



14	Директор по ИТ «Росатома» Евгений Абакумов об информационных технологиях с ракурса госкорпорации	15	Глава НТЦ «Механотроника» Николай Ладыгин об импортозамещении в области релейной защиты и автоматики	16	Угольная энергетика: долгосрочный прогноз ухудшается, но фактическое будущее отрасли в руках Китая и Индии
----	--	----	--	----	--

Падение киловатт

Уходящий год запомнится энергетикам глубоким падением спроса на электроэнергию: потребление может вернуться на уровень четырехлетней давности. Падение спроса уже привело к снижению цен в конкурентном сегменте торговли электроэнергией, годовые потери тепловой генерации оцениваются в 90 млрд руб. Однако из-за множества нерыночных механизмов конечные цены продолжают расти, что может поставить под угрозу долгосрочные инвестпрограммы в энергетике.

— статистика —

В 2020 году снижение энергопотребления в РФ окажется не таким глубоким, как предполагалось в первом полугодии, хотя все еще будет очень значительным. Весной Минэнерго готовилось к падению годового спроса на 3,6% в оптимистическом сценарии. Постепенно прогнозы изменились в лучшую сторону: к концу года снижение спроса на электроэнергию в целом по России оценивалось в 2,7%. В натуральном выражении потребление может составить 1,045–1,046 трлн кВт•ч, заявил глава Минэнерго Николай Шульгинов 10 декабря в интервью телеканалу «Россия 24». «Системный оператор» (диспетчер энергосистемы) ожидает, что спрос в Единой энергосистеме (ЕЭС, без учета изолированных систем) снизится на 2,7% от уровня 2019 года. В физическом выражении это 1,030 трлн кВт•ч. Таким образом, показатели могут опуститься до результатов четырехлетней давности: в 2016 году общее потребление в стране составило примерно 1,054 трлн кВт•ч, а в единой энергосистеме — около 1,027 трлн кВт•ч.

По имеющимся данным за 11 месяцев, потребление в единой энергосистеме упало на 2,9%, до 930 млрд кВт•ч, а по всей стране — на 2,8%, до 945,4 млрд кВт•ч. Эти параметры уже сейчас немногим лучше данных за аналогичный период 2016 года. Снижение потребления обрушило и производство в ЕЭС — на 3,6% год к году. Отрицательная динамика держалась во все месяцы года. Сначала энергетикам мешала аномально теплая погода, но в апреле добавился более значительный фактор: в России был введен режим самоизоляции. Торговые центры и рестораны закрылись, предприятия автопрома и металлургической промышленности сократили загрузку, снизились и грузовые перевозки по железной дороге. Самое глубокое падение спро-



Потребление электроэнергии в стране упало до четырехлетнего минимума, но оптовые цены растут

са — более 5% — пришлось на май—июнь, когда Россия начала сокращать добычу нефти в рамках соглашения со странами ОПЕК+.

Вся надежда на морозы. «В декабре практически во всех регионах страны потребление идет выше прошлого года. В первую очередь это, конечно, эффект холодной погоды (в прошлом году декабрь был аномально теплым), но сигнал все равно позитивный», — говорят в «Сове-

те рынка» (регулятор энергорынков). По оценкам Дениса Красновского из АКРА, снижение потребления электроэнергии по итогам текущего года составит 2,72–3,3% в зависимости от подхода к расчетам. В 2021 году ограничительные меры на фоне пандемии все еще будут влиять на спрос, потребление вряд ли восстановится до уровня 2019 года и даже может продолжить падение, считает он.

Рынок «на сутки вперед» (РСВ, конкурентный сегмент торговли электроэнергией) отреагировал на падение спроса снижением цен. Напри-

мер, цены РСВ в первой ценовой зоне сократились на 6,2%, а сокращение выручки тепловой генерации по году составит примерно 18%, или около 90 млрд руб., подчеркивают в Совете производителей энергии. Там отмечают, что в структуре выручки поставщиков на оптовом рынке доля доходов с РСВ составляет около 42%, поэтому любое снижение выручки от продажи электроэнергии значительно ухудшает финансово-экономическое состояние поставщиков.

Но вторая составляющая конечной цены — мощность — продолжала дорожать. К октябрю цена на мощность увеличилась уже более чем на 15% в обеих ценовых зонах, следует из обзора «Совета рынка» (есть у „Ъ“). В итоге средневзвешенная одноставочная цена оптового рынка (РСВ плюс мощность) в первой ценовой зоне (европейская часть РФ и Урал) выросла на 3,3%, до 2,56 тыс. руб. за 1 МВт•ч. Во второй (Сибирь) показатель увеличился на 1,6% и достиг 1,8 тыс. руб. за 1 МВт•ч.

Платеж за мощность состоит из обязательных нерыночных надбавок (за строительство новых ТЭС, ГЭС, АЭС, ВИЭ и проч.), его суммар-

ный объем не меняется. «Потребляя меньше, покупатели вынуждены оплачивать тот же объем мощности, который был рассчитан на больший объем потребления, что дает эффект, обратный ситуации на рынке электроэнергии», — поясняют в «Совете рынка». Причем в первые месяцы ограничений из-за пандемии был перевес фактора РСВ, а в последующие месяцы наблюдалась обратная ситуация, отмечает регулятор.

По оценкам «Сообщества потребителей энергии», одноставочная (учитывающая и цену мощности) цена электроэнергии увеличилась примерно на 3,5% год к году: «На цивилизованных энергорынках за рубежом снижение потребления неизбежно приводит к падению цен, в России же уникальная ситуация: цена на электроэнергию растет всегда вне зависимости от того, увеличивается потребление или падает».

Сокращение потребления и снижение цен на топливо привело к снижению энергоцен в Евросоюзе, США и других странах, подтверждает старший аналитик Центра энергетики МШУ «Сколково» Юрий Мельников. «Противоположная динамика в Рос-

сии свидетельствует о том, что модель рынка электроэнергии транслирует эти сигналы не вполне корректно. Большую роль здесь играет тот факт, что в конечной цене электроэнергии доля нерыночной составляющей — от ДПМ до сетевых тарифов — гораздо выше, чем на европейском рынке», — говорит аналитик. А поскольку энергоцены и динамика их изменения находятся в приоритете государственной энергополитики, следует ожидать корректировки инвестпрограмм генерирующих и сетевых компаний со сдвигом вправо по шкале времени, подчеркивает Юрий Мельников.

В «Совете рынка» при этом надеются, что в обозримом будущем те факторы и явления, которые послужили причиной снижения показателей состояния экономики, в том числе потребления электроэнергии, исчезнут и рынки постепенно начнут восстанавливаться. «В этом случае наблюдаемое сегодня падение потребления не должно оказать существенное влияние на развитие электроэнергетики и смежных отраслей», — считает регулятор.

Полина Смертина

«Процесс, который инициировала Европа, к счастью, необратим»

— возобновляемая энергетика —

Об итогах первого этапа программы поддержки «зеленой» генерации в России „Ъ“ рассказал директор Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) АЛЕКСЕЙ ЖИХАРЕВ.

— Завершились отборы по первой программе поддержки ВИЭ. Какие основные итоги программы? — Последний отбор подтвердил устойчивый тренд на снижение стоимости технологий возобновляемой энергетики благодаря сильнейшей конкуренции между участниками. Объем заявок в сегменте ветроэнергетики превысил плановый объем более чем в 3,5 раза. В результате заявка снизилась более чем в два раза относительно предельных значений, и впервые весь объем был отобран по 65 тыс. руб. за 1 кВт установленной мощности. Если пересчитать на валюту, то это примерно \$800–850. Сейчас это один из самых низких в мире показателей, если оценивать проекты именно по уровню капитальных вложений. Наверное, только в Индии могут быть по-



казатели ниже: американский рынок показывает устойчивый диапазон \$950–1200 за 1 кВт. С такой стоимостью строительства конечная цена за электроэнергию такого проекта будет составлять менее 5 руб. за 1 кВт•ч.

В текущей программе ДПМ ВИЭ оптимизация в основном прошла по капитальным вложениям, операционные затраты остались посто-

янными для всех проектов. На следующем этапе после 2025 года будет серьезно снижен и предельный показатель по стоимости строительства и по операционным затратам — примерно в два раза. То есть стоимость электрической энергии, или всем полюбвишийся показатель одноставочной цены (LSOE) ВИЭ-генерации, продолжит снижаться.

— ВИЭ-проекты уже готовы участвовать в отборах наравне с традиционной генерацией?

— Если сейчас провести единый технологически нейтральный аукцион для всех типов генерации по одноставочной цене, то проекты ВЭС уже могли бы конкурировать с рядом проектов тепловых и атомных электростанций. Ветер точно победит угольные станции, с газовыми тяжелее конкурировать, хотя и среди них есть неэффективные проекты, которые существенно дороже по параметру LCOE. Уверен, что в ближайшей перспективе нас ждет серьезный прорыв по стоимости солнечной энергии, а после 2030–2035 годов ВИЭ-генерация начнет конкурировать практически со всеми традиционными технологиями.

