильно увеличить производство «зелёной» энергии и снизить потребление газа, в том числе сократить потребности в импорте из России. В этом смысле ВИЭ и водород действительно могут составить конкуренцию российскому газу, но это вопрос не ближайших 10 лет, а, скорее, 20–30 лет, полагают в российском представительстве Fitch. Однако у России ещё есть время, чтобы создать базу для развития нового энергосегмента, но времени на раскачку совершенно нет. ■

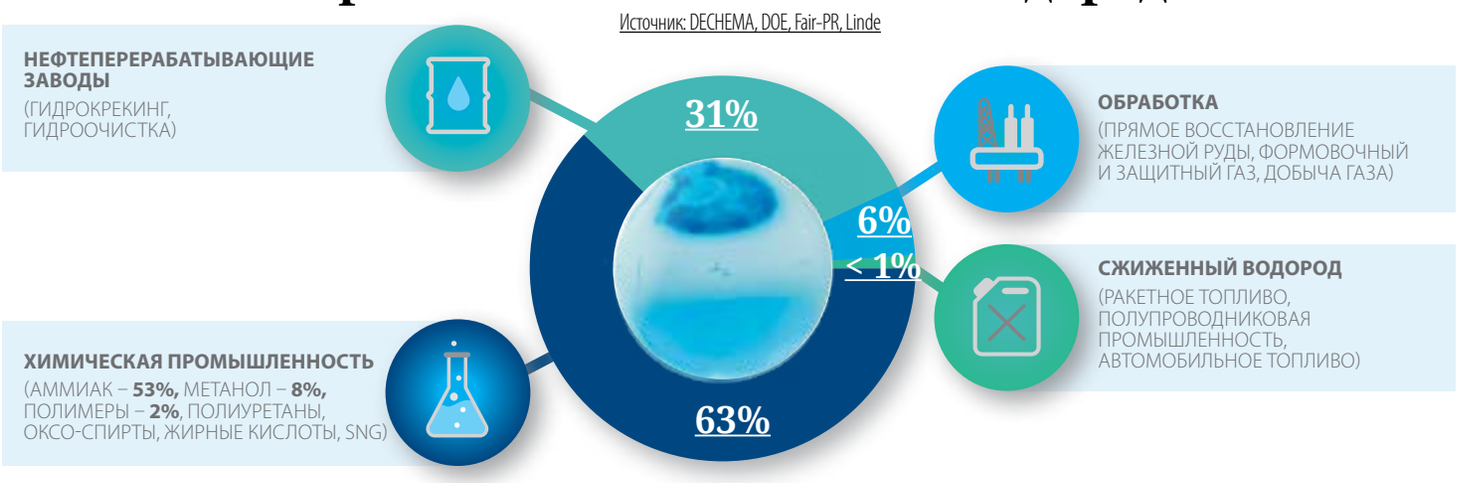
У водорода высокий потенциал – он способен выступать в качестве средства накопления и хранения энергии. Пока производство ориентируется на традиционное ископаемое топливо, но в скором времени рынок водорода может заметно развиться. Покажем направления использования, типы водорода и объёмы его производства.

Сила в водороде

Способы получения водорода

Направления использования водорода

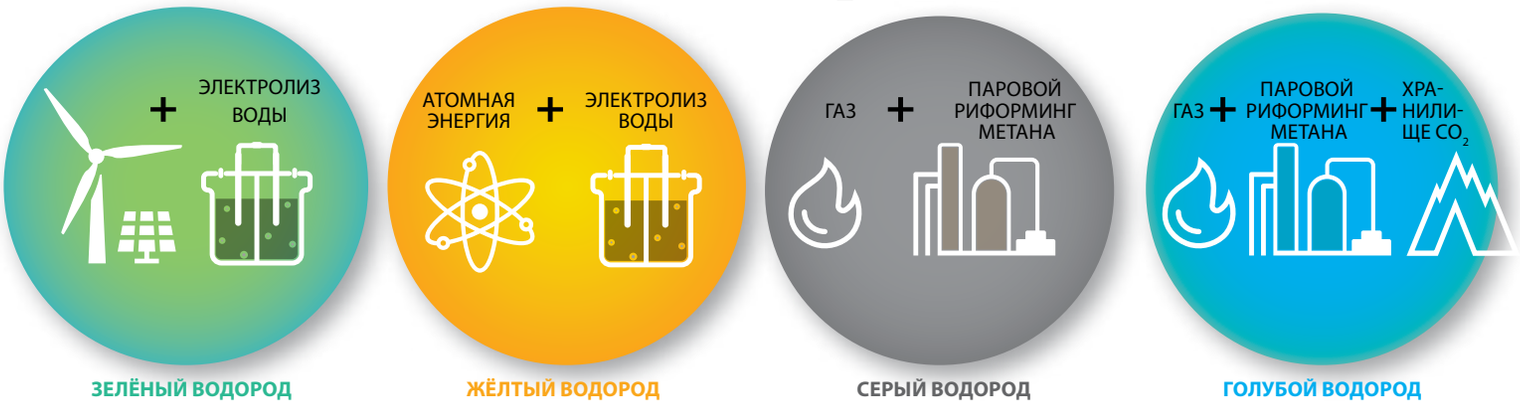
Источник: DECHEMA, DOE, Fair-PR, Linde



Прогноз потребления чистого водорода различными отраслями в мире, млн т

Источник: ДСУ Госкорпорации «Росатом»

Типы водорода



Низкоуглеродное производство водорода в мире

Источник: IEA. Hydrogen (Tracking report). June 2020

18 | Призрак неплатежей бродит по энергорынку

Борьба за платёжную дисциплину остаётся неизменным атрибутом российского энергорынка на протяжении всего периода его существования. Именно катастрофические неплатежи в энергетике в 1990-х годах подтолкнули власти к реформированию энергетического сектора. На протяжении 2010-х годов регуляторы планомерно ужесточали правила игры, стремясь наладить финансовую дисциплину. После лишения статуса пяти ГП энергосбытового холдинга «Межрегионсоюзэнерго» Юрия ШУЛЬГИНА и Эльдара ОСМАНОВА в 2018 году показалось, что долги на оптовом рынке в ближайшее время перестанут быть головной болью регуляторов. В перечне крупных должников оставался лишь «Волгоградэнергосбыт» (проблемы которого во многом спровоцированы неплатежами обанкроченного завода «Химпром», подконтрольного «Ростеху») и ГП Северного Кавказа, Тывы и Калмыкии, где функции сбыта в отсутствие желающих принудительно возложены на структуры «Россетей». Но форс-мажорный 2020 год спутал все карты.

COVID-19

Начало пандемии коронавируса в России ознаменовалось страхами игроков рынка о критическом падении потребления. На первом этапе в марте ситуация действительно выглядела угрожающей. «Нерабочие» дни в стране были объявлены 30 марта: в течение следующей недели спрос на электричество, по данным «Системного оператора ЕЭС», упал на 4,5% по сравнению с прошлогодними показателями. Сокращение потребления в Московском регионе составило 6,6%, в ОЭС Средней Волги – 11,8%. Здесь расположены автозаводы, конвейеры которых были частично остановлены в период локдауна, из-за чего автопром в первой половине апреля в целом по стране сократил потребление электроэнергии на 29%. Но динамика изменилась после того, как федеральные власти делегировали регионам право самостоятельно принимать решения о степени ограничений. В летние месяцы спрос неуверенно восстанавливался: по итогам октября спрос по сравнению с показателем за 10 месяцев 2019 года снизился на 2,8%, выработка – на 3,7%. Сейчас Минэнерго рассчитывает, что по итогам года спад потребления сократится до 2,3–2,4% при отсутствии новых значимых коронавирусных ограничений.

Впрочем, уже в апреле участники рынка называли главной угрозой в секторе не спад потребления, который оказался менее значительным, чем, например, в Европе, а рост долгов потребителей, что было чревато многомиллиардными кассовыми разрывами и запуском цепочки неплатежей. Проблема встала в полный рост после того, как правительство утвердило проект Минстроя (постановление № 424), которым до конца года были отменены штрафы за просрочку оплаты энергии. Под мораторий попали не только граждане, но и управляющие компании. Решение вызвало смятение на энергорынке, на который фактически перекладывались очередные функции по поддержке отдельных категорий потребителей. Участники сектора в течение года неоднократно призывали власти перейти к системе адресной поддержки населения, так или иначе пострадавшего от пандемии, но с учётом имиджевых рисков вопрос в кабмине даже не обсуждался. По самым пессимистическим оценкам сбытов, они могли недосчитаться десятков миллиардов рублей ежемесячно, к концу года прирост просрочки мог превысить 500 млрд рублей. Худшие опасения не оправдались: в первые месяцы пандемии граждане действительно ухудшили платёжную дисциплину при оплате электричества, но затем денежный поток восстановился. Причина заключалась прежде всего в том, что население временно лишилось части привычных каналов оплаты в условиях локдауна. Но под воздействием COVID-19 и здесь появились дополнительные точки напряжения: так, производители и регуляторы указывают на проблемы «выбивания» долгов из так называемых неотключаемых потребителей, а также рост коммунальных предприятий, прежде всего ужасную финансовую дисциплину ЖКХ на Северном Кавказе *(подробнее см. колонку Наталии ЗАИКИНОЙ и Натальи НЕВМЕРЖИЦКОЙ)*. Но более сложная долговая ситуация складывается в тепловом сегменте, отме-

чают поставщики. Здесь объём долгов (в отличие от ОРЭМ) растёт – с начала года просрочка увеличилась на 10 млрд рублей, или 2,7% от суммарного долга *(подробнее см. колонку Дмитрия ВОЛОГЖАНИНА)*.

«РОССЕТИ» ПЛАТЯТ ЗА КАВКАЗ…

Ещё до начала пандемии в России генераторам при участии регуляторов удалось договориться о реструктуризации долгов перед ОРЭМ сбытовых структур на Северном Кавказе, в Калмыкии и Тыве. Учитывая традиционно низкую платёжную дисциплину, эти регионы не интересны игрокам сектора, функции ГП фактически принудительно возложены на «Россети». Стороны подписали меморандум о стабилизации отношений. 1 июля начался основной этап реализации соглашения, главное условие которого – обеспечение 100% платежей на ОРЭМ с 1 июля. Эти условия выполняются, в сентябре Северный Кавказ и вовсе вырвался в лидеры по уровню платёжной дисциплины на ОРЭМ. При этом статуса были лишены ГП Дагестана и Северной Осетии, на них остался висеть долг в 41 млрд рублей (более половины всех долгов на ОРЭМ), вероятность возврата которого оценивается сектором как нулевая. При этом сейчас «Россетям» фактически приходится доплачивать генераторам суммы, недособираемые в рознице, из собственного кармана. По оценкам «Россети Северный Кавказ», это может обойтись холдингу до конца года в сумму до 12 млрд рублей.

