

## ХРОНИКА, ПУБЛИКАЦИИ

### • Энергетики стали заложниками собственной эффективности

Предправления «Совета рынка» Максим Быстров — о том, что сделает ценообразование более рыночным и как быть с перекрестным субсидированием в электроэнергетике.

Максим Быстров Предправления ассоциации «НП Совет рынка»

Родился в 1964 г. в Москве. Окончил Московский инженерно-строительный институт (МИСИ) и Всероссийскую академию внешней торговли. Начал карьеру в МИСИ инженером на кафедре использования водной энергии

1987 инженер треста «Мосзагранэнергооргстрой» в Минэнерго СССР

2001 пришел в Минэкономразвития России, последняя должность — замдиректора департамента тарифного регулирования и инфраструктурных реформ

2006 замруководителя РосОЭЗ, курировал Инвестиционный фонд Российской Федерации

2007 замминистра регионального развития России, курировал подготовку к Олимпиаде-2014 и Инвестиционный фонд

2009 замдиректора департамента промышленности и инфраструктуры правительства России

2010 заместитель полпреда президента России в Северо-Кавказском федеральном округе (СКФО), инвестиционный уполномоченный президента в СКФО

2013 предправления ассоциации «НП Совет рынка» и ОАО АТС («дочка» «НП Совет рынка»)



Предправления ассоциации «НП Совет рынка» Максим Быстров

Тенденция последних лет в российской электроэнергетике — переход бизнеса на собственную генерацию. Небольшие электростанции для своих нужд строят и промышленные гиганты, и небольшой бизнес, занимающийся сельским хозяйством, гостиницами или коммерческой недвижимостью. Точные объемы такой генерации оценить сложно, так как единая энергосистема не видит маленькие объекты. По разным оценкам, на собственную генерацию может приходиться от 10 до 23 ГВт при общей мощности российской энергосистемы 246 ГВт.

Уходить на собственную генерацию бизнес вынуждает сама система. Централизованное энергоснабжение оказывается дорогим, в цену включаются не только стоимость используемой электроэнергии и мощности, но и различные надбавки — на строительство новых мощностей, развитие региональных энергетик и компенсацию заниженной цены для населения. Сейчас уже в 51 из 61 региона оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) потребителям выгоднее строить собственную генерацию, подсчитал «Совет рынка». И желающих реализовать проект за счет рынка меньше не становится.

От некоторых нерыночных надбавок нужно избавляться, а льготы предоставлять более избирательно, считает председатель правления «Совета рынка» Максим Быстров. Систему ждет перезагрузка.

— Какие важные изменения произошли в системе и на рынке в 2019 г.?

— Год был неплохой. Мы провели два отбора по программе модернизации, на 2022–2024 и 2025 гг. Конкуренция была высокая, CAPEX (капитальные затраты) серьезно снизился, в итоге проекты обойдутся рынку дешевле, чем прогнозировалось. Это лишний раз показывает, что если и применять какие-то механизмы сбора денег с рынка, то участие в них должно быть конкурентным.

Кроме того, появились агрегаторы спроса. Согласно новому законодательству розничные потребители, снижая потребление, могут через компании-агрегаторы сглаживать пики и влиять на цены оптового рынка. Пока этот процесс идет тяжело, мы еще не научились делать так, чтобы агрегаторы вместе с оптовыми покупателями сильно влияли на цену. Но мы, собственно, первый год и рассматривали как пилотный.

Важная инициатива по цифровизации учета. Не знаю, как дальше она будет реализовываться в связи с эпидемией коронавируса, но это очень важная задача для функционирования рынка, потому что он базируется на данных по учету и в идеале мы должны стремиться к тому, чтобы эти данные собирались и передавались автоматически.

Еще ощущалось большое давление со стороны некоторых регионов, стремящихся попасть в систему регулируемых договоров, — в частности, со стороны Забайкальского края. Нам удалось совместно с Минэнерго, Федеральной антимонопольной службой (ФАС), профильным комитетом Госдумы, потребителями и генераторами убедить правительство не делать этого, а предложить зафиксировать законодательно список регионов на регулируемых договорах, запретить его расширение и дальше попытаться выработать процедуру, как мы будем выводить регионы из списка.

— Еще вы говорили, что 2019 год стал самым успешным по платежной дисциплине на оптовом рынке за последние пять лет. Уровень расчетов составил 100,1%. С чем вы это связываете?

— Действительно, мы вышли на рекордную оплату на ОРЭМе, больше 100%. Это на 0,6% выше, чем в 2018 г. Кому-то может показаться, что это небольшая цифра.

Но в деньгах, учитывая, что стоимость товарной продукции на оптовом рынке составляет около 2 трлн руб., это много. Отчасти нам помогло, что некоторые крупные неплательщики были лишены статуса [гарантирующих поставщиков], на их место пришли другие компании, которые погасили задолженность. Также лучше стали рассчитываться предприятия Минобороны, что позволило гарантирующим поставщикам повысить уровень расчетов на оптовом рынке.

— В первые месяцы года уровень расчетов на оптовом рынке слегка снизился. Свидетельствует ли это о начале кризиса?

— Из пяти месяцев 2020 г. только два кризисных — апрель и май, и делать выводы пока рано. В принципе, в начале года финансовая дисциплина всегда хуже, но в середине и в конце года мы нагоняем. Это происходит каждый год. После принятия пресловутого постановления №424 (правительства России от 2.04.2020 «Об особенностях предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов»), которое снизило платежную мотивацию для неплательщиков и позволило не отключать их [за неплатежи], все рисовали апокалиптические картины.