— Почему сейчас ВИЭ-проектам было бы сложно на конкурсе с другими видами генерации?

— Одноставочная цена тепловых и атомных электростанций, которые уже построены в рамках ДПМ, может составлять от 3 руб. до 1 тыс. руб. за 1 кВт•ч. Цена сильно зависит от уровня загрузки: даже если станция простаивает в резерве или просто постоянно ломается, то потребитель по текущим правилам независимо от обстоятельств заплатит за ее мощность. Поэтому чем менее загружена станция, тем выше ее одноставочная цена. С такими отдельными неэффективными проектами конкуренция уж точно возможна. Еще важно понимать, как будет расти стоимость топлива для традиционных электростанций — это один из основных драйверов цен. Если топливо подорожает, появятся углеродный налог или некий экологический сбор, то ценовой паритет возобновляемой и углеродоемкой энергетики стремительно сближится. И здесь все будет зависеть от строгости углеродного регулирования: в крайнем сценарии ВИЭ-генерация может стать дешевле даже амортизированных старых электростанций.

— Как ограничения на фоне пандемии повлияли на темпы ввода строящихся ВИЭ-электростанций?

— Ограничения, безусловно, повлияли — наверное, нет ни одного проекта, на котором они никак не сказались. Самые жесткие ограничения пришли на март—июнь, сейчас идет вторая волна: компании продолжают испытывать определенные трудности с поставками оборудования и перемещением рабочей силы, инженерных компаний. Негативное влияние есть, но насколько оно критично — вопрос неоднозначный. В этом году сектор установил очередной рекорд: перешагнули рубеж в 1 ГВт строительства в год, почти в два раза больше, чем в 2019 году. Изначально в этом году планировалось запустить около 1,5 ГВт. То есть отставание есть, но отрадно видеть, что все-таки оно не 100%, не 50%, а менее 30% от целевых показателей.

— В начале года инвесторы просили безусловной отсрочки штрафов за срывы сроков ввода. Почему вас не поддержали?

— Ассоциация выходила с инициативой о безусловной отсрочке штра-

фов, чтобы инвесторы могли уйти от необходимости дополнительной волокиты по обоснованию наступивших форс-мажоров, согласований отсрочек и снижения штрафов на наблюдательном совете «Совета рынка». По мнению большинства инвесторов, сложно спорить с объективной причиной просрочек в этом году: в России и в мире действовали масштабные ограничительные меры. Минэнерго пока занимает несколько иную позицию: ведомство ранее решило, что необходимо рассматривать все проекты индивидуально, собирать доказательную базу. Мы считаем, что оспаривать негативные эффекты от пандемии, которые актуальны абсолютно для всех, крайне трудно, надеюсь, компромисс в итоге будет найден. Практически во всех странах с различными механизмами поддержки ВИЭ инвесторам были даны такие отсрочки — как правило, не менее чем на год. В России участники запрашивали довольно скромную цифру — от трех месяцев без снижения срока оплаты мощности по ДПМ до шести месяцев в счет снижения срока начисления платежей.

энергетика



«Важно осознавать неотвратимость будующих изменений»

ИТ-импортозамещение входит в число приоритетных задач «Росатома». При этом в госкорпорации рассчитывают на то, что ее решения будут не только успешно тиражированы на предприятиях атомной отрасли, но и заинтересуют бизнес и органы власти. О том, какие ИТ-продукты «Росатома» могут быть востребованы на внешнем рынке, об ИТ-направлении цифровой стратегии и о сквозных технологиях рассказал директор по информационным технологиям «Росатома» **Евгений Абакумов**.

— информационные технологии —

— Как сказалась на работе «Росатома» пандемия? Пришлось ли как-то по-особенному адаптироваться к новой реальности?

— Да, такого ускорения проектов и взрывного роста различных средств коммуникаций, как в этом году, не было никогда. Необходимо было обеспечить удаленную работу, минимизировать бумажный документооборот. С тем, что мы планировали сделать в 2022 году, справились в этом, увеличив в два-три раза скорость реализации некоторых наших проектов.

— Минцифры предлагает смягчить невыполнимые сроки перевода критической информационной инфраструктуры (КИИ) на отечественный софт и оборудование, сдвинув их с 2021 на 2024–2025 годы. Насколько это поможет участникам российского рынка соответствовать требованиям законодательства?

— Отсрочка нужна. Это время надо использовать для повышения уровня зрелости российских технологий и их внедрения в больших компаниях. Но всем нам важно продолжать работать, не теряя ощущения неотвратимости тех изменений, которые предстоит осуществить.

— Как раз на незрелость рынка отечественного ПО и оборудования указывают эксперты, критикуя импортозамещение: многие непрерывные производства не смогут перейти целиком на отечественные продукты в ближайшие пятьдесят лет.

— Импортозамещение точно необходимо. В то же время мы понимаем, что будущее за совместным использованием российских и зарубежных решений. Можно сколько угодно ломать копыя и спорить, но это объективная реальность. Есть области, в которых пока нет готовых отечественных решений, чтобы полностью заменить иностранные. И на их разработку может потребоваться не 5, а все 10–20 лет. Кроме того, у нас есть зарубежные заказчики, которые напрямую требуют применения зарубежного ПО — они к нему привыкли, работают

в этой экосистеме и хотят получать результаты в эксплуатации и помощью этого софта.

Другое дело, что мы не можем отрицать необходимость повышения уровня технологической независимости и зрелости российского ИТ-рынка. В этом плане ответственность крупных компаний и государства очевидна: не стимулируя применение российских решений, мы не можем ожидать большой отдачи от отрасли в масштабах страны. Поэтому нам приходится сейчас всем вместе проходить между Сциллой и Харибдой, делая так, чтобы отечественных решений появлялось больше и они обладали необходимым уровнем техподдержки, развития, интеграции и комплексности. При этом любая ИТ-система компании — это живой организм, который нельзя изменить за один день. Но не делать этого тоже невозможно. Поэтому мы полностью поддерживаем политику государства в области импортозамещения и чувствуем, что нашу позицию тоже слышат и понимают.

— Получится ли пройти между Сциллой и Харибдой?

— Думаю, получится. Путь уже был пройден, и не раз, например в машиностроении или энергетике. В этом процессе важны общее развитие и координация между российскими разработчиками и крупными потребителями. Опытом реализации проектов, применения систем важно делиться друг с другом. Не для того, чтобы показать себя с лучшей стороны, а чтобы дать обратную связь разработчикам.

— Кто входит в число пользователей ваших услуг? Какие сервисы вы уже им оказываете?

— Сейчас главный заказчик ИТ-функции «Росатома» — сама госкорпорация. «Гринатом» — это общий центр обслуживания по налоговому и бухгалтеру, управлению персоналом и ИТ-функциям. С 2010 года, когда стартовала предыдущая программа ИТ-трансформации, мы прошли огромный путь: проведена беспрецедентная интеграция в этот сервисный центр комплекса ИТ-услуг. Компания накопила большой опыт предоставления ИТ-сервисов для «Росатома». И теперь начала работать с заказчиками за пределами атомной



ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ПРЕС-СЛУЖБЫ «РОСАТОМ»

отрасли. Сегодня «Гринатом» участвует в работах, связанных с формированием общего центра обслуживания для ряда регионов и крупных компаний.

При этом мы предлагаем те услуги и технологии, которые внедрили и опробовали на своих предприятиях. Надо отметить, что координацию продуктовых предложений в области цифры осуществляет «Русатом Цифровые решения» — компания, обеспечивающая наших заказчиков комплексным цифровым предложением.

— В Единой цифровой стратегии «Росатома» проект «Цифровое импортозамещение» называют флагманским. Какие еще составные части она включает в себя?

— Стратегия принята в 2018 году сроком до 2024 года, в «Росатоме» ее выполнение курирует директор по цифровизации, а мы отвечаем за ИТ-часть. Документ включает несколько направлений. Первое — участие в развитии цифровой экономики в стране. Это работа в области квантовых вычислений и совместное с «Ростехом» развитие новых производственных технологий. Второе крупное направление — цифровые продукты. «Росатом» является не только их крупным потребителем, но и поставщиком на внешний рынок. Третье мы называем внутренней цифровизацией: это все инфотехнологии и новые сквозные технологии, которые разрабатываются и применяются внутри атомной отрасли.

— Вы упомянули сквозные технологии, то есть пронизывающие всю экономику. Как применяются, в частности, технологии искусственного интеллекта и обработка больших данных в производственных процессах «Росатома»?

— Приведу несколько примеров. Так, топливная компания ТВЭЛ может прогнозировать качество производимого топлива. Недавно реализован пилотный проект, в рамках которого удалось повысить качество готовой продукции, ориентируясь на состав входного материала и настраивая элементы технологического процесса. Другой пример — это циклические агрегаты на атомной станции. Искусственный интеллект помогает оценивать техническое состояние агрегата и прогнозировать его изменение, чтобы можно было делать ремонт не по плану, а по мере необходимости, предотвращая возможные неполадки.