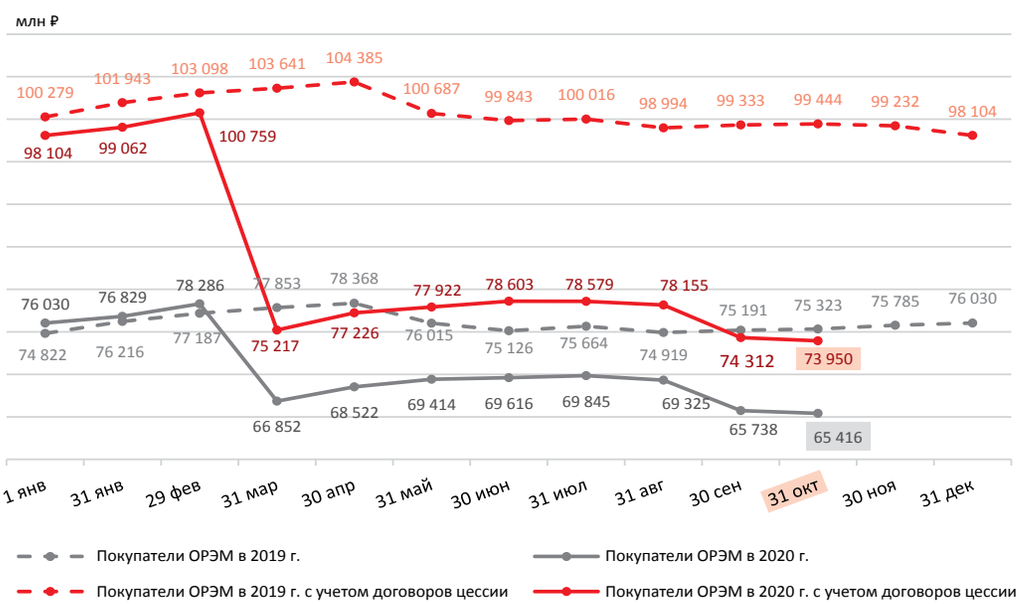
…И ВЫБИВАЮТ ДОЛГИ ИЗ «ТНС ЭНЕРГО»

Получив новую расходную статью в виде 100-процентных платежей ГП СКФО, Тывы и Калмыкии, сетевая монополия приступила к радикальному решению проблемы долгов холдинга «ТНС энерго» за передачу электроэнергии. К лету сбыты, входящие в группу, должны были «Россетям» 34,4 млрд рублей. По действующей нормативке лишить сбыт статуса за долги перед сетями невозможно. Решением мог бы стать механизм лицензирования, который планировалось запустить с 1 июля. Планировалось, что одним из критериев при лицензировании станет отсутствие задолженности за передачу энергии. Однако в последний момент по решению премьер-министра Михаила МИШУСТИНА введение лицензирования формально отложено на год, а Минэнерго поручили свернуть процесс.

Уже после отказа от лицензирования, в июне, «Россети» и Минэнерго разработали два варианта консолидации «ТНС энерго» из-за её долгов перед сетевым комплексом. Акции за символический 1 рубль должны были выкупить или сами «Россети», или госбанк ВТБ, который увеличит долю в «ТНС энерго» до 50%. Гендиректор «ТНС энерго» Сергей АФАНАСЬЕВ сообщал тогда «Коммерсанту», что компания ведёт переговоры с «Россетями» о реструктуризации, обсуждая рассрочку по уплате задолженности в течение 7 лет. По его словам, просроченная задолженность перед «Россетями» – около 23 млрд рублей, без учёта авансовых платежей – 18 млрд рублей. «Не может быть и речи о банкротстве или лишении статуса ГП», – говорил г-н АФАНАСЬЕВ.

В октябре он и его заместитель, а также ещё несколько сотрудников «ТНС энерго» были арестованы в рамках уголовного дела, возбуждённого по заявлению «Россети Центр и Приволжье». Сети обвинили «ТНС энерго» и его «дочку» в Нижнем Новгороде в том, что с августа 2011 по октябрь 2020 года они похитили более 5,5 млрд рублей. Получая денежные средства с потребителей, руководство ТНС переводило их в другие компании, в том числе в офшоры, вместо того чтобы расплачиваться с поставщиком. Через несколько дней после задержания действующих руководителей холдинга суд арестовал и бывшего гендиректора группы Дмитрия АРЖАНОВА, который, по данным СМИ, контролирует офшор Sunflake Limited, в 2012–2017 годах владевший до 53% акций «ТНС энерго», а затем продавший блокпакет «Ростеху». Дальнейшее развитие ситуации вокруг должника «Россетей» пока трудно-прогнозируемо: формальных оснований для лишения статуса ГП структур «ТНС энерго» или принудительной смены собственника у регуляторов нет, но пребывание руководства холдинга в СИЗО, вероятно, отразится на позиции собственников. ■

Динамика задолженности на ОРЭМ в 2019–2020 гг.



Коронный вопрос

О том, как пандемия коронавируса повлияла на финансовую дисциплину энергорынка и вечную проблему долгов за поставленную энергию, мы беседуем с ведущими экспертами отрасли.

НАТАЛЬЯ НЕВМЕРЖИЦКАЯ,
ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ АССОЦИАЦИИ НП ГП И ЭСК

Если говорить об узловых проблемах платёжной дисциплины в сбытовом секторе, то надо напомнить, что в 2015 году по инициативе Минэнерго РФ был принят Федеральный закон № 307-ФЗ (от 03.11.2015), направленный на укрепление платёжной дисциплины потребителей. Однако закон и принятые в его развитие акты правительства не смогли изменить тенденцию увеличения задолженности.

Ключевая проблема – в самом факте существования так называемых неотключаемых потребителей, немыслимом для иных развитых розничных рынков. Одной из причин непрекращающегося роста задолженности является проблема «ухода в банкротство» неотключаемых неплательщиков, после чего истребование задолженности с них существенно затрудняется. Договоры электро- и теплоснабжения по своей правовой природе являются публичными, и РСО, в отличие от иных кредиторов, не вправе ни отказать в заключении такого договора, ни расторгнуть договор с неплательщиком, так как энергоснабжение обеспечивает жизнедеятельность граждан и функционирование организаций.

Находясь в последней очереди кредиторов, энергетические компании получают удовлетворение своих требований в крайне редких случаях и наравне с теми организациями, которые по своей воле выбрали в качестве контрагента лицо, оказавшееся неплатёжеспособным, реализовав свои предпринимательские риски. Публичным характером договора энергоснабжения пользуются и недобросовестные перепродавцы электроэнергии – ЭСК (ЭСО), заключающие с ГП договор энергоснабжения и не оплачивающие поставленную электроэнергию.

Кроме того, в этом году сбытовые компании фиксируют падение уровня расчётов за потери в сетях со стороны ТСО. Произошло сокращение расчётов со стороны сетевых организаций за электроэнергию, приобретаемую в целях компенсации потерь, – в течение шести месяцев (апрель – сентябрь) показатель снизился с 96,9 до 82,3%.

Говоря о проблеме длительных судебных тяжб из-за оплаты услуг по передаче и потерь в сетях между сбытами и сетями, мы полагаем необходимым внедрять механизм верификации обязательств по этим статьям. Надо ввести в систему договорных отношений между ГП и сетевыми организациями механизм поручительства котлодержателя по оплате потерь нижестоящими ТСО либо механизм оплаты потерь ТСО котлодержателем с соответствующим уменьшением стоимости услуг ТСО для котлодержателя. Наша ассоциация предлагает ввести в законодательство изменения, предусматривающие применение неустойки (пени) за просрочку исполнения обязательств по оплате услуг по передаче по договору оказания таких услуг между смежными сетевыми организациями. Необходимо устранить несбалансированность в системе взаимной ответственности сетевых организаций и ГП. Предусмотренный ФЗ «Об электроэнергетике» различный размер и порядок применения пени за нарушение сроков оплаты энергии и услуг по её передаче нарушил баланс экономических интересов сетевых организаций и ГП.

Что касается темы лицензирования сбытов, процесс внедрения которого сейчас приостановлен, мы полагаем, что действующая нормативно-правовая база и так предусматривает широкий круг инструментов для контроля деятельности сбытов, призванных решать те же задачи, что и лицензирование энергосбытовой деятельности в задумке его авторов:

- ГП и сбыты являются субъектами оптового рынка и в силу этого должны соответствовать требованиям, предъявляемым к субъекту ОРЭМ, должны раскрывать отчётность и предоставлять информацию;
- статус ГП присваивается госорганом, и этот статус по существу идентичен выдаче лицензии;
- наличие статуса ГП требует выполнения финансовых показателей, установленных основными положениями;
- действует система финансовых гарантий, призванная повысить платёжную дисциплину (надо заметить, что она несимметрична – в отношении сбытов она гораздо жёстче, чем в отношении конечных потребителей).

Считаем, что логичнее совершенствовать уже существующие инструменты системы контроля за деятельностью энергосбытовых компаний, а не вводить новый, который будет дублировать существующие. Как вариант, действительно, можно рассмотреть замену введения института лицензирования институтом саморегулируемых организаций в сфере энергосбытовой деятельности.

ВЛАДИМИР СКЛЯР,
АНАЛИТИК «ВТБ КАПИТАЛА»

Когда речь заходит о неплатежах за электроэнергию, воспоминания рисуют удручающую картину 1990-х годов. Напомню среднюю статистику того периода – доля собираемости платежей за энергоресурсы в РФ составляла не более 80%, из них лишь 14% оплачивались живыми деньгами, доля бартера зашкаливала. Этот страх – фактически на уровне ДНК, который быстро трансформируется в достаточно мрачную картину недофинансирования ремонтов, задолженностей по поставкам топлива и прочих тягостей. Поэтому, когда COVID-19 вызвал схожие движения, а первые недели после закрытия традиционных каналов оплаты потреблённых ресурсов – отделений банков и РСО – показали резкий обвал собираемости, это не могло не вызвать тревогу. Однако сейчас можно говорить, что отдельно взятый кризис индустрия прошла достойно. 28,7 млрд рублей прироста просроченной задолженности в электрике и 15,8 млрд рублей в тепле с начала 2020 года могут выглядеть внушительной цифрой, но составляют лишь 0,7 и 1,2% от общего платежа за ресурс.