Опасались двух вещей: снижения спроса и снижения оплаты за энергоресурсы. Давайте разберем.

Спрос в начале года действительно снижался, но этот год, как все могли заметить, довольно теплый. Конечно, повлияли и карантинные месяцы. При этом изменение по федеральным округам было неравномерным. Однако совокупно по обеим ценовым зонам, по данным оптового рынка, объем потребления электроэнергии за пять месяцев 2020 г. уменьшился на 3,3% по сравнению с тем же периодом 2019 г. Никакого драматического снижения не произошло. Посмотрим, что сейчас будет происходить в июне – июле. Надеюсь, что спрос восстановится.

Что с платежами? На оптовом рынке ничего экстраординарного не произошло. По сравнению с прошлым годом (который не был кризисным) цифры не сильно отличаются, т. е. ситуация более-менее нормальная. Розница в целом также показала неплохие результаты — на уровне прошлого года. При этом мы наблюдаем снижение уровня расчетов по отдельным категориям потребителей — это население, управляющие компании и сфера ЖКХ (теплоснабжающие компании, водоканалы), которые просели на 15%. Но опять же, на мой взгляд, нет необходимости нагнетать. Мы считаем, что, если ситуация с коронавирусом купировается, мы выйдем на нормальный уровень потребления, мы 2020 г. пройдем не хуже, чем 2019-й. Главное — не навредить необдуманными шагами. Правильно было бы ввести какие-то адресные субсидии или послабления тем, кто в них действительно нуждается, а делать поблажки всем, как это предусмотрено в 424-м постановлении, — это не очень хороший сигнал для потребителей.

— Тем не менее наблюдательный совет «Совета рынка» ввел послабления по оплате и для участников оптового рынка.

— Мы понимаем, что проблемы, которые формиру-

ются на рознице, рано или поздно будут транслироваться на опт. К нам обращались многие гарантирующие поставщики, которые говорили: дайте нам тоже какие-то послабления по оплате на опт, потому что мы сталкиваемся с неплатежами на рознице. У нас было два заседания набсовета по этой теме. В итоге приняли некоторые поддерживающие меры. Кроме того, дали генераторам возможность сдвинуть сроки окончания ремонтов, которые были начаты в карантинный период. Это точечные и ограниченные по времени меры, которые затронут небольшое количество участников.

— Громкой темой прошлого года был рост цен на РСВ (рынке на сутки вперед) в I квартале. Это даже стало предметом интереса ФАС. Потребители энергии связывали рост с использованием оперативных заявок без указания цены. Могли они использоваться для манипулирования ценами?

— Правительство и президент держат на контроле цены на электроэнергию, и при любом росте цен, превышающем прогнозируемые уровни, Минэкономразвития просит нас объяснить, почему так происходит. Мы это делаем. В I квартале 2019 г. цены на РСВ действительно росли темпами, которые мы не прогнозировали, но наш анализ показал, что ничего экстраординарного не было. Модель формирования цены РСВ сложная и связана с несколькими факторами — уровнем спроса и предложения, погодой, ремонтами, водностью. Надо сказать, что уловки со стороны отдельных участников рынка — как производителей, так и потребителей — тоже возможны, но обычно этот фактор либо минимальный, либо отсутствует.

Претензии потребителей тогда, насколько я помню, относились не к цене РСВ, а к одноставочной цене, которая также включает цену мощности. А это значит, что, например, ввод крупного объекта по договорам о предоставлении мощности (ДПМ) сразу поднимает цену мощности и, соответственно, одноставку. В 2019 г. одновременно наложились малая водность, ввод объектов и рост надбавок. В течение года цены снизились и вернулись к прогнозным значениям. Потребители и производители на набсовете обменялись поручениями по анализу поведения друг друга. Что мы и делаем. Это очень здоровый и открытый диалог. На мой взгляд, мы полностью контролируем ситуацию с точки зрения противодействия манипулированию на рынке.

— Если вы видите признаки манипулирования, что вы делаете?

— Если мы замечаем некие ценовые сигналы, которые не можем объяснить обычными факторами, то анализируем соответствующие ценовые заявки, чтобы понять, какие несовершенства есть в договоре о присоединении к оптовому рынку (ДОП) и иной нормативной базе «Совета рынка». Если находим, то оперативно докладываем набсовету и предлагаем внести необходимые правки.

Ассоциация «Некоммерческое партнерство Совет рынка по организации эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью» (ассоциация «НП Совет рынка») образована в

2008 г., выполняет функции регулятора энергорынков.

«Совет рынка» объединяет продавцов и покупателей электроэнергии, инфраструктурные организации и экспертов. В палату продавцов входит 98 компаний, производящих электрическую и тепловую энергию. Это и крупные генерирующие компании — как «Русгидро» или «Росатом», и электростанции, обеспечивающие энергией отдельные города или предприятия, — как Щекинская ГРЭС или Ново-Салаватская ТЭЦ. В палате покупателей — 253 компании: гарантирующие поставщики, сбытовые компании и крупные потребители. Например, Сибирский химический комбинат, «Мечел-энерго», Богучанский алюминиевый завод, «МТС энерго». Палата инфраструктурных организаций — четыре организации, обеспечивающие