Есть конкретные масштабные технологии, связанные с распознаванием образов для диагностики, например, сварных швов. Или программа по контролю наличия средств индивидуальной защиты. Также в нашем машиностроительном холдинге используются датчики, которые не позволяют продолжать производство оборудования, если в опасной зоне находится человек. Это повышает уровень промышленной безопасности, что является одной из важнейших составляющих работы отрасли на сегодня.

— На недавнем форуме цифровой индустрии ЦИПР-2020 вы сказали, что возлагаете надежду на то, что «ИТ-решения госкорпорации будут не только успешно внедрены на предприятиях атомной отрасли, но и найдут широкое применение на рынке». Какие из этих решений будут, как вы рассчитываете, востребованы на рынке?

— Думаю, что опыт по переходу инфраструктуры на импортонезависимое ПО будет востребован и госорганами, и крупными компаниями. В «Гринатоме», например, есть подразделение, которое предлагает такую экспертизу на внешний рынок. Цифровые продукты, такие как «Логос», ЦОДы, «Пилот» и многие другие, уже апробированы нами у себя.

— Год назад «Гринатом» подписал соглашение о сотрудничестве в сфере цифровизации с Mail.ru Group. Какие совместные проекты вы реализуете с компанией?

— Речь о проектах из области развития персонала и повышения удобства внутренней цифровой среды. Например, проект «Личный кабинет» для сотрудников. Также это проект корпоративного облака на базе технологии Mail.ru Group.

Мы можем только приветствовать очень для нас понятную политику этой ИТ-компании, которая свои технологии, адаптированные для B2C-рынка, начала предлагать в B2B. Кроме того, это партнерство позволяет нам учиться процессам разработки и развития информационных систем собственными силами.

— На форуме «Армия-2020» «Росатом» обозначил разработку супер-ЭВМ одним из ключевых направлений импортозамещения в атомной отрасли. Какие задачи будет решать супер-ЭВМ от «Росатома»? Когда его ждать на рынке?

— Рынок супер-ЭВМ не только в стране, но и в мире очень специфический. Такие флагманские проекты реализуют либо очень крупные компании, либо государство. Поэтому говорить о том, что сама постройка и создание супер-ЭВМ — это рыночное направление, сложно. В то же время ядерные центры «Росатома» РФЯЦ ВНИИЭФ и РФЯЦ ВНИИТФ имеют компетенции в создании сложных высокопроизводительных вычислительных систем именно на российской элементной базе. И предприятия готовы предложить свои услуги и помощь в создании таких систем в стране и не только.

Если же говорить о более широком применении, то стоит сказать о прикладном слое — о разработке того же ВНИИЭФ ПО «Логос», версии которого адаптированы для судостроения, авиастроения, атомной отрасли, машиностроения. В рыночную перспективу «Логоса» мы верим гораздо больше именно потому, что математическое моделирование все сильнее входит в нашу жизнь.

— Что собой представляет программа «Росатома» по строительству сети дата-центров?

— Это прежде всего рыночное предложение. Мы проектируем их в логике возможности использования отдельных залов организациями нашей отрасли. Программу реализует концерн «Росэнергоатом», и сегодня в ней пять ЦОДов. Недавно было объявлено о старте проектирования московского ЦОДа, чуть раньше о старте проектирования и сооружения ЦОДа в Иннополисе. Уже эксплуатируется ЦОД в Удомле. Скоро анонсируем следующий.

— Как бы вы оценили действующее нормативное регулирование ИТ-отрасли в свете проведения цифровой трансформации? Чего, на ваш взгляд, не хватает?

— Мы предложили ряд инициатив в области импортозамещения на базе РСПП в координации с другими крупными госкомпаниями. Если говорить о мерах по стимулированию ИТ-отрасли и вообще внедрению ИТ-решений, то, как мне кажется, внимание государства сегодня беспрецедентно к этой задаче. Поэтому стоит говорить не о том, что нужны дополнительные меры, а о том, что надо хорошо применять имеющийся опыт на сегодняшний день. Государство уже делает немало в этом направлении: это и регуляторная гильотина, и «песочница», и меры поддержки разработчиков, в том числе налоговые реформы.

Беседовал Денис Бояринцев

Затянуть сети потуже

— электросетевой комплекс —

Весь год чиновники и бизнес вели горячие баталии вокруг реформ в электросетевом комплексе — дифференциации тарифа ФСК и введения платы за излишки сетевой мощности. Минэнерго хочет добиться справедливого распределения тарифной нагрузки на весь рынок, но бизнес предупреждает о разрушительном воздействии такого подхода на экономику. Цена реформ, по оценкам аналитиков, — почти 400 млрд руб. ежегодной дополнительной нагрузки на промышленность. Споры, очевидно, продолжатся уже в следующем году.

Разделяй и повышай

Перестановки в правительстве и карантин из-за коронавируса дали регуляторам энергорынка дополнительное время для обсуждения целесообразности масштабных реформ в электросетевом комплексе. Самые спорные инициативы — повышение тарифа Федеральной сетевой компании (ФСК, входит в «Россети») и введение платы за резерв электросетевой мощности. Оба механизма поспешно включили в новую стратегию развития электросетевого комплекса до 2035 года, хотя в правительстве до сих пор сохраняют разногласия по поводу новых мер. Продолжает оказывать жесткое сопротивление и крупный бизнес, указывая и на текущие экономические трудности из-за пандемии. «Россети» ожидают запуска реформ в 2021 году.

Механизм дифференциации тарифа ФСК похож на возврат к старой схеме оплаты «последней мили» — когда крупный потребитель на магистральных сетях фактически доплачивал за снижение тарифа для небольших и средних потребителей распределителей. Причина таких перекосов возникает из-за неуклонно растущего объема перекрестного субсидирования (платеж бизнеса за искусственное снижение тарифов населения). Объем «перекрестки» оценивается в 239 млрд руб. в год. Сейчас практически вся сумма ло-

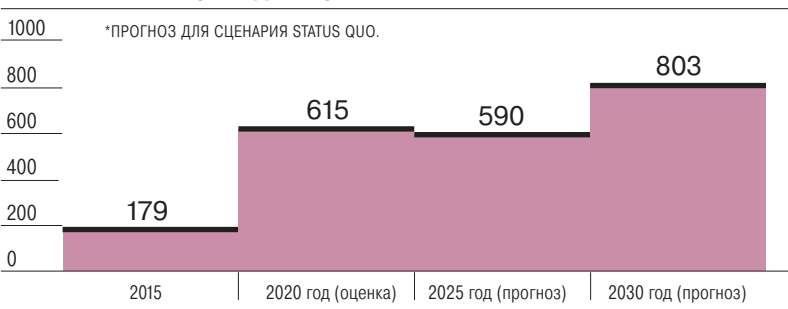
жится в тарифы небольших и средних компаний. Тарифы ФСК в четыре-девять раз ниже тарифов распределителей. В «Россетях» считают, что поэтапная дифференциация тарифа магистральных сетей позволит плавно устранить дисбаланс в системе тарифообразования.

Однако всякий раз прогнозная сумма дополнительной нагрузки на клиентов ФСК увеличивается. Согласно последним оценкам Минэкономики, платеж крупной промышленности предлагается увеличить на 44 млрд руб. (18% от текущего объема «перекрестки»). Срок реформы также не определен: Минэнерго рассчитывало нарастить тариф за три года, Минэкономики настаивает на пяти годах. Но после череды совещаний профильными министерствам так и не удалось достичь единого мнения: реформу по-прежнему критикуют ФАС и Минстрой. Резко против механизма выступает и бизнес, в частности «Русал», «Роснефть» и «Газпром нефть».

Реформа коснется относительно небольшой группы потребителей с годовым потреблением около 100 млрд кВт•ч, — говорит Сергей Рожненко, замдиректора практики по работе с компаниями сектора энергетики и коммунального хозяйства КИМГ в России и СНГ. По его подсчетам, сейчас общий платеж за передачу электроэнергии прямым клиентам ФСК составляет примерно 50 млрд руб. в год, а рост нагрузки может составить от 15 млрд до 95 млрд руб. в зависимости от выбранной схемы перераспределения нагрузки. Конечная стоимость электроэнергии (с учетом оптовой цены) при этом может вырасти в диапазоне от 6% до 32% — с нынешних

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ НАГРУЗКА ПЕРЕКРЕСТНОГО СУБСИДИРОВАНИЯ В РФ НА РЫНОК* (МЛРД РУБ.)

ИСТОЧНИК: КРМГ.