Ситуация во втором полугодии в электрике стабилизировалась, а в тепле демонстрирует тренд к улучшению. Ни одна из компаний энергетики не свернула свои инвестиции, не уменьшила дивидендные выплаты и не приняла на себя мораторий на банкротство, подразумевающий жёсткие внешние ограничения на формирование стратегии, а значит, влияние текущего всплеска неплатежей вряд ли вызвало какую-либо существенную негативную реакцию со стороны инвесторов. Рассмотрим основные причины этого улучшения.

Дисциплина бизнеса по оплате ресурсов. Именно бизнес был одним из основных генераторов задолженности в 1990-е. В 2020 году собираемость платежей в промышленности была стабильно лучше других групп, а в III квартале составила 105%. Бизнес активен в защите своих интересов с точки зрения регулирования, является инициатором пересмотров подходов к формированию надбавок, тарифов ФСК, перекрёстному субсидированию, выравниванию тарифов на Дальнем Востоке. Однако в рамках этих дискуссий платёжная дисциплина за ресурсы остаётся высокой. Налаженные каналы взаимодействия энергетиков и бизнеса и действенные схемы купирования ущерба от неплатежей, включая ограничение поставок ресурсов недисциплинированным участникам, доказали свою эффективность.

Решение по проблемам неплатежей на Северном Кавказе. Рефинансирование задолженности и взятие обязательств по оплате 100% текущих платежей со стороны «Россетей» решило одну из основных болевых точек для сектора. Здесь одновременно стоит учесть негативное влияние на сами «Россети». В условиях, когда крупнейшая сетевая компания мира за счёт собственных ресурсов, предназначенных для обширной инвестиционной программы и, помимо прочего, платежей акционерам, решает проблему долгов в регионе, выглядит не вполне рыночной. Это создаёт риски снижения дивидендных выплат акционерам в будущем, всё более затягивает «Россети» в неосновной для себя сбытовой сектор, создаёт риски необходимости существенных финансовых влияний на долгосрочном горизонте и в концовке негативно отражается на рыночной оценке.

Дешёвая электроэнергия в стране. Несмотря на заверения энергоёмких потребителей о тяготах текущего ценового режима, российская энергия остаётся лишь небольшим расходом для всех экономических агентов. Население тратит всего 1,4% своего располагаемого дохода на электроэнергию – на 15% меньше, чем на алкоголь, на 60% меньше, чем на рестораны, и на 83% меньше, чем на авто. Экономика в целом тоже тратит лишь 2,4% ВВП на электричество, газ и пар. Для сравнения, в Китае такие затраты составляют более 10%, в США – 5,6% и около 8% в среднем по миру. Ни доступность, ни уровень оплаты энергии сегодня не являются причинами сдерживания экономического роста или чувствительной статьёй расходов для предприятий. В этих условиях искать возможностей неоплаты выставленных счетов тоже нет большого экономического смысла.

Компании с существенной долей сбытового бизнеса (такие как «Интер РАО», «Росатом», «Русгидро») и «Россети», очевидно, являются инвесторами с повышенной чувствительностью к дисциплине потребителей. Рассмотрим всего несколько простых математических примеров. С 1 июля 2019 года по 1 июля 2020 года дебиторская задолженность «Интер РАО» выросла на 10 млрд рублей, или всего один день оборачиваемости. Однако это эквивалент 12% чистой прибыли, который теперь не обеспечен денежным потоком. У «Россетей» рост оборачиваемости составил 10 дней, и это эквивалентно 33 млрд рублей дополнительной дебиторской задолженности, или 32% чистой прибыли.

Портфельные инвесторы забыли ужасы неплатежей в энергетике 1990-х. Сектор стал более стабильным, платежи за ресурсы – менее обременительными для потребителей, а финансовое состояние сектора – намного более устойчивым для того, чтобы сглаживать отдельно взятые всплески снижения платёжной дисциплины без ущерба для стратегии компаний. Однако полностью отказываться от мониторинга долгосрочного ухудшения платёжной дисциплины неправильно – компании с высокой долей бизнеса в сбытах и сетях остаются одними из первых, кому акционеры могут предложить взять на себя удар от всплеска неплатежей.

НАТАЛИЯ ЗАИКИНА,
ЗАМПРЕД ПРАВЛЕНИЯ – НАЧАЛЬНИК УПРАВЛЕНИЯ МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ АССОЦИАЦИИ НП «СОВЕТ РЫНКА»

Благодаря жёсткой регламентации взаимоотношений покупателей и поставщиков энергии расчёты на ОРЭМ поддерживаются на достаточно высоком уровне. Действующая система контроля должным образом стимулирует к исполнению финобязательств, так как она предусматривает возможность лишения статуса субъекта ОРЭМ, что в пределе означает для энергосбыта потерю бизнеса. Вопреки всем пессимистическим прогнозам на фоне COVID-19, поставщики ОРЭМ не ощутили проблем с платежами. В первую очередь, за счёт дисциплины покупателей и принятых рыночным сообществом решений (заморозка пеней, смягчение критериев системы финансовых гарантий и пр.), направленных на поддержку ГП и ЭСК в период снижения деловой активности.

Несмотря на серьёзные подвижки в урегулировании проблемы неплатежей ГП на Кавказе, стабильность договорённостей зависит, в первую очередь, от ситуации с розничными платежами в этих регионах, которая, к сожалению, год за годом только ухудшается. За восемь месяцев уровень расчётов за электроэнергию в республиках Северного Кавказа составил 74% (–8,9% относительно прошлого года). Абсолютно провальная ситуация с платежами предприятий сферы ЖКХ: уровень расчётов – всего 30,3%, а по отдельным регионам не превышает 11%; с платежами населения и исполнителей коммунальных услуг: уровень расчётов – 68,7%. С нашей точки зрения, объяснить подобную динамику только негативными факторами, вызванными COVID-19, невозможно.

На розничных рынках также отмечается общая проблема восстановления платёжеспособности тех групп потребителей, на которые повлияла пандемия (население, предприятия сферы ЖКХ, малого и среднего бизнеса). Сейчас активно обсуждается целесообразность отмены моратория на начисление неустойки, введёного 424-м Постановлением Правительства. По нашему мнению, меру необходимо трансформировать в адресные субсидии на оплату части энергоресурсов отдельным социально значимым организациям, а также гражданам, пострадавшим от пандемии (потеря дохода, работы и пр.).

Значимым для рынка остаётся вопрос финансовой дисциплины неотключаемых потребителей. В отношении них законодательством предусмотрены допинструменты воздействия в виде неустойки, обязанности предоставить ГП финансовую гарантию и административной ответственности при её отсутствии. Это положительно повлияло на ситуацию с расчётами «неотключаемых» потребителей: показатель вырос с 92,6% (среднее за период с 01.01.2014 по 01.06.2017) до 95,8% (среднее за период с 01.06.2017 по 01.08.2020). Однако результаты нашего мониторинга свидетельствуют о необходимости дальнейшего совершенствования инструментов воздействия и процедур их применения. В связи с этим «Совет рынка» подготовил предложения о корректировке нормативных актов:

• изменения в КоАП РФ: запрет замены штрафа на предупреждение для правонарушений, предусмотренных статьями 9.22 и 14.61 КоАП РФ; применение дисквалификации для должностных лиц и повышенного штрафа для юридических лиц в случае совершения повторного в течение года правонарушения по статьям 9.22 и 14.61; дополнение статьи 14.61 ответственностью за нарушение порядка предоставления фингарантий по оплате услуг по передаче электроэнергии; дополнение статьи 9.22 ответственностью за недопуск к энергопринимающим устройствам представителей инициатора введения ограничения (ГП, ЭСО);

• изменение в ФЗ «Об электроэнергетике»: наделение кабмина полномочиями по уточнению порядка обращения в контролирующие органы в целях устранения сложностей с возбуждением дела об административном правонарушении по статье 9.22 КоАП РФ.

Кроме того, участились случаи, когда контрольные и надзорные органы запрещают ограничение должников, не относящихся к «неотключаемым» (в основном это объекты теплоснабжения). Поэтому обсуждается возможность уточнения категорий «неотключаемых» за счёт её дополнения потребителями, в отношении которых органами власти выданы запреты на введение ограничений.

Что касается проблемы неоплаты услуг по передаче и взаимодействия сетей и сбытов, оборачиваемость просроченной задолженности за услуги по передаче в целом по рынку составляет менее одного месяца. Уровень расчётов ГП и ЭСК за восемь месяцев перед ТСО составляет 99,4%, что выше уровня расчётов потребителей с ГП и ЭСК (98,1%). Другое дело, что практически вся просроченная задолженность приходится на несколько конкретных регионов (в том числе в которых функционируют гарантирующие поставщики «ТНС энерго»). «Совет рынка», безусловно, оценивает рост долгов перед ТСО в них как крайне негативную тенденцию. Для сетей это действительно большая проблема, поскольку рост долгов сопровождается и ростом финразногласий между сетями и сбытами, что влияет на сроки взыскания. Позитивную роль здесь должно сыграть внедрение интеллектуальных систем учёта, которые должны обеспечить доступ к данным коммерческого учёта для всех заинтересованных сторон, что сведёт разногласия к минимуму.

Говоря о теме лицензирования сбытов, надо отметить, что так или иначе лицензирование – это определённый административный барьер, от которого решено отказаться. Но мы не исключаем, что после стабилизации ситуации с COVID-19 вопрос о допформах контроля субъектов электроэнергетики, прежде всего на розничном рынке, останется актуальным, особенно при наличии недобросовестных игроков.

При этом ни «Совет рынка», ни иные представители рыночного сообщества не поддерживают идею создания федерального гарантирующего поставщика (с которой выступили «Россети». – *Ред.*). На наш взгляд, предложенная концепция не нацелена на устранение причин неплатежей в конкретных субъектах и не позволяет изменить отношение региональных властей к проблеме. Меры господдержки должны быть адресными как для отдельных потребителей, так и для регионов. И не должны создавать неправильных стимулов для других регионов или потребителей.