2,65 руб. за 1 кВт•ч до 2,8–3,5 руб. в среднем по России. В результате есть риск, что дополнительная нагрузка для этой группы потребителей превысит общий объем всех нерыночных надбавок в конечной цене (85 млрд руб. в цене на мощность, или около 29% от конечной цены), отмечает Сергей Рожненко.

В «Россетях» утверждают, что реформа позволит снизить «котлового» тарифы для большинства сельхозпроизводителей, бюджетных организаций, малого и среднего бизнеса. Еще более ощутимого эффекта «Россети» ожидают в субъектах РФ, где значительно число промышленных предприятий подключено к магистральным сетям. «Россети» также выступают с предложением вывести перекрестное субсидирование в отдельный платеж — это повысит прозрачность расчетов, создаст предпосылки для перехода к этапу системного управления этим инструментом.

По мнению аналитиков, польза для малого и среднего бизнеса тут не очевидна. «Потребители распределителей не почувствуют снижения цены, для них тариф снизится примерно на 1–2%, но фактического сниже-

ния может и не быть совсем — все будет зависеть от конечных параметров регулирования», — подчеркивает партнер Vygon Consulting Алексей Жихарев. По его мнению, основной риск для энергосистемы — получение крупным бизнесом еще более четкого инвестиционного сигнала для строительства собственной генерации.

При этом дифференциация тарифа ФСК не решает основной задачи по снижению перекрестного субсидирования, указывает промышленность. Механизм не приведет и к его равномерному распределению, поскольку смещает нагрузку на энергоемкие предприятия, для экономики которых цена электроэнергии очень чувствительна и которые уже несут около двух третей всей «перекрестки» через свои подключения к распределительным сетям, говорят в ассоциации «Сообщество потребителей энергии» (объединяет крупных потребителей электроэнергии). Целесообразно не перепрыгивать, а снижать перекрестное субсидирование, освобождая от нагрузки энергоемкую промышленность, как это делается за рубежом», — считают в ассоциации.

Лишним не будет

Проблема «лишних» сетевых мощностей тоже не нова: она обсуждается последние восемь лет, но ни одна инициатива так и не доходила до согласования. Тем временем сетевой резерв нарастал: сейчас в стране, по оценкам «Россетей», не используется около 60% всей сетевой мощности. Объем «излишков» — более 100 ГВт. «Распространенной яв-

ляется ситуация, когда предприятие подает заявку на техприсоединение, к примеру, на 20 МВт, а потребляет 4–5 МВт, что приводит к несправедливой оплате услуг разными потребителями, — говорят в холдинге. — При этом возникают затраты, связанные с обслуживанием невооруженного оборудования».

За простаивающие «энергопакетики» предлагается наказывать рублем. Резерв придется оплатить, если он не использовался больше года (то есть объем резервируемой мощности потребителя по итогам годового периода и текущего месяца в каждый месяц составлял более 40% от максимальной мощности), поясняют в «Россетях». По данным «Ъ», под действие механизма также могут подпасть промышленники с собственными блок-станциями и потребители первой-второй категории надежности (должны иметь два источника снабжения, то есть двухкратный резерв). Платеж вырастет плавно за несколько лет, а для промышленности без сетевых излишков тариф обещают снизить. Компания может отказаться от резерва — тогда его передадут другим потребителям. Впрочем, большой объем резерва находится в отдаленных регионах страны: там делиться излишками попросту не с кем.

Очевидно, что с развитием собственной генерации вкупе с отсутствием ответственности за заявление заявок на подключение, метод сбора необходимой валовой выручки для сетей потребует модернизации, считает Владимир Скляр из «ВТБ Капитала». По его мнению, фактически в силу различных экономических, инвестиционных и стратегических причин крупные потребители оптимизируют свои потребности в сетевом электричестве, при этом ожидая такого же высокого качества энергоснабжения, как и раньше. «В этих условиях выбор невелик: или повышать плату для оставшихся в сети потребителей, или переходить на плату с каким-то фиксированным платежом, привязанным к объему ресурсов, затрачиваемых сетями для содержания этого участка их хозяйства. Пла-

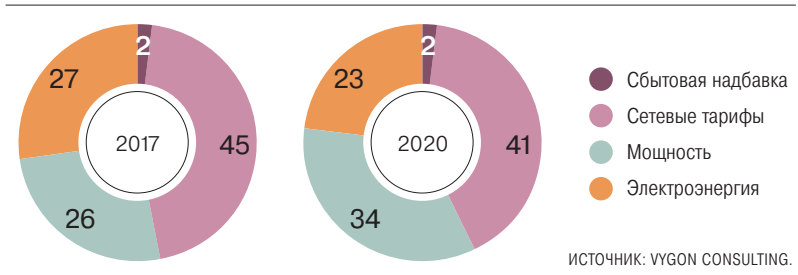
та за сетевой резерв — именно такое решение. Потребитель всегда имеет возможность снизить эту плату, отказавшись от собственной генерации или отказавшись от того объема сетевой пропускной способности, которая заявлена в договоре с сетевой компанией», — считает аналитик. Учитывая целевое использование этой платы — для снижения тарифа для прочих потребителей, это правильное решение с точки зрения справедливого распределения финансового бремени содержания сетевого хозяйства в стране.

Если новый механизм в текущем виде запустить прямо сейчас, то совокупный объем обязательств потребителей составит около 342 млрд руб. в год, прогнозирует «Сообщество потребителей энергии». По подсчетам Алексея Жихарева, энергоцены для крупного бизнеса вырастут примерно на 5–10%. «Некоторые потребители откажутся от части текущего резерва мощности и оптимизируют переплату», — говорит он. — Однако этот эффект может быть временным: предпосылкой для снижения совокупных затрат сетевого сектора нет, а тарифный источник ограничен».

Промышленные потребители, как и ожидалось, выступили против нового механизма. «Проект по введению оплаты «сетевого резерва» не обоснован ни технологически, ни экономически. Он не позволяет достичь заявленных целей по повышению эффективности использования электросетевой мощности. С вопросом ответственности потребителей за размер заявляемой мощности при техприсоединении к сети необходимо разбираться более тонкими, адресными инструментами, а не штрафовать всех подряд по умозрительным ставкам», — уверены в «Сообществе потребителей энергии». По мнению ассоциации, нужно выделить категории потребителей и типы подключения, которые формируют избыточную мощность, — льготные категории, новые подключения — и только после этого переходить к созданию релевантных, экономически обоснованных мер.

Полина Смертина

ДОЛЯ СЕТЕВОГО ТАРИФА В КОНЕЧНОЙ ЦЕНЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (%)



ИСТОЧНИК: VYGON CONSULTING.

«Свыше 65% устройств релейной защиты и автоматики эксплуатируются более 25 лет»

Российская промышленность движется к импортозамещению по всем направлениям, одним из важнейших среди которых является электротехника, обеспечивающая бесперебойное функционирование электросетевого комплекса. Пока отнюдь не все широко применяемые устройства имеют российские аналоги, а отечественных предприятий, освоивших выпуск высокотехнологичного оборудования, не так много. Об опыте освоения производства интеллектуальных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики и о состоянии импортозамещения в этой сфере „Ъ“ рассказал генеральный директор петербургского ООО «НТЦ „Механотроника“» **Николай Ладыгин**.

— электротехника —

— Как вы оцениваете текущее состояние импортозамещения в российской электротехнике в целом и в области релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗА) в частности?

— В нашей стране есть определенные проблемы, которые отражаются на деловом климате. Это урезание инвестиционных программ, снижение деловой активности, экономический кризис, зависимость от импортных комплектующих и волатильность курса валют. Следствием этого является ограничение бюджета некоторых заказчиков на переоборудование технического парка РЗА. Мы видим, что в настоящее время более 65% устройств эксплуатируется уже более 25 лет.

Но в любом случае мы надеемся на позитивное развитие ситуации, что даст толчок к развитию релейной защиты и автоматизации электроэнергетических систем.

— Насколько способствуют развитию вашего производства программы импортозамещения, сформированные основными заказчиками оборудования — ПАО «Россети» и ПАО ФСК ЕЭС? Растут ли объемы закупок вашей продукции?

— В настоящее время, по оценкам правительства, доля импорта в различных отраслях экономики крайне высока. К примеру, Россия импортирует в энергетическом оборудовании около 50% комплектующих.

Программы по реализации импортозамещения в России смогут осуществиться, если цена на отечественную продукцию будет конкурентоспособной. Этому в определенной мере поспособствовала девальвация рубля. Отечественная продукция подешевела по сравнению с аналогичной, произведенной за рубежом. Однако девальвация работает на импортозамещение лишь в краткосрочной перспективе. Необходимо максимально активно использовать другие механизмы снижения стоимости продукции, такие как уменьшение непроизводственных, административных издержек и повышение конкуренции на внутреннем рынке. Нужен серьезный анализ рынка на постоянной основе для того, чтобы отечественная продукция нашла своего покупателя и заняла определенную нишу без использования административных рычагов.