ДМИТРИЙ ВОЛОГЖАНИН,
ДИРЕКТОР АССОЦИАЦИИ «СОВЕТ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ»

Неплатежи ГП Северного Кавказа, Калмыкии и Тывы являлись одной из наиболее сложных проблем для поставщиков на ОРЭМ. Эти регионы практически полностью сформировали задолженности на ОРЭМ, а средний уровень оплаты у них составлял не более 70%. В результате кропотливой работы Минэнерго, «Совета рынка», «Россетей» и генкомпаний удалось согласовать системные предложения по исправлению ситуации и, самое главное, договориться о выходе на 100%-ные расчёты с поставщиками ОРЭМ. У участников рынка появился надёжный контрагент в одном из наиболее проблемных с точки зрения неплатежей Дагестане. Кроме того, все платежи стали централизованными, что позволило повысить их прозрачность и обеспечить пропорциональность расчётов с генераторами. С июля ГП указанных регионов выполняют 100% обязательств по текущим платежам. В первую контрольную дату, 28 сентября, также полностью были соблюдены договорённости об оплате накопленных долгов и процентов. Это говорит о приверженности «Россетей» исполнять достигнутые договорённости.

Значение договорённостей и их позитивного влияния на работу генкомпаний можно оценить на следующих примерах. Бюджет Курской области в прошлом году составил чуть более 55 млрд рублей, а задолженность ГП ЦФО на ОРЭМ – 3 млрд; бюджет Дагестана – 122 млрд, задолженность на ОРЭМ – 42,34 млрд. Общая задолженность СКФО, Калмыкии и Тывы к началу этого года достигала 66,1 млрд рублей. Фактически ранее эти средства были изъяты из производственных и инвестпрограмм генераторов.

При этом пандемия не повлияла на ситуацию с платежами на ОРЭМ. Принципиального ухудшения уровня оплаты в 2020 году нет. Незначительное отклонение в уровне оплаты между прошлым и этим годом связано с исполнением графика платежей «Волгоградэнергосбытом» в первом полугодии, но ожидаемый к концу года уровень оплаты должен оказаться не хуже прошлогоднего. Долги за тепло перед крупнейшими поставщиками в январе равнялись 193,7 млрд рублей, или 38% от объёмов потреблённой тепловой энергии в денежном выражении за весь 2019 год. К сожалению, недобросовестные потребители восприняли мораторий на пени за просрочку оплаты ЖКУ (424-е Постановление Правительства) как возможность безнаказанно не платить, что привело к существенному росту долгов за тепло. Уровень оплаты тепловой энергии в апреле снизился на 12,8% от начислений и составил 80,6% (годом ранее – 92,5%). В мае показатель вырос до 85% (годом ранее – 89,4%). После снятия режима ограничений уровень оплаты восстановился до докризисного уровня. Нарастающим итогом в апреле – сентябре снижение уровня оплаты за тепло составило 2,7%, или 10 млрд рублей, общий объём задолженности к 1 сентября составил 175,9 млрд.

В сложившихся условиях и текущем уровне оплаты собрать до конца года накопленную за период ограничений задолженность в полном объёме не удастся, прогнозное значение дебиторской задолженности, по оптимистическим оценкам, составит около 212,5 млрд рублей, рост с началом года – 9,7%, что значительно превышает уровень инфляции и потребует привлечения кредитов для покрытия кассовых разрывов.

Снижение платежей влечёт цепочку неплатежей по всем энергокомпаниям и их контрагентам. Учитывая ёмкость рынков (более 5 трлн рублей), неплатежи вызовут негативные последствия не только для электроэнергетики и теплоэнергетики, но и для смежных отраслей и бюджета РФ. Речь идёт о срыве ремонтных и инвестпрограмм в 2020–2021 годах, что вызовет рост аварийности и снижение надёжности энергопоставок; наращивании долгов перед поставщиками топлива и росте рисков ограничений поставок; задержке выплат заработной платы в энергокомпаниях; снижении уровня налоговых и иных обязательных выплат, об увеличении кредитной нагрузки и т. д.

В этой связи «Совет производителей энергии» направлял свои предложения в правительство, Госдуму, РСПП, ряд инициатив нашёл отражение в поручениях президента РФ. Вместе с тем важно не допустить дальнейшего неконтролируемого роста задолженности на энергорынке. В условиях ухудшения экономической ситуации необходим переход к адресным мерам поддержки потребителей, что избавит РСО от избыточных кассовых разрывов. Мировой опыт показывает, что большинство стран в условиях пандемии оказывало адресную господдержку нуждающимся потребителям. Введение таких мер для многодетных семей, малоимущих, пенсионеров, граждан, переболевших коронавирусной инфекцией, потерявших работу и доходы в период пандемии, целесообразно с условием перечисления субсидий на оплату ЖКУ в пользу таких граждан на счета РСО.

Собрать до конца года накопленную за период ограничений задолженность в полном объёме не удастся, прогнозное значение дебиторской задолженности, по оптимистическим оценкам, составит около 212,5 млрд рублей

Глава «Россети Северный Кавказ» Виталий ИВАНОВ:

«Благодаря соглашению с генераторами умирающая компания «Россети Северный Кавказ» превратилась в инвестиционную»

Соглашение о реструктуризации долгов республик Северного Кавказа, Тывы и Калмыкии перед генераторами оказалось одним из ключевых событий на ОРЭМ в этом году. Структуры «Россетей», выполняющие функции гарантирующих поставщиков (ГП) этих регионов, обязались с 1 июля вносить 100% текущих платежей, а также осуществлять иные платежи в рамках реструктуризации. Подписание соглашения позволило в марте снизить суммарные долги на оптовом рынке сразу боле чем на четверть – на 25,5 млрд рублей. О долгом пути к соглашению, его узких местах и превращении «Россети Северный Кавказ» из предбанкротной структуры в крупного инвестора «Энергия без границ» поговорила с генеральным директором компании Виталием ИВАНОВЫМ.

ПЕРЕГОВОРЫ ДЛИНОЮ В ГОД

Проблеме долгов за электроэнергию регионов Северного Кавказа, где функции гарантирующих поставщиков вынужденно выполняют структуры «Россетей», много лет. Почему подписание соглашения с генераторами о реструктуризации многомиллиардной задолженности оказалось возможно именно сейчас?

Предпосылки, на самом деле, очень простые. Ситуация с долгами на Северном Кавказе стала критической. Проблема накапливалась с 2012 года и через семь лет достигла апогея. Гарантирующие поставщики периодически попадали в процедуру банкротства, как это было, например, в Чечне, Ингушетии. Мы подхватывали функции ГП-банкротов, но долги накапливались и в итоге превысили 55 млрд рублей. В перспективе мы могли дойти до угрозы банкротства «Россети Северный Кавказ».

Реструктуризация долгов была одной из ключевых задач, поставленных перед мной при переезде на Северный Кавказ (Виталий ИВАНОВ покинул пост главы «МРСК Сибири» и возглавил «Россети Северный Кавказ» в марте 2019 года. – ***Прим. ред.***). Участниками соглашения стали более 45 компаний: долги сформировались как перед частными генераторами, так и перед госструктурами – «Росатомом», «РусГидро», «Интер РАО» и другими. Поэтому мы готовили эту сделку практически целый год.

Мы предложили модель: «Россети» обязуются закрыть долги в течение четырёх-пяти лет. Ещё в двух регионах «Россети Северный Кавказ» «подхватили» статус ГП. С 1 апреля в Северной Осетии, с 1 июля – в Дагестане.

Генераторы выставили встречное условие: мы готовы на реструктуризацию, но с 1 июля этого года, пожалуйста, платите текущие платежи и не накапливайте новых. Почему они этого хотели? Это своеобразный «крючок». Большинство ГП в России – это энергосбыт с минимальным набором имущества, условно, «два стола, два стула, два компьютера». А «Россети Северный Кавказ», отвечающие теперь за регулярность платежей своим имуществом, – это огромное количество ликвидных активов. Именно поэтому генераторы подталкивали нас к такой конструкции. Это были весы, решение давалось сложно, в течение года мы выходили на десятки соглашений со всеми мелкими и крупными участниками энергорынка. И мы этот трудный путь прошли.

Подписание соглашения не привело к тому, что с 1 июля Северный Кавказ начал своевременно вносить текущие платежи за потреблённую энергию на ОРЭМ. Откуда деньги для расчётов с генераторами?

Это деньги «Россетей» и «Россети Северный Кавказ». Только в этом году мы привлекаем для расчётов с поставщиками ОРЭМ 5,8 млрд рублей. Мы не берём деньги с рынка – делаем внутренние беспроцентные займы в группе «Россети». Потом мы их будем отдавать.

Казалось бы, если мы до этого восемь лет не могли заплатить, то почему теперь будем отдавать «Россетям»? Потому что запускаем гигантскую программу снижения потерь на Северном Кавказе: как ни странно, ещё недавно убыточная компания «Россети Северный Кавказ» превратилась в инвестиционную. Мы привлекли 23 млрд рублей внутри группы для реализации этой программы, и за счёт уменьшения потерь «Россети Северный Кавказ» будут получать финансовые эффекты, которые пойдут на покрытие займов «Россетей». Реализация мероприятий уже началась во всех шести республиках СКФО. Возвращающийся денежный поток будет закрывать часть займов группы. Остальное мы финансируем за счёт роста собственной операционной эффективности и за счёт тарифных решений, которые должны приниматься в рамках постановления Правительства РФ № 534. Вот примерная финансовая модель. Но сразу хочу подчеркнуть, что такие республики, как Карачаево-Черкесия и Кабардино-Балкария, платят на ОРЭМ уже полностью самостоятельно, рассчитываются с поставщиками без поддержки группы.

БЕЗНАДЁЖНЫЕ ДОЛГИ ЕЩЁ МОГУТ ВЕРНУТЬ

На Северную Осетию и Дагестан, где произошла смена ГП, приходится львиная доля северокавказских долгов. Они останутся висеть на «пустых» структурах, которые в итоге будут обанкрочены, а вся сумма долгов списана?

Вопрос тонкий. Например, «Дагестанская сбытовая компания» никуда же не делась как юрлицо, у неё есть дебиторская задолженность. С 1 июля заработал новый ГП. Казалось бы, все старые долги остались на старом, и оно не работает. Но по факту получается немного по-другому. За три месяца «неработы» компания собрала 700 млн рублей старых долгов, которые полностью ушли генераторам. Это хорошая сумма, и на неё объём «мёртвого» долга уже уменьшился. В компании есть юристы, безопасность, экономический блок – эта структура полностью функционирует, общество не банкротится и работает на погашение ранее накопленных долгов.

Но в какой-то момент бывшие ГП всё же будут обанкрочены?

Мы сами к банкротству не переходим. Это вопрос к кредиторам: если задолженность не погашена, они вправе обратиться с заявлением о банкротстве. Часть долгов действительно является «мёртвой», поэтому, думаю, процедура банкротства старых ГП так или иначе неизбежна.

Какой объём долгов вы планируете собрать силами компаний, лишённых в этом году статуса ГП?

Мы планируем вернуть всю дебиторскую задолженность генераторам. Вопрос – насколько быстро генераторы захотят банкротить бывших ГП СКФО, если соберутся это делать, и насколько эффективно мы будем взыскивать дебиторку. Я считаю, что старт оказался успешным: 700 млн рублей только по Дагестану за три месяца – неплохая сумма. Не возьмусь прогнозировать дальнейшие результаты, но отмечу, что генераторы сейчас оказались в уникальной, говоря простым языком, «шоколадной» ситуации: мы им платим 100% текущих платежей, ещё 5–7% они получают по условиям реструктуризации. Плюс они получают долги старых ГП по мере их взыскания. Так что объективно сейчас все участники рынка довольны ситуацией.

Здесь также стоит отметить, что проблема зависания и взыскания долгов лежит не внутри «Россети Северный Кавказ», а прежде всего в контуре региональных неплатежей, низкой дисциплины бюджетных и бюджетозависимых потребителей – предприятий ЖКХ, водоканалов и т. д. Так, жилищно-коммунальные предприятия Ингушетии оплачивают лишь 7% потребления. При этом де-факто сектор финансируется бюджетом и показатели определяются республиканскими тарифами. И если ситуация внутри конкретного региона будет не сбалансирована, то «Россети» никогда не смогут с ней справиться. У меня как у менеджера операционной компании инструменты заканчиваются. Там должны уже работать федеральные факторы. Если республика – банкрот, тогда, наверное, должна быть субсидия в адрес госкомпании, которой являются «Россети». Сейчас там есть целая группа взаимоувязанных показателей, которые субъектами сегодня, к сожалению, не исполняются совсем.

Сколько «Россетям» сейчас приходится тратить, чтобы оплачивать 100% текущих платежей СКФО на ОРЭМ? Ранее называлась сумма до 12 млрд рублей…

В сентябре объём доплаты «Россетей» за все регионы СКФО не превысил 1,4 млрд рублей. Полагаю, что обозначенной суммы

ПРОБЛЕМА ЗАВИСАНИЯ И ВЗЫСКАНИЯ ДОЛГОВ ПРЕЖДЕ ВСЕГО В КОНТУРЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ НЕПЛАТЕЖЕЙ, НИЗКОЙ ДИСЦИПЛИНЫ БЮДЖЕТНЫХ И БЮДЖЕТОЗАВИСИМЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ – ПРЕДПРИЯТИЙ ЖКХ, ВОДОКАНАЛОВ И Т. Д.

в 12 млрд рублей должно хватить до 2021 года. Рассчитываем, что эти расходы будут идти по нисходящей: размер доплат будет постоянно сокращаться. Мы будем собирать больше денег, потому что мы запускаем инвестпрограммы по снижению потерь. У нас будет расти полезный отпуск и денежный поток, так что занимать надо будет не так много. Это сложная отраслевая финмодель, но она уже работает.

НОРМАТИВЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ И ДИСЦИПЛИНА В ЖКХ КАК БАЗА БЕЗУБЫТОЧНОСТИ

У вас сохраняются планы по выходу на безубыточность в 2023 году?

Термин «безубыточность» – бухгалтерская форма. От операционного убытка мы рассчитываем уйти в 2023 году. Тогда у нас заканчивается действие 534-го постановления, и, например, Дагестан планово убыточен до этого времени. Даже 15% рост тарифа Дагестан до 2023 года в этом смысле не спасёт. Кабардино-Балкарию и Карачаево-Черкесию нам ничего не стоит сделать безубыточными за год. Филиал «Ставропольэнерго» уже сейчас в плюсе и прекрасно себя чувствует. Но мы считаем бухгалтерский баланс в группе, поэтому нам нужно нормализовать положение во всех регионах Северного Кавказа. Тарифная ситуация и бюджетная политика Ставропольского края, например, здорово отличаются от политики в Чечне и в Дагестане, хотя объём наших инвестиций в этих регионах кратно выше.

Это проблема сбалансированности именно бюджетных историй, адекватности нормативов потребления электроэнергии, влияющих на платёжную дисциплину, в том числе в ЖКХ. Специфические условия в регионах складывались исторически, но наличие политической воли позволяет менять ситуацию. Один из примеров – Республика Бурятия, также находящаяся в контуре постановления Правительства РФ № 534. Глава региона ЦЫДЕНОВ взял на себя некую ответственность и навёл порядок в системе ЖКХ и сборов. Результат – субъект платит 100%. Да, этим надо было заниматься, принимать непопулярные решения, брать на личный контроль – то, что у нас пока не везде происходит на Северном Кавказе.

В этом году проблема бюджетных неплательщиков стала особенно актуальной на фоне пандемии COVID-19. Насколько коронавирус повлиял на ухудшение дисциплины среди наиболее проблемных групп потребителей – населения и бюджетников?

В целом ситуация с расчётами конечных потребителей по сравнению с 2019 годом ухудшилась. Текущий уровень платежей по всем группам потребителей составляет около 75%, четверть теряется. Наиболее проблемные группы – население и ЖКХ. В регионах Северного Кавказа жители по итогам 10 месяцев заплатили 76% начислений, снижение по сравнению с прошлым годом составляет 13%, по сектору ЖКХ – минус 11%.

Снижение платежей населения на 100% обусловлено пандемией. Первоначальный спад платежей сглаживается. Так, в октябре уровень расчётов населения в Чечне составил 114%, в Карачаево-Черкесии – 102%, в Кабардино-Балкарии – 98%, что является существенным улучшением. Но до конца года эта категория потребителей недотянет до 100%, потому что, во-первых, ковидные ограничения ещё действуют. Во-вторых, ключевой фактор на Северном Кавказе – безработица. В той же Ингушетии показатель близок к 30%, населению физически неоткуда брать деньги. Адресные субсидии на оплату электроэнергии в России отсутствуют, хотя, наверное, было бы логично позволить государству оплачивать некую соцнорму за малоимущих, безработных и т. д. По сути, это и будет адресная помощь.

Ещё один крайне важный для нас момент при работе с населением – на Кавказе до сих пор не утверждены нормативы потребления электроэнергии. Фактически семья потребляет 300–350 кВт•ч, а утверждённый норматив – около 80 кВт•ч на семью. Разница между этими величинами даёт нам 400 млн рублей, что сопоставимо с сентябрьской доплатой на опт. Фактически проблема может быть решена в рамках постановления Правительства РФ № 534, но его исполняют главы только трёх республик СКФО.

Плюс регионы не выполняют ещё одну норму того же правительственного документа – требования в части установления экономически обоснованных тарифов ЖКХ. Если нам не удастся решить две эти проблемы – нормативов и экономически необоснованных тарифов, мы всегда будем находиться в этой финансовой дыре.

Насколько тарифы недотягивают до экономических расчётов?
Например, по Дагестану на 30% идёт недокомпенсация до безубыточного уровня только по тарифу. А безубыточность рассчитывается не только по тарифу, но ещё и по денежному потоку. Пока объём сборов у нас в этой республике около 65%.

ПОТЕРЯННОЕ В СЕТЯХ ПОИЩУТ ПРАВООХРАНИТЕЛИ

Дагестан многие годы остаётся рекордсменом по объёму потерь в сетях, сложной выглядит ситуация и в соседних республиках. С чем это связано?
На пике, в прошлом году, потери в Дагестане составили 42%, годом ранее – 33%. Понятно, что вырасти сразу на 9% они не могли. Мы провели инвентаризацию формирования базы полезного отпуска и обнаружили в том числе незаконные, необоснованные начисления, сделали публичные заявления по этому поводу и обратились в главк МВД. В прошлом году уголовные дела были возбуждены, надеемся, вскрытым фактам будет дана соответствующая процессуальная оценка. Поэтому по итогам прошлого года математически потери возросли до 42%. В 2020 году они будут меньше, я думаю, на уровне 35%.

О каких объёмах ущерба от возможных приписок в Дагестане идёт речь?
Речь идёт о сотнях миллионов киловатт-часов. Умножив их на цену потерь, можно оценить масштаб ущерба в рублях. Хотелось бы особо подчеркнуть, что мы самостоятельно обнаружили приписки в ходе проверки и самостоятельно обратились в силовые структуры.

Снижение уровня потерь электроэнергии в сетях предписано тем же постановлением Правительства РФ № 534. Каковы плановые показатели?
Текущий норматив для всех регионов разный. В Ставропольском крае он около 10%, в Кабардино-Балкарии – 12,9%, в Карачаево-Черкесии – 13,38%, по Дагестану и Чечне – порядка 24%.

Показатели выше среднероссийских. Это обусловлено спецификой сети?
Норматив всегда идёт от структуры отпуска электроэнергии. Условно, если бы сейчас на Северном Кавказе построили один крупный алюминиевый завод, мы бы перестали заниматься потерями, так как они были бы на уровне 5%.

А что дальше – сбыты всё же являются непрофильным бизнесом для «Россетей», компания выходила с инициативой создания федерального гарантирующего поставщика, который бы финансировался за счёт бюджета…
Мы действительно выходили с предложением создать федеральный ГП, но не нашли поддержки в федеральных органах власти. Поэтому компания разработала планы повышения операционной эффективности внутри группы для улучшения платёжеспособности в виде «инвестинъекций». У нас есть огромное количество дорожных карт с властями субъектов, различных программ модернизации ЖКХ и прочих мероприятий, в рамках которых регионы обязуются поднять платежи по ЖКХ. Мы прикладываем усилия и рассчитываем, что совместная работа поможет улучшить ситуацию.