Наша стратегия развития предприятия нацелена на углубление взаимодействия с заказчиком и реализацию технических решений на основе новых технологий. Это ключевой фактор для нас как локального производителя, чтобы повысить свою долю на российском рынке.

Ряд лет мы тесно сотрудничаем с ПАО «Россети» и ПАО ФСК ЕЭС. Для них нами разработаны специальные исполнения блоков, отвечающие широко перенчю современных нормативных требований. Сейчас работаем по ряду специальных проектов, в которых реализованы требования стандарта МЭК 61850.

В фокусе политики импортозамещения в российской промышленности всегда был топливно-энергетический комплекс, где зависимость от иностранного оборудования может привести (и порой привела, как в случае с добычей углеводородов на арктическом шельфе и извлечением сланцевой нефти) к параличу производства при осложнении отношений со страной-поставщиком. В этой связи отдельное внимание уделяется энергетической безопасности РФ и ее составляющих, в том числе электросетевого комплекса.

— Какого уровня локализации достигло ваше предприятие?

— В 2015 году НТЦ «Механотроника» начал сотрудничество с центром импортозамещения и локализации, во-

шел в рабочую группу по вопросам реализации мероприятий по импортозамещению, локализации и мерам поддержки российских производителей оборудования для энергетического комплекса. Совместная эффективная работа с научными центрами, лабораториями и предприятиями по применению производимой ими продукции в рамках политики импортозамещения — это сложный путь, но уже сегодня компания гордится тем, что глубина локализации выпускаемых нами устройств превышает 84%.

— У СССР были свои компетенции в области электротехники. А когда в постсоветское время российские предприятия начали осваивать разработку устройств релейной защиты и автоматики?

— Примером такого «освоения» может быть наше предприятие, ООО «НТЦ „Механотроника“», 30-летняя история предприятия начинается в 1990 году с образования в Ленинграде Научно-технического центра комплексных проблем механотроники — первой отечественной организации, способной создавать и производить цифровые устройства РЗА, а также аппараты для распределительных устройств категории 0,4–220 кВ. Уже с 1993 года НТЦ «Механотроника» занимается подготовкой и расширением документации «Общих технических требований к микропроцессорным устройствам РЗА».

В 1997 году на московской выставке, проходившей в ВВЦ, предприятие появилось с собственным товарным знаком — БМРЗ — и получило диплом за разработку первых отечественных микропроцессорных устройств релейной защиты. Ключевые специалисты НТЦ «Механотроника» были награждены медалями «Лауреат ВВЦ». В этот же год первым 47 БМРЗ оснащается ПС №159 Выборгских электрических сетей. Сегодня компания имеет многолетний опыт разработки и поставки интеллектуальных устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Сегодня мы предлагаем для объектов энергетики на напряжение от 0,4 до 220 кВ современные микропроцессорные устройства РЗА и противоаварийной автоматики, устройства дуговой защиты, решения по центральной сигнализации, блоки питания для обеспечения правильной работы устройств на переменном оперативном токе, шкафы РЗА и системы постоянного оперативного тока, а также оборудование и решения для автоматизированных систем управления (АСУ) и учета электрической энергии, ведем проекты и разработки по стандарту МЭК-61850. Свыше 200 тыс. блоков нашего производства эксплуатируются на предприятиях энергетики, атомной, нефтяной, газовой, металлургической промышленности по всей России и за ее пределами. Производимая компанией продукция аккредитована для применения на объектах ПАО «Россети», ПАО «Роснефть», ПАО «АК „Транснефть“» и ПАО «Газпром». В 2017 году также получено разрешение на применение его на объектах ОАО РЖД. Процессы проектирования и производства сертифицированы на соответствие ISO 9001 и проводятся под надзором Ростехнадзора в соответствии с условиями полученных компанией лицензий.

В 2014 году ООО «НТЦ „Механотроника“», одним из первых в России получило сертификат USA International Users Group IEC 61850 Edition 2, это был первый шаг в применении стандарта МЭК 61850. Компания не остановилась на этом и продолжает работать по развитию применений этого стандарта в устройствах БМРЗ в рамках актуальных технических регламентов по цифровой подстанции.



ФОТО: АЛЕКСАНДР КОЗЛОВ / МЕХАНОТРОНИКА

В апреле 2016 года АО «Бюро „Веритас Сертификейшн Русь“» (Bureau Veritas Certification), мировой лидер в области испытаний, инспекций и сертификации, по результатам сертификационного аудита подтвердило соответствие интегрированной системы менеджмента организации в области охраны труда и экологии требованиям международных стандартов OHSAS-18001:2007 и ISO-14001:2004.

— Какие требования к своей продукции предъявляет ваше предприятие?

— Принципиальный подход НТЦ «Механотроника» к формированию своего ассортимента — это внедрение новых функциональных возможностей и инновационных технологий обработки и передачи данных при стремлении к максимальной степени дифференциации типов устройств. При производстве и разработке новых блоков компания учитывает требования действующих и вводимых стандартов.

Кроме того, что касается требований к продукции, НТЦ «Механотроника» работает в тесном взаимодействии заказчиками, например с НТЦ ФСК. Они активно участвуют в формировании технических требований к устройствам РЗА и цифровым подстанциям на основе стандарта МЭК 61850.

Сложные технологии (МЭК-61850, PRP, HSR, спецификации РЗА и т.д.), которые применяются в блоках БМРЗ, позволяют эксплуатировать их в очень жестких условиях (ЗМС, климатика, низкое качество оптока и т.д.), и блоки с достоинством проходят проверку в разных условиях работы. Важно отметить, что обеспечивается настройка и эксплуатация всех продуктов при температуре окружающей среды от –40°C до +55°C. Для России с ее разбросом климатических зон такое качество продукции НТЦ «Механотроника» имеет большое значение.

Пользователи нашей продукции отмечают наличие «дружелюбного интерфейса» у программного комплекса «Конфигуратор-МТ» и у самих блоков БМРЗ. Это является одним из ключевых факторов при наладке устройства, когда важно время. И это мнение наладчиков, которые имеют

разный опыт работы с устройствами БМРЗ. В этом году компания увеличила гарантийный срок на продукцию до пяти с половиной лет.

Лозунг НТЦ «Механотроника» — «Компания делает сложные вещи, с которыми просто работать».

— Какие инновационные элементы вы применяете в своей продукции и ее производстве?

— Что касается аппаратной части, в инновационных блоках питания БМРЗ применяются суперконденсаторы (ионисторы). За последние 15 лет «Механотроника» накопила значительный опыт и статистические данные по использованию ионисторов в реальных условиях эксплуатации, в том числе при низких температурах. Решение с ионистором позволяет получить преимущество перед конкурентами, в блоках которых необходимо периодически менять батарейки.

Еще один инновационный аспект нашего производства связан с выпуском аппаратуры для защиты электродвигателей. Современные производственные процессы невозможно представить без электродвигателей. На долю электродвигателей приходится более 20% вырабатываемой в мире электроэнергии. Как пример, в ОАО «Газпром» эксплуатируются синхронные электродвигатели (СД) с единичной мощностью до 25 МВт включительно. Для приводов воздушного доменного производства применяют СД мощностью 31,5 МВт, и сегодня есть тенденция к увеличению единичной мощности синхронных электродвигателей. Цифровые терминалы БМРЗ-УЗД производства НТЦ «Механотроника» имеют современные алгоритмы защиты крупных синхронных электродвигателей, что очень важно для специалистов служб релейной защиты, а также специалистов проектных организаций, занимающихся проектированием объектов с крупными электрическими двигателями.

В НТЦ «Механотроника» для разработки перспективных решений создан центр ЦПС. Он позволяет обучать персонал НТЦ и компаний-заказчиков принципам проектирования, методам проведения пусконаладки, а также специфике работы с

оборудованием, соответствующим требованиям группы стандартов МЭК 61850. Уникальность и инновационность проекта определяют его структурой и особенностями. Стенд позволяет моделировать различные конфигурации ПС 110/35/6(10) кВ, имитирует работу разъединителей и заземляющих ножей для реализации удаленного управления и оперативной блокировки; имитация электронных устройств (IED) позволяет создать повышенную информационную нагрузку в сети для так называемых штормовых испытаний без физической установки IED. Активно идет разработка новых перспективных устройств.

В отношении процессов производства следует подчеркнуть, что на своих высокотехнологичных производственных мощностях НТЦ «Механотроника» использует собственную концепцию бережливого производства. В понимании компании цель бережливого производства — максимально сократить или исключить полностью все восемь видов потерь в процессах жизненного цикла продукции. И, как следствие, получить снижение затрат, рост эффективности и производительности производства.

— О каких восьми видах потерь идет речь?