Второе направление – это оптимизационные мероприятия, у нас есть целый план по снижению подконтрольных расходов. Здесь мы рассчитываем найти дополнительные 500 млн рублей, которые также отдадим в рынок.

Ещё один фронт – работа самих регионов. Пока мы иногда сталкиваемся с неплатежами даже из федерального бюджета. Ситуация в Ингушетии, например, сверхкритичная: нам на 100% не платят из средств федерального бюджета. Надеемся, ситуация будет меняться: согласованная финансовая модель предусматривает переход к почти 100-процентным платежам бюджетных, бюджетозависимых потребителей и ЖКХ в СКФО уже с 2022 года. ■

КОМПАНИЯ РАЗРАБОТАЛА ПЛАНЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНУТРИ ГРУППЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПЛАТЁЖЕСПОСОБНОСТИ В ВИДЕ «ИНВЕСТИНЪЕКЦИЙ». У НАС ЕСТЬ ОГРОМНОЕ КОЛИЧЕСТВО ДОРОЖНЫХ КАРТ С ВЛАСТЯМИ СУБЪЕКТОВ, РАЗЛИЧНЫХ ПРОГРАММ МОДЕРНИЗАЦИИ ЖКХ И ПРОЧИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Энергетика в годы реформирования РАО ЕЭС России

Екатерина ДЗЮБА

Мы продолжаем цикл публикаций об истории отечественной электроэнергетики, приуроченный к 100-летней годовщине Плана ГОЭРО.

НЕОБХОДИМОСТЬ ПЕРЕМЕН

Период 90-х годов прошлого века – один из самых сложных в истории российской электроэнергетики. Вследствие тяжелейшей экономической ситуации и системного кризиса в государстве произошёл обвал промпроизводства, сократилось потребление энергии, резко снизились инвестиционные поступления в отрасль, а строительство новых электростанций временно законсервировалось.

После развала СССР действующая в масштабах Союза Единая энергетическая система распалась, а новая ЕЭС России столкнулась с рядом проблем, связанных с попытками регионального дробления энергетических активов государства.

В соответствии с президентским Указом № 923 от 15 августа 1992 года «Об организации управления электроэнергетическим комплексом Российской Федерации в условиях приватизации» в состав созданной для объединения электроэнергетического комплекса страны естественной монополии – «РАО ЕЭС России» – не вошли «Иркутскэнерго», «Башкирэнерго» и «Татэнерго». Кроме того, атомные электростанции перешли под контроль «Росэнергоатома».

ИТАР-ТАСС / Борис КАВАШКИН

Перед отраслью остро встала проблема неплатежей. В 1998 году потребители оплачивали лишь 85% электрической и тепловой энергии, из которых лишь 20% вносились деньгами. Остальная часть оплаты шла в виде взаимозачётов и бартерных сделок. Отсутствие средств на модернизацию и ремонт стареющего сетевого и генерирующего оборудования стало причиной участившихся перебоев энергоснабжения в регионах. Начались знаменитые в те годы «веерные отключения», которыми энергетики пытались хоть как-то компенсировать хронический недостаток мощностей.

ИТАР-ТАСС / Александр САВЕРКИН

01.06.2008 «РАО ЕЭС России» прекратило существование

По словам Анатолия ЧУБАЙСА, «необходимость реформирования российской электроэнергетики стала очевидной в середине 1990-х годов. Еще в 1980-е генерирующие мощности обновлялись медленнее, чем росло потребление электроэнергии. В следующее десятилетие, в период общеэкономического кризиса в России, объём электропотребления ещё более существенно сократился, а процесс обновления мощностей практически остановился»

Антон ДЕНИСОВ (ИТАР-ТАСС)

Богучанская ГЭС

Для решения всех вышеперечисленных проблем вставшая во главе «РАО ЕЭС России» команда под руководством Анатолия ЧУБАЙСА предложила проведение масштабной реформы отрасли, направленной на запуск механизма конкуренции и привлечение в отрасль инвестиций.

Для этого решено было создать в стране Федеральный оптовый рынок электроэнергии и мощности (ФОРЭМ) и обеспечивающие его работу инфраструктурные организации, а «РАО ЕЭС России» разделить на два сектора: монопольный сетевой и конкурентный – путём выделения из состава «РАО ЕЭС» сбытовых и генерирующих компаний. Приобретая эти активы, портфельные инвесторы должны были взять на себя определённые обязанности по их модернизации и развитию.

В 1998 ГОДУ ПОТРЕБИТЕЛИ ОПЛАЧИВАЛИ ТОЛЬКО 85% ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

ИЗ НИХ ВНОСИЛИСЬ ДЕНЬГАМИ ТОЛЬКО 20%

РАЗДЕЛ МОНОПОЛИИ

Задача была сложная как с технической точки зрения, так и с организационной, во многом из-за существования многочисленных групп интересов: от потребителей электроэнергии и поставщиков топлива до самих энергетиков. И всё же в ночь на 1 июля 2008 года «РАО ЕЭС России» прекратило своё существование, разделившись по видам бизнеса и перестав быть государственной естественной монополией. К этому моменту на месте «РАО ЕЭС» была создана новая конкурентная отрасль.

В государственной собственности остались регулирующие компании: Системный оператор энергетической системы, выполняющий диспетчерские функции в «ЕЭС», Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии, выполняющий функции так

называемой энергетической биржи, Федеральная сетевая компания, основной задачей которой стала транспортировка энергии, «Интер РАО ЕЭС», которое организовывало экспорт электроэнергии из России. Кроме того, в собственности государства остались атомные электростанции (концерн «Росэнергоатом») и гидростанции (объедены в «ГидроОГК»).

Большая часть российских тепловых электростанций перешла в собственность созданных в виде дочерних обществ «РАО ЕЭС» и приватизированных в ходе реформы шести оптовых генерирующих компаний (ОГК), каждая из которых с целью минимизации монопольных злоупотреблений объединила станции, находящиеся в разных регионах страны. Также появились 14 территориальных генерирующих компаний (ТГК), собравших электростанции соседних регионов (за исключением электростанций федерального значения, вошедших в ОГК), ориентированные на энергоснабжение этих регионов и, как правило, выработку не только электроэнергии, но и тепла. На плечи генераторов легли функции производства тепловой и электрической энергии.

Также в связи с запретом на совмещение в рамках одной компании «конкурентных» (генерация и сбыт электроэнергии) видов деятельности в самостоятельные юридические лица были выделены энергосбытовые подразделения вертикально интегрированных АО-энерго. На созданные таким образом сбытовые компании были возложены функции энергоснабжения населения – сбора средств с конечных потребителей и поставка им электроэнергии, приобретённой у производителей.

ИЗМЕНЕНИЯ К ЛУЧШЕМУ

На стадии продажи государственных энергетических активов перед компаниями-покупателями были выдвинуты требования и заключены контракты с указанием объёма инвестиций, которые они обязаны были

ИТАР-ТАСС / Иван БУРЛАКОВ

Единая энергетическая система России состоит из 70 региональных энергосистем, образующих сеть объединённых ОЭС Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Сейчас комплекс включает около 700 электростанций, а сетевое хозяйство ЕЭС насчитывает более 10 700 линий электропередачи

ИТАР-ТАСС / Иван БУРЛАКОВ

сделать для обеспечения надёжной работы энергосистемы. Следует отметить, что в отрасль пошли не только отечественные, но и иностранные инвесторы – финская компания «Фортум», немецкая «E.ON» и итальянская Enel. Инвестиции стали поступать в отрасль в самые непростые для неё времена, позволив не только залатать текущие дыры, но и став базисом для дальнейшего её развития.

Сегодня «ЕЭС России» – крупнейшее в мире централизованное управляемое энергообъединение, охватывающее практически всю территорию страны. Оно включает в себя 70 энергосистем в 81 субъекте РФ. Кроме того, «ЕЭС России» осуществляет параллельную работу с ОЭС Украины, ОЭС Казахстана, ОЭС Белоруссии, энергосистемами Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии и Азербайджана, а также с NORDEL (Финляндией через вставку постоянного тока в Выборге). ■

Станислав ПАХОТИН

Энергия преображения

«Джентрификация», «реновация», «ревитализация» – все эти иностранные слова всё прочнее входят в лексикон жителей современных российских мегаполисов. Они отражают скорость изменений, новые стандарты качества жизни определённых социальных групп, а также усилия бизнеса и властей по преобразованию недостаточно освоенных городских территорий. Для жизни и социальных потребностей приспосабливают то, что раньше использовалось для размещения крупных промышленных производств. Так, на месте складов, транспортных депо, отдельных цехов и заводских комплексов появляются креативные кластеры, парки, музеи и жилые кварталы бизнес-класса.

Эта мировая тенденция пришла в Россию в 2010-е годы, кардинально изменив облик промышленных районов Москвы, Санкт-Петербурга и городов-миллионников. Среди подобных масштабных девелоперских проектов есть кейсы перестройки территорий предприятий энергетической индустрии. О самых ярких и знаковых из них в нашем обзоре.

МОСКВА

Российская столица задала тон в преобразовании промышленных городских территорий. «Красный Октябрь», «Флакон», «Хлебозавод», «Даниловская мануфактура», «Бахметьевский гараж» стали модельными проектами для этого явления в стране. По их подобию девелоперы находят и формируют новые городские территории для творческих и высокотехнологичных бизнесов.

Popovphoto / Shutterstock.com

«ТРАМВАЙНАЯ»

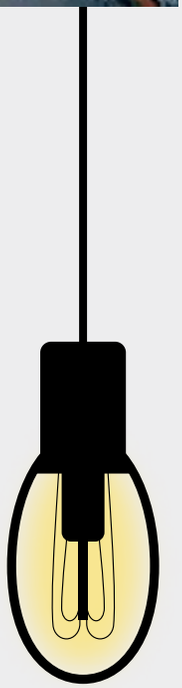
Превращение площадки бывшей ГЭС-2 в культурный центр – самый актуальный и знаковый проект последних лет. Само здание было построено в начале XX века для питания контактной сети московского трамвая. Поэтому до 2005 года она называлась «Трамвайная». После множества модернизаций столичными властями было принято решение о закрытии станции в 2005 году. Уже спустя четыре года здание получило статус объекта культурного наследия регионального значения, а в 2015-м было куплено предпринимателем Леонидом МИХЕЛЬСОНОМ.