— Речь идет о восьми направлениях экономии ресурсов в процессе производства, которые объединяются под аббревиатурой TIMWOODS. Эта аббревиатура образована начальными буквами наименований видов затрат, потери от которых можно сокращать. Первыми в этом списке потерь являются излишние затраты на транспортировку (Т — transport) при плохой заводской планировке, неправильном расположении материалов и рабочих мест. Следующими в списке рассматриваются потери, вызванные излишними запасами материалов и компонентов (I — inventory), которые проявляются в затратах на их хранение, в том числе на дополнительные площади. Третья позиция — потери от ненужных движений основных работников (М — motion), причиной которых является неэргономичное и плохо организованное рабочее место. Четвертый вид рассматриваемых потерь вызван затратами времени на ожидание (W — waiting), когда оператор или оборудование неактивны в течение процесса, что может быть следствием неправильного сочетания операций. Следующий тип потерь — излишние процессы (O — overprocessing), к которым можно отнести неудобные или ненужные процессы, не добавляющие ценности продукту, но требующие затрат времени и ресурсов. Затем следует перепроизводство (O — overproduction), при котором запасы готовой продукции, не востребованной покупателем в конкретный момент, создают «замороженный cash».

Еще один вид потерь вызван дефектами продукции (D — defects), которые влекут за собой отходы или затраты на их исправление. И, наконец, завершающий перечень видов потерь — это неиспользуемые навыки и знания сотрудников (S — skills), когда из-за невовлеченности квалифицированных специалистов возникают риски излишних затрат.

— Нужна ли дополнительная квалификация для того, чтобы использовать ваше оборудование?

— НТЦ «Механотроника» заботится не только о качестве выпускаемой продукции, но и стремится сделать процесс эксплуатации продукции максимально удобным для персонала. Подготовка ведется на базе Учебного центра ООО «НТЦ „Меха-

ноtronika“», созданного в Санкт-Петербурге в 2016 году. Учебный центр реализует 14 образовательных программ повышения квалификации. Также учебный центр располагает двумя учебными аудиториями — «Класс РЗА» и «Класс АСУ».

Современное развитие информационных технологий и бурный технический прогресс последних десятилетий не обошли стороной и энергетика. Так, сегодня на многих предприятиях активно внедряется концепция так называемой цифровой подстанции. И здесь становится максимально актуальной проблема подготовки специалистов всех направлений, так или иначе сталкивающихся с темой цифровых подстанций и реализации требований глав стандарта МЭК 61850. Специально для подготовки таких специалистов Учебный центр ООО «НТЦ „Механотроника“» разработал программы повышения квалификации «МЭК 61850» и «Проектирование цифровых подстанций». В учебном центре специалистами ООО «НТЦ „Механотроника“» создан макет цифровой подстанции 110 кВ, включающий в себя оборудование ведущих производителей, работающих в сфере решений для цифровых подстанций.

Преподавательский состав — специалисты с большим опытом работы в проведении пуско-наладочных работ на различных энергообъектах. Они находятся в тесном контакте со слушателями Учебного центра, знают их запросы и пожелания в получении актуальных знаний. Преподавательский состав регулярно проходит повышение квалификации как в области релейной защиты и автоматики, так и смежных отраслях. Образовательные программы, реализуемые в Учебном центре, разработаны самостоятельно преподавательским составом и построены на основе объединения базовой теоретической подготовки и получения соответствующих практических навыков применения теории.

Нельзя не отметить, что применение современных интернет-технологий позволяет нашему Учебному центру проводить обучение дистанционно в формате вебинаров. В этом году центр проводит ежемесячные вебинары, посвященные различным темам: от основ эксплуатации микропроцессорных устройств релейной защиты до особенностей применения серии стандартов МЭК 61850.

— В Петербурге сосредоточены основные процессы вашего бизнеса. Затрагивает ли деятельность НТЦ «Механотроника» социальные аспекты жизни города?

— Мы вносим значительный вклад в социально-экономическое развитие Санкт-Петербурга — за счет как ежегодного роста экономических показателей, так и совместной работы с учебными заведениями в части подготовки и переподготовки специалистов. В Петербурге в конце 2019 года состоялось подписание четырехстороннего соглашения между НТЦ «Механотроника», Учебным комплексом «Россети Ленэнерго», Санкт-Петербургским горным университетом и Санкт-Петербургским политехническим университетом Петра Великого. Соглашение направлено на развитие компетенций сотрудников электросетевой компании в свете новых цифровых технологий путем формирования обучающих программ и учебных методик для цифрового класса Учебного комплекса «Россети Ленэнерго». Также соглашение подразумевает предоставление участниками обоюдной технической и методической помощи при реализации совместных проектов. Тесное сотрудничество высших учебных заведений, Учебного комплекса «Россети Ленэнерго» и НТЦ «Механотроника» позволит создавать актуальные учебные программы, а наличие цифрового класса, оснащенного современным оборудованием, поможет отработать полученные знания на практике.

С октября 2020 года ООО «НТЦ „Механотроника“» включено в перечень системообразующих организаций Санкт-Петербурга, имеющих региональное значение и оказывающих в том числе существенное влияние на занятость населения и социальную стабильность в Санкт-Петербурге. На сегодня в этот перечень вошли 344 организаций. В их числе крупнейшие налогоплательщики города, предприятия оборонно-промышленного комплекса, организации, обеспечивающие жизнедеятельность города. Включение НТЦ «Механотроника» в этот список является для нас в том числе признанием нашей ответственности за качество производимой продукции и свою деятельность в целом.

Интервью взял
Фарит Ишмухамметов



ФОТО: АЛЕКСАНДР КОЗЛОВ / МЕХАНОТРОНИКА

энергетика

Уголь угля

Долгосрочный прогноз спроса на энергетический уголь продолжает ухудшаться по мере того, как все больше стран объявляют о намерении полностью отказаться от угольной энергетики. При этом, как показывает практика нынешнего года, к европейскому авангарду начинают присоединяться и менее богатые страны. Но будущее угольной энергетики все еще за Индией и Китаем, крупнейшими потребителями угля. Обе страны заявляют честолобивые параметры энергоперехода, но продолжают развивать свои угольные мощности. Для России понимание перспективного спроса на уголь принципиально важно, так как от него зависят не только планы угольных компаний, но и масштабные инвестиции в инфраструктуру. Впрочем, порой на спрос влияют ситуационные факторы, отклоняющиеся от макротенденций.

— угольная промышленность —

К углеродной нейтральности

В 2020 году, по октябрьскому прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), мировое потребление угля по итогам года сократится на 7%. Тому виной как пандемические факторы и общее снижение энергопотребления, так и сокращение спроса на выработку угольных станций по экологическим соображениям. К 2030 году, по оценкам агентства, потребление угля в странах Евросоюза сократится на 60% относительно уровня 2019-го — главным образом за счет энергетики.

Прогнозы потребления угля энергетикой становятся все больше пессимистичными по мере того, как все больше и больше стран отказываются от угольной генерации или обозначает курс на отказ. В 2016 году угольные станции остановила Бельгия. В 2021-м их собираются закрыть Португалия, Словакия и Франция останавят свою угольную генерацию к 2023 году, Австрия, Ирландия, Италия — к 2025-му. Финляндия собирается закрыть свои станции к маю 2029 года, Голландия — к его концу, Дания и Венгрия — к 2030-му, Германия, один из крупнейших европейских производителей угля, — к 2038-му, а Испания — к 2030–2040 годам.

По словам главы МЭА Фатиха Бироля, в 2025 году ВИЭ «станут крупнейшим источником производства электроэнергии в мире, что положит конец доминированию угля как основного источника производства электроэнергии на протяжении пяти десятилетий». На ВИЭ будет приходиться треть мировых поставок электроэнергии, добавил он.

Бедненько, но чистенько

В качестве аргумента в пользу необходимости угольной генерации часто используется тезис о том, что уголь — топливо неумиущих. Его запасы есть во многих странах, в том числе и в тех, которые не могут себе позволить дорогостоящие ВИЭ, но нуждаются в банальной электрификации: значительная доля населения живет без света.

Но в нынешнем году об энергопереходе заговорили и те страны, которые трудно причислить к богатым. Вьетнам объявил о сокращении мощности тепловых станций — на 8,76 ГВт к 2025-му и на 6,34 ГВт к 2030 году — с частичным замещением их возобновляемой энергетикой. Индонезия, один из крупнейших производителей и экспортеров угля, в начале года заявила, что будет замещать «зеленой» мощностью угольные станции старше 20 лет. А в декабре к «отказникам» присоединился Пакистан. Премьер-министр страны Имран Хан заявил, что в рамках климатической повестки его администрация не будет утверждать новые проекты по выработке электроэнергии на основе угля. Он сообщил, что страна уже свернула два угольных проекта мощностью 2,6 ГВт, планируя заместить их гидрогенерацией. По его словам, к 2030 году 60% всей энергии, вырабатываемой в Пакистане, планируется производить за счет ВИЭ, а доля электро-транспорта достигнет 30%.

Большой уголь

Тем не менее на угольную генерацию все еще приходится около 38% мировой выработки электроэнергии, объявлено более 1 тыс. новых угольных проектов, в первую очередь в Китае и Индии. Будущее угольной генерации — за этими двумя странами, и обе занимают неоднозначную позицию по этому вопросу.

Индия еще пять лет назад заявила об энергопереходе, пообещав построить 175 ГВт возобновляемой мощности к концу 2022 года (при достижении к тому же моменту полной обеспеченности домохозяйств электроэнергией) и увеличить к 2030-му долю неуглеводородной энергетики в установленной мощности до 40%. В текущем году страна взяла на себя еще более серьезные обязательства, объявив, что к 2030 году планирует построить 450 ГВт возобновляемой мощности, и к этому сроку на неуглеводородные источники будет приходиться уже 60% в установленной мощности. Страна за последние 18 лет вывела из эксплуатации 164 угольных энергоблока на 14,1 ГВт, на очереди еще 34 блока на 5,1 ГВт.



Европейский тренд на отказ от угольной генерации обусловил снижение долгосрочного прогноза спроса на уголь

Но, несмотря на высокие планы, да и реальные, темпы наращивания объемов «зеленой» выработки, страна продолжает активно развивать угледобычу и угольную генерацию — на нее сейчас приходится 55% установленной мощности, или 205,9 ГВт. Так, для стимулирования восстановления экономики после COVID-19 правительство страны решило допустить частных инвесторов в угольный сектор, который был национализирован в 1970-е и в основном находится в ведении государственной Coal India Ltd (CIL). Летом правительство объявило аукционы по 38 участкам, инвесторы были найдены для 19 из них, и большинство заявок подала Adani Group — крупнейший частный владелец тепловой энергетики и угольный трейдер. Как сообщает Argus, на данный момент 75% всей электроэнергии в стране вырабатывается на угле и в сентябре выработка ее после шестимесячного спада обогнала показатели того же месяца 2019 года. CIL, владеющая 463 угольными энергоблоками, планирует за ближайшие пять лет открыть 55 новых угольных разрезов и расширить 193 имеющихся.

Столь же неоднозначны планы Китая с его 1,01 тыс. ГВт установленной мощности угольной генерации и 65% долей угля в выработке. С одной стороны, еще в 2015-м Китай пообещал снизить к 2030 году углеводородность промышленности на 60–65% к уровню 2005-го. К 2030 году 20% электроэнергии должно поставляться из низкоуглеродных источников. Пик выбросов должен быть достигнут до 2030 года, а, как сообщил в сентябре председатель Си Цзиньпин, углеродная нейтральность — к 2060-му.

С другой — не далее как этим летом сообщалось, что в Китае в той или иной стадии проработки находится строительство 250 ГВт угольных станций, что больше, чем вся существующая угольная генерация США. Из них проекты на 40 ГВт были заявлены с начала года. При этом КИУМ уже действующих станций низкий — ниже 50%. Китай даже ввел «систему

светофора» для новых проектов строительства угольных станций: энергосистемы провинций, регионов и муниципалитетов ранжируются по объему прогнозного резерва в 2023 году на красные, оранжевые и зеленые, и в зависимости от этого инвестпроект следует одобрить или отклонить.

Какими будут планы Китая, станет отчасти понятно в начале 2021 года, когда примут план на 14-ю пятилетку (2021–2025). Детализированные отраслевые планы ожидаются на рубеже 2021–2022 годов, и в них, по мнению аналитиков, будет прояснена позиция страны как по энергопереходу, так и по поддержанию энергетической безопасности за счет развития угольной генерации.

Экспорт и инфраструктура

Глобальное состояние угольной энергетики имеет первостепенную важность для России, третьего по величине экспортера энергетического угля в мире (после Австралии и Индонезии). Причем важно его понимание не только для формирования планов по добыче, но и для планирования развития инфраструктуры. В силу геологических и исторических факторов основной регион — экспорт угля — это Кузбасс, расположенный предельно неудобно с точки зрения вывоза из него груза морем и равноудаленный от всех портов. Следовательно, для наращивания экспорта необходимо развитие железнодорожной инфраструктуры, для нее, в свою очередь, — строительство энергетической инфраструктуры, увеличение мощности терминалов и т. д. Таким образом, корректная оценка перспектив экспорта угля имеет принципиальное значение для понимания сроков и объемов крупных государственных инвестиций, исчисляющихся триллионами рублей.

Вес 2018 год цены на энергетический уголь держались на высоком уровне, стабильно превышая \$100 за тонну на восточном направлении (FOB Восточный) и приближаясь к этой отметке на европейском (\$92–96 FOB порты Северо-Запада). На фоне высоких цен и роста экспорта Минэнерго работало над программой развития угольной промышленности до 2035

года, в которой преобладали оптимистические настроения, хотя утверждена она была только в июне 2019-го, когда цены резко упали (на 33%, до \$74, FOB Восточный и на 50%, до \$46, FOB порты Северо-Запада к июню 2018 года). Новая программа предполагала взрывной рост добычи и экспорта угля, в том числе энергетического. Так, в зависимости от сценария к 2025 году добыча энергетического угля должна была вырасти на 2–53% к факту 2018 года, экспорт — на 11,5–81%.

Между тем неблагоприятные тенденции на рынке уже стали сказываться на физических объемах. Железнодорожная погрузка угля, стабильно прираставшая в 2017–2018 годах, во второй половине 2019-го перестала соответствовать темпам прошлых лет и резко обвалилась в декабре, дав по году снижение на 0,8%. В начале 2020 года спад углубился: в январе он составил 10,8% и до мая держался на уровне более 10% (в марте и мае — 13,6% и 13,2% соответственно).

С падением потребления электроэнергии на фоне локдаунов цены на энергетический уголь продолжили падение, особенно в Европе, что усугубило тенденцию последних лет к развороту грузопотока в восточном направлении. Дно было достигнуто в мае: энергетический уголь FOB Рига упал до \$41 за тонну. С целью поддержки угольного экспорта в условиях пандемии ОАО РЖД с марта дало максимальную скидку в 12,8% на отправку угля на порты Юга и Северо-Запада (по Северо-Западу осенью она была отменена). Восточное направление оставалось рентабельным.

Спрос на мощности Восточного полигона, и без того ажиотажный, стал настолько высоким, что государство полностью пересмотрело порядок доступа к ним. В текущем году были приняты поправки к правилам недискриминационного доступа к железнодорожной инфраструктуре, вводящие приоритет для разных типов грузов на БАМе и Транссибе. Экспорт угля в полугонах идет предпоследним по очереди. Внутри угольного экспорта кузнечная квота распределяется так, чтобы стимулировать вывоз угля не на восток — половина квоты зависит от того, сколько вывозил экспорт в менее популярных направлениях. Новая система заработала в августе.

При этом и в 2020-м действует, и в 2021 году будет действовать отдельное соглашение между ОАО РЖД и Кузбассом о фиксированных объемах вывоза угля. В 2020 году на восток должны проехать 53 млн тонн угля на экспорт и 3,55 млн тонн во внутрироссийском сообщении. ОАО РЖД, не добившееся от Кузбасса выполнения встречных гарантий по поставкам на Северо-Запад, не хотело возобновлять договор с Кузбассом в 2021 году, но правительство решило иначе. Договор все же будет, но без увеличения объемов поставки на Восток на 5 млн тонн и более, как предлагал губернатор Кузбасса Сергей Цивилев.

При этом угольщики настаивают на скорейшей модернизации БАМа и Транссиба: освоение средств на стройку и в 2019-м, и в 2020-м отстает от плана, хотя инвестпрограмма

на этом направлении не урезается. Рабочая группа Госсовета по энергетике, председателем которой является господин Цивилев, в сентябре рекомендовала ОАО РЖД взять на себя обязательства по достижению Восточным полигоном к 2030 году провозной способности 260–280 млн тонн (сегодня — 124,9 млн тонн).

Но сверхоптимистичные прогнозы экспорта, закрепленные в программе развития угольной промышленности, уже подвергаются пересмотру. Минэкономки 26 сентября опубликовало обновленный социальный-экономический прогноз на 2021–2023 годы, предполагающий гораздо более консервативные показатели добычи и экспорта угля. Если макропрогноз 2019-го предполагал, что добыча будет поступательно расти на 2,2–3,4% в год, до 510 млн тонн в 2024 году, то, по новым оценкам министерства, в 2020 году добыча упадет на 10,5%, до 395 млн тонн, в 2021-м — на 1,1%, в 2022-м — на 0,3%, в 2023-м покажет нулевую динамику. В целом за период с 2019 по 2023 год она снизится на 11,8%, до 387,4 млн тонн.

Ценовые нюансы

Тем не менее, хотя долгосрочные тенденции на рынке энергетического угля не внушают оптимизма, цена на сырье подвержена влиянию многих сторонних факторов, которые порой обеспечивают ее рост, вопреки общему тренду. Так, например, в июне произошла крупная авария: рухнул мост через реку Колу, по которому двигались крупные объемы угля СУЭК (около 18 млн тонн в год) на Мурманский морской торговый порт. В результате цена на энергетический уголь CIF ARA подскочила больше чем на 20%.