Он долго искал площадку для фонда современного искусства V-A-C. В здании ГЭС провели несколько выставок и закрыли на реконструкцию. По задумке, зданию вернут первоначальный исторический облик, но полностью переосмыслят внутреннюю планировку. Здесь будут работать выставочные площадки, библиотека, кинотеатр и лектории. Открытие центра современного искусства запланировано в 2021 году.

«ДЕПО»

По пути использования площадей бывшего депо электротранспорта – Миусского трамвайного парка – пошли инициаторы создания крупнейшего Восточно-европейского фудмолла. Девелопером стала инвестиционная группа «Сигма», выигравшая право аренды и реконструкции Миусского депо сроком на 49 лет. В своё распоряжение они получили комплекс зданий, построенных в конце XIX – начале XX века по проекту архитекторов Николая ЖУКОВА и Михаила ГЛЕЙНИНГА.

Уникальность ансамбля Миусского парка в том, что он отражает идею своей эпохи – «строить заводы как дворцы».



Так называемый кирпичный стиль промышленной застройки того времени объединяет традиции русского зодчества с элементами романской и готической архитектуры. При реконструкции комплекса инвесторы стремились подчеркнуть эту особенность. Поэтому оставили в зданиях чугунные оконные рамы, воссоздали кирпичные арки, перемычки, колонны, отремонтировали историческую ограду комплекса, сохранив при этом два столба-пилона конца XIX века. Открылся фудмаркет в тестовом режиме 18 февраля 2019 года. Спустя три недели состоялось его официальное открытие.

В данный момент сам комплекс из 75 ресторанов и 140 фермерских лавок занимает площадь 11 тысяч кв. м. Сам квартал расположился на площади около 3,5 га. По структуре фудмолл делится на рыночную и ресторанную части, а в здании предусмотрено 1800 посадочных мест.

«ЭЛЕКТРОЗАВОД»

Ещё один образец российской неоготики начала XX века обрёл «вторую жизнь» после того, как был закрыт в 2007 году располагавшийся на его территории Московский электроламповый завод. Предприятие было создано в 1939 году по решению СНК СССР путём реорганизации Московского электрозавода, из которого также были выделены завод автотракторного электрооборудования (АТЭ-1), Московский трансформаторный завод и Московский прожекторный завод.

Сейчас «Электрозавод» – один из самых больших творческих кластеров. Здесь шьют одежду, варят металл, крутят глиняные горшки, печатают полиграфию и производят мебель. Один из самых заметных резидентов «Электрозавода» – арт-площадка «Периметр», которая была образована в 2012-м по инициативе художника Леонида ЛАРИОНОВА. Весной 2014 года арт-площадка «Периметр» продолжила свою деятельность под новым названием – «Галерея Электрозавод». Новый этап был связан с пониманием того, что галерея достигла того профессионального уровня, когда её голос уверенно звучит в диалоге галерей и выставочных залов Москвы, не теряя при этом экспериментального характера. С 2018 года галерея стала активнее участвовать в международной жизни, налаживая связи, обмениваясь опытом и представляя русских

Sergey RYBIN / Shutterstock.com

художников в Швеции, Венгрии, Польше, Италии и на Тайване. В итоге усилия владельцев завода и кураторов галереи сделали её заметной на художественной карте Москвы и России.

С ВИДОМ НА НЕВУ

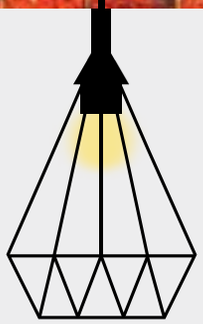
«Севкабель Порт» – пример успешной «немосковской» джентрификации территории. С 1879 года на ней располагалась мануфактура Siemens & Halske, в 1918 году после национализации – Северный кабельный завод. Специализация предприятия со дня основания и до нынешней поры – производство кабельно-проводниковой продукции. В 2014 году на заводе «Севкабель» прошла реорганизация и сменился основной топ-менеджмент. В 2017-м на базе производственных мощностей «Севкабеля» был создан вертикально интегрированный консорциум с компанией «РОССКАТ». Руководство завода заявило о том, что планирует строительство нового завода за чертой города в продолжение своей общественно-культурной инициативы по реновации «серого пояса» Петербурга. Также в рамках реновации «серого пояса» завод инициировал создание общественного пространства «Севкабель Порт».

Управлением и концепцией развития проекта занимается компания Miles & Yards. Вместе с созданным здесь креативным отделом проект курирует партнёр компании Алексей ОНАЦКО. В середине нулевых он организовывал независимые рейвы и выставки, был участником креативного кластера «Тайга» и хостела Hello Hostel, а также работал с московским пространством Flacon. За архитектурные решения в «Севкабеле» отвечает бюро «Хвоя» – молодая команда из Петербурга, ранее работавшая в составе «Студии 44». Ориентиром для развития проекта «Севкабель Порт» послужил успешный опыт европейского освоения бывших промышленных зон в Хельсинки, Амстердаме, Стокгольме, Лондоне, Барселоне, где на месте верфей, фабрик и складов открылись современные городские пространства, которые гармонично сочетают исторический, архитектурный и социальный контекст, а также деловую активность.

Ekaterina NAUMOVA / Shutterstock.com

По данным консалтинговой компании «Метриум Групп», на 2020 год после ремонта и реновации в качестве жилья используются более 20 столичных фабрик и производственных площадок.

Если в 2017–2018 годах на территорию «Севкабеля» можно было попасть только во время мероприятий, то в прошлом году он стал доступен на постоянной основе. По итогам 2019 года его посетили более 1 650 000 гостей, в том числе 300 000 туристов. По данным собственников проекта, в 2020 году это число кратно вырастет, как и количество резидентов. Сейчас их более 100: музеи, галереи, рестораны, кафе, фитнес-центры, фотостудии, творческие мастерские, магазины и комплекс апартаментов.



ПСКОВСКИЙ ПРИМЕР

Строительством жилых кварталов на месте бывших заводов или электростанций вряд ли сегодня можно удивить кого-то в России и мире. Подобных проектов – сотни. Однако девелоперы Пскова смогли не только создать самый востребованный комплекс на региональном рынке, но и одновременно вписать его древнерусское и советское архитектурное наследие. Речь идёт о проекте «ТЭЦ».

В 1920-х годах, по плану государственной электрификации России (ГОЭЛРО), архитектор Андрей ОЛЬ построил единственное в Пскове советское промышленное здание в стиле конструктивизма – ТЭЦ-18. Для её строительства потребовалось разобрать часть средневековой крепостной стены. Благодаря этому ТЭЦ стала одной из первых образцово-показательных для тех времён. Во время Великой Отечественной войны на территории ТЭЦ работала подпольная организация по борьбе с фашистами. Перед уходом из Пскова немцы вывезли оборудование и заминировали ТЭЦ, но быстрые спасательные работы помогли избежать серьёзных разрушений. Благодаря славной военной истории ТЭЦ получила статус объекта культурного наследия регионального значения.

После строительства линий электропередачи, связавших Псковскую область с Ленинградской энергосистемой, ТЭЦ потеряла своё значение как источник электроэнергии. Новую жизнь она обрела по замыслу петербургского архитектора Никиты ЯВЕЙНА, руководителя архитектурного бюро «Студия 44», превратившего её в уникальный комплекс клубных домов в центре Пскова. ■

34 | Ценовой парадокс

Александра БЕЛКИНА

ЕК признала российские энергоцены заниженными. Экспортёры, требующие новых скидок от энергетиков, могут попасть под антидемпинговые пошлины ЕС уже сейчас.

На протяжении последних лет крупные потребители энергии, прежде всего промышленники, ориентированные на экспорт, не устают просить власть о снижении энергоцен. Количество таких обращений в правительство существенно увеличилось в этом году на фоне пандемии COVID-19: экспортёры требуют преференций за счёт энергетиков для сохранения конкурентоспособности на внешних рынках. Но в октябре выяснилось, что Евросоюз, на который приходится около 42% российского экспорта, рассматривает возможность введения антидемпинговых пошлин для отечественной продукции. Причины – «значительные искажения рыночных механизмов в экономике РФ со стороны правительства» и занижение расходов на оплату труда и стоимости энергии для промышленности.

Основные претензии Еврокомиссии касаются цен на газ на внутреннем рынке – оптовые цены в России стабильно ниже экспортных, и не происходит их сближения. По мнению ЕК, это является «искажением рыночных механизмов». Кроме того, часть потребителей получает электроэнергию по ценам, которые оказываются ниже экономически обоснованных, то есть фактически происходит субсидирование одних отраслей и регионов за счёт других.

«Цены на электроэнергию, оплачиваемые (российскими. – ***Прим. ред.***) промпотребителями на розничном рынке, частично отражают регулируемые розничные тарифы и отчасти – ситуацию на оптовом рынке, которая в некоторых регионах оказывается более «рыночной», чем в других. В результате розничные цены на электроэнергию для промышленности в России значительно ниже, чем в ЕС и США. По данным Минэнерго РФ, средние розничные цены на электроэнергию для конечных потребителей в 2016–2017 годах, например в горнодобывающей и перерабатывающей промышленности, оказались на 25% ниже, чем цены для сельского хозяйства и других секторов. Это говорит о том, что в зависимости от региона деятельности и других специфических для компании обстоятельств более низкие цены на энергию могут быть источником конкурентных преимуществ в различных отраслях российской экономики», – указано в рабочем докладе ЕК.

Сам по себе доклад ЕК не является основанием для введения антидемпинговых пошлин на продукцию российских производителей, но может послужить базой для таких действий в будущем. «Этот доклад стал результатом тщательных исследований и сбора фактов о различных аспектах российской экономики, которые могут иметь прямое отношение к нашим антидемпинговым расследованиям», – заявил первый замглавы Еврокомиссии Валдис ДОМБРОВСКИС. Отечественные эксперты опасаются, что первыми под новые пошлины могут попасть металлурги и производители удобрений.

В Минэкономики сочли публикацию отчёта «примером крайне недобросовестного поведения члена ВТО» в рамках «спора по энергокорректировкам». ЕК применяет искажённую методику «энергокорректировок», считают в министерстве: для расчёта себестоимости российской продукции учитываются цены на энергоносители не на внутреннем рынке, а на рынках третьих стран. Спор в ВТО предварительно выигран, но сейчас еврочиновники подали апелляцию.