Или, например, осенью Китай вошел в конфликт с одним из крупнейших поставщиков сырья — Австралией. После того как австралийцы выступили за тщательное изучение причин и процесса распространения эпидемии коронавируса, КНР применила к ним широкий спектр торговых ограничений. И в октябре в портах Китая вместе с судами и командами застрял угольный груз стоимостью около \$500 млн — КНР не принимала австралийский уголь. В середине декабря Государственный комитет по реформам и развитию КНР фактически формализовал запрет, дав добро китайским энергокомпаниям на импорт угля без таможенных ограничений из любых локаций, кроме Австралии, в том числе из России. В результате цена за неделю с 4 по 11 декабря ценоа FOB Восточный на энергоуголь 6 тыс. ккал подскочила на 12%, с \$68,7 до \$77 за тонну, на 5,5 тыс. ккал — на 6,6%, до \$65,8 за тонну. Российские компании уже объявили об увеличении поставок в Китай — впрочем, прежде всего речь идет о коксующемся угле, спрос на который формирует металлургия, а не энергетика. Тем не менее ситуационные факторы, и особенно поведение таких гигантов, как Китай, могут оказывать серьезное влияние на спрос на уголь, не увязанное с перспективами его основного потребителя — угольной энергетики.

Наталья Семашко

«Процесс, который инициировала Европа, к счастью, необратим»

— возобновляемая энергетика —

Потребители от этого точно не проигрывают, поскольку на протяжении 15 лет договора общая оплата снижается. Но при этом не возникает дополнительной нагрузки на инвесторов — они и так в этом году столкнулись со сложностями, которые отразились и на затратах, и на привлечении финансирования. — **Но потребители тоже столкнулись с трудностями.** — Да, абсолютно точно, этого никто не оспаривает. Но это не значит, что убытки или банкротство инвесторов в ВИЭ-генерацию как-то поправят эту ситуацию.

— **Потребители критикуют механизм поддержки ВИЭ через ДПМ, поскольку у возобновляемых источников энергии по определению не может быть фиксированной мощности. Согласны ли вы с этой критикой?**

— Таковы реалии нашего рынка. К сожалению или к счастью, на нашем рынке есть только один инструмент, который гарантирует доходность, — это ДПМ. Если детально рассматривать именно ДПМ ВИЭ, то все-таки он серьезно отличается от ДМП для тепловой генерации. Тепловая генерация получает 100% своего платежа за мощность, даже если по каким-то причинам работает с низким КИУМ, например ниже 10%. С возобновляемой энергетикой несколько другая история: получить 100% своего

платежа можно только в том случае, если станция выполняет ряд требований, в том числе по уровню загрузки. Если объект не выполнил нормативные требования, то он либо совсем не получит свой платеж за мощность, либо получит его в меньшем объеме. Здесь все-таки рыночная справедливость присутствует. Другим важным отличием от теплового ДПМ является применение требований по локализации: для объектов ВИЭ-генерации они составляют не менее 65%, а после 2025 года ожидается дополнительное повышение — до 85–90%. Также на втором этапе программы мы полностью переходим на распределенную во всем мире модель отбора и оплаты проектов ВИЭ по одноставочной цене. Сам по себе инструмент ДПМ сохраняется. Поэтому оплата мощности и на втором этапе тоже сохранится, но будет еще больше привязана к объемным показателям выработки электроэнергии.

— **А инвесторы могли бы предложить какие-то новые формы поддержки?**

— Если говорить о программе в рамках оптового рынка, то новый инструмент, спроектированный для второго этапа, вполне отвечает всем текущим реалиям. По новым правилам объем оплаты электроэнергии или уровень возврата инвестированного капитала будет напрямую и четко зависеть от объема выработки электроэнергии. Цена за мощность становится плавающей: она зависит от ежемесяч-

ных показателей. Она будет пересчитываться в зависимости от эффективности работы каждой отдельной электростанции по факту. На мой взгляд, этот инструмент уже достаточно сбалансирован.

Конечно, мы можем обращаться к каким-то дополнительным производным инструментам. В частности, мы говорим про «зеленые» сертификаты. Многие участники рынка, в том числе потребители, почему-то рассматривают этот инструмент как сверхприбыль для объектов ВИЭ-генерации и считают, что ее надо исключать из платежа по ДПМ. Но они не учитывают того, что возможность получения дополнительной прибыли будет уже учтена в заявках на конкурсных отборах. Точно так же, как это происходит на отборах программы модернизации старых ТЭС: инвестор, подавая заявку на отбор по тепловой генерации, предусматривает эффекты от дополнительной заработка на рынке тепла. Инвестор в ВИЭ, формируя заявку на конкурсный отбор, тоже сможет учесть возможную прибыль от продажи зеленых сертификатов. Я здесь вижу совершенно нормальную комбинацию. Считаю совершенно неуместным усложнять механизм требованиями дальнейшей корректировки платежа за мощность на тот объем выручки, которую объект получит за продажу сертификатов. Данный сегмент рано или поздно будет востребован и сыграет немаловажную роль в доходности инвестпроектов ВИЭ.

— **Но как выручка от сертификатов будет учитываться в доходах уже работающих электростанций?**

— Здесь ситуация сложнее — для построенных проектов это будет дополнительная прибыль. Думаю, нет сомнений, что инвестор будет готов пересматривать свои показатели по ДПМ. Но здесь важно принять взвешенное решение. Основной объем денежного потока инвестора идет на погашение банковских кредитов. Для инвестора параметры оплаты мощности — это обеспечение исполнения обязательств по кредиту. По сути, у банка в залоге будущая выручка инвестора, и банк ориентируется на цену за мощность. В этой ситуации необходимо предусмотреть адекватный механизм учета дополнительной выручки от сертификатов и при этом сохранить мотивацию инвесторов ВИЭ к их выпуску и дальнейшей продаже. Когда инвестору предлагают продать сертификаты, то не 100%, а, например, 80% или 90% — тогда дополнительная волокита не будет бессмысленной. Альтернативный вариант: не гоняться за этой дополнительной прибылью держателей ДПМ ВИЭ, а просто по умолчанию передавать каждому потребителю право на какой-то объем сертификатов.

— **Программа ДПМ ВИЭ все равно не позволит существенно уве-**

личить долю «зеленой» мощности и выработки в РФ. В чем основная проблема медленного развития?

— Первая причина — это все-таки более высокая стоимость электроэнергии от ВИЭ на старте программы в 2013 году. Первые конкурсные отборы проходили для СЭС с ценой более 20 руб. за 1 кВт*ч, а для ВЭС — больше 12–13 руб. Только по мере развития механизма и рынка мы увидели снижение конечной цены в два-три раза. Сейчас эта проблема уходит.

Другая проблема: сама отрасль электроэнергетики довольно инерционна и не готова к быстрым изменениям технологического уклада. Костяк энергосистемы составляет традиционный набор технологий, существующий последние 60–70 лет: АЭС, большие ГЭС, большие ТЭС и ТЭЦ. Чтобы заставить и регулировать спрос на электроэнергию. Темпы развития ВИЭ достигают максимальных значений именно в тех странах, где рост спроса на электроэнергию находится на достаточно высоких уровнях. Основное преимущество ВИЭ-генерации — скорость строительства. ВЭС и СЭС строятся за один год, тогда как тепловая или атомная генерация строится от трех до десяти лет. Но у нас такой проблемы нет: в России, наоборот, идет торжественное темпов роста спроса в системе. Благодаря первой программе ДПМ уже создан определенный про-

фицит мощности, что тоже вызвало определенный антагонизм и у потребителей, и у регулятора относительно необходимости наличия в системе большого объема дополнительных мощностей.

Еще одна причина — недостаточное внимание России к климатической повестке. Только сейчас эта тема начинает проявляться в различных стратегических документах, но ценность «зеленых» технологий пока широко не подтверждена на государственном уровне. Отсутствие углеродного регулирования и сборов за углеродные выбросы все еще отдалют тот самый ценовой паритет ВИЭ с традиционной генерацией. Если к каждому киловатт-часу тепловой станции прибавить еще какую-то стоимость производимых ею углеродных выбросов, то «зеленая» генерация моментально выйдет на первые позиции. Я уверен, что все будет меняться очень быстро: процесс, который инициировала Европа, к счастью, необратим. «Зеленая сделка» и внедряемый в ее рамках механизм транграничного углеродного регулирования неизбежно приведет к повышению ценности «зеленых» технологий во всем мире. И здесь крайне важно вовремя сориентироваться и оценить будущий рынок: возможно, изменение технологического уклада — это тот самый шанс для нашей экономики, который позволит занять новые позиции на мировом рынке.

Беседовала Полина Смертина