В этом году, оказавшись под давлением нового фактора – COVID-19, потребители, пытаясь остановить прежде всего дифференциацию тарифов ФСК и введение системы оплаты сетевых резервов, направили в правительство десятки писем. Необходимость снижения стоимости электроэнергии – постоянный лейтмотив этих обращений. Так, в июле «Сообщество потребителей энергии» предложило до конца года снизить на 50% уровень оплачиваемой мощности, ввести мораторий на любые регуляторные изменения, ведущие к росту конечных цен на энергию, и, пересчитав прогноз конечных цен относительно инфляции, сократить ранее запланированные инвестиции в электроэнергетике. На этом фоне реализация подобных нерыночных предложений может привести к прямо противоположным результатам: вместо снижения себестоимости и роста экспортной маржи промышленность может получить новые пошлинные расходы. ■

КАЛЕНДАРЬ ДНЕЙ РОЖДЕНИЯ – 2020

ключевых персон топливно-энергетического комплекса России

1 ДЕКАБРЯ

КОВАЛЬЧУК Борис Юрьевич (1977 г.), генеральный директор, председатель правления ПАО «Интер РАО»

3 ДЕКАБРЯ

КУЛЬБАЧЕВСКИЙ Антон Олегович (1967 г.), руководитель Департамента природопользования и охраны окружающей среды города Москвы

5 ДЕКАБРЯ

БАГАУТДИНОВ Радий Равильевич (1969 г.), генеральный директор ПАО «Колымаэнерго»

ИСЛАМОВ Дмитрий Викторович (1977 г.), заместитель председателя Комитета ГД РФ по энергетике

СОЛОМЕННИКОВ Игорь Валентинович (1965 г.), директор Зауральской ТЭЦ – филиала ООО «БГК»

ЮРЬЕВ Юрий Николаевич (1961 г.), генеральный директор ООО «Орловский энергосбыт»

6 ДЕКАБРЯ

ЛАТЫШЕВ Дмитрий Анатольевич (1980 г.), министр энергетики и ЖКХ Мурманской области

7 ДЕКАБРЯ

ВОРОШИЛОВ Олег Анатольевич (1971 г.), директор Назаровской ГРЭС Красноярского филиала ООО «Сибирская генерирующая компания»

8 ДЕКАБРЯ

ЛАПТЕВ Валерий Владиславович (1968 г.), президент промышленной группы «Генерация»

ЛОБОВ Илья Алексеевич (1978 г.), министр природных ресурсов и экологии Омской области

МУТКО Виталий Леонтьевич (1958 г.), генеральный директор АО «ДОМ.РФ»

АНДРЕЕВА Елена Викторовна (1974 г.), заместитель управляющего директора – директор по сбыту ПАО «МОЭК»

9 ДЕКАБРЯ

МИРОШНИЧЕНКО Евгений Николаевич (1980 г.), член правления – руководитель финансово-экономического центра ПАО «Интер РАО»

10 ДЕКАБРЯ

НИКОЛАЕВ Олег Алексеевич (1969 г.), глава Чувашской Республики

11 ДЕКАБРЯ

АРХИПОВ Борис Александрович (1973 г.), генеральный директор АО «ЭнергоремонТ Плюс»

КОНЕВ Иван Викторович (1959 г.), председатель правления – генеральный директор ОАО «Холдинговая компания «Энергомаш-Строй»

13 ДЕКАБРЯ

КОЗЛОВ Сергей Юрьевич (1977 г.), заместитель генерального директора – директор филиала «Россети Сибирь» в Республике Бурятия

ДЮКОВ Александр Валерьевич (1967 г.), председатель правления – генеральный директор ПАО «Газпром нефть»

16 ДЕКАБРЯ

ЗАЙЦЕВ Юрий Викторович (1970 г.), председатель правительства Калмыкии

НЕВМЕРЖИЦКАЯ Наталья Викторовна (1974 г.), председатель правления Ассоциации гарантирующих поставщиков и энергосбытовых компаний

17 ДЕКАБРЯ

КОБЦЕВ Сергей Николаевич (1972 г.), генеральный директор АО «Теласи»

ШЕВНИН Александр Сергеевич (1980 г.), генеральный директор ОАО «Сангтудинская ГЭС-1»

ОКЛЕЙ Павел Иванович (1970 г.), член правления – руководитель блока производственной деятельности ПАО «Интер РАО»

19 ДЕКАБРЯ

АНТОШКИН Николай Тимофеевич (1942 г.), член Комитета ГД РФ по природным ресурсам, собственности и земельным отношениям

20 ДЕКАБРЯ

ПИКИН Сергей Сергеевич (1979 г.), директор Фонда энергетического развития

21 ДЕКАБРЯ

ЕРОХИН Владимир Петрович (1949 г.), председатель Совета директоров ОАО «Сургутнефтегаз»

22 ДЕКАБРЯ

НАЗАРОВА Наталья Васильевна (1963 г.), член Комитета ГД РФ по энергетике

23 ДЕКАБРЯ

НЕХОРОШИХ Сергей Геннадьевич (1962 г.), директор филиала АО «ДГК» – «Хабаровская теплосетевая компания»

ШТЕЙНЦАЙГ Роман Михайлович (1953 г.), генеральный директор ООО «Южная угольная компания»

Декабрь

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			

ЛИХАЧЁВ Алексей Евгеньевич (1962 г.), генеральный директор ГК «Росатом»

24 ДЕКАБРЯ

НАУМОВ Андрей Викторович (1978 г.), министр природных ресурсов и экологии Тверской области

СНИККАРС Павел Николаевич (1978 г.), директор Департамента развития электроэнергетики Минэнерго РФ

26 ДЕКАБРЯ

ВОРОЖЕЕВ Дмитрий Викторович (1978 г.), директор филиалов «Каширская ГРЭС», «Черепетская ГРЭС имени Д. Г. Жимерина» АО «Интер РАО – Электрогенерация»

29 ДЕКАБРЯ

КОМАРОВ Кирилл Борисович (1973 г.), первый заместитель генерального директора – директор блока по развитию и международному бизнесу Госкорпорации «Росатом», директор ОАО «Атомэнергопром»

МАУ Владимир Александрович (1959 г.), ректор Российской академии народного хозяйства и государственной службы при Президенте Российской Федерации

30 ДЕКАБРЯ

ФЕРАПОНТОВ Алексей Викторович (1963 г.), заместитель руководителя Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор)

31 ДЕКАБРЯ

БОРИСОВ Юрий Иванович (1956 г.), заместитель председателя Правительства Российской Федерации

ПОЛЛЕТТ Рональд Джеймс (1969 г.), вице-президент GE, президент и главный исполнительный директор GE в России и СНГ, член Совета директоров ПАО «Интер РАО»

36 | В полной готовности!

Зима вступает в свои права во всех российских регионах. По данным Министерства энергетики РФ, несмотря на сложные условия, вызванные ограничительными мерами, направленными на предотвращение распространения коронавирусной инфекции, все крупные компании и территориальные сетевые организации завершили необходимые мероприятия для подготовки к надёжному прохождению ОЗП. ■

Затонская ТЭЦ. Фото: Дмитрий ЧИСТОПРУДОВ

коммуникационная группа

MEDIALINE

КРУПНЕЙШЕЕ В ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЕ ИЗДАТЕЛЬСКОЕ АГЕНТСТВО

ВИДЕОПРОДАКШЕН

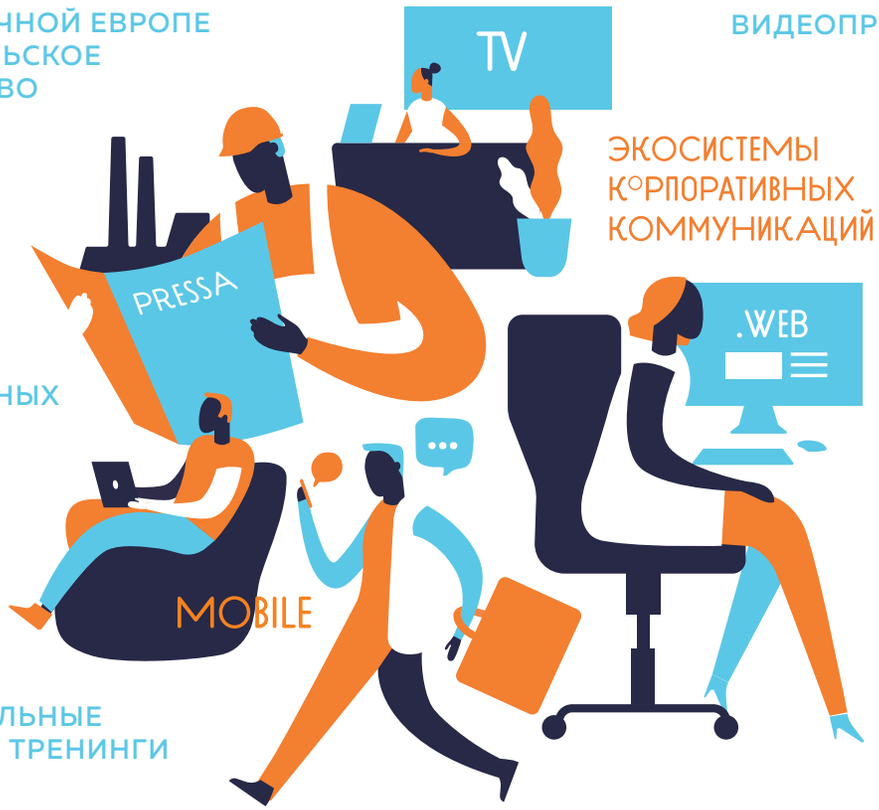
ЭКОСИСТЕМЫ КОРПОРАТИВНЫХ КОММУНИКАЦИЙ

DIGITAL-АГЕНТСТВО

РАЗРАБОТКА КОММУНИКАЦИОННЫХ СТРАТЕГИЙ

МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ПРЕМИЯ INTERCOMM

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ СЕМИНАРЫ И ТРЕНИНГИ



НАШИ МЕДИАПРОЕКТЫ ДЛЯ КОМПАНИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

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

НАШИ САЙТЫ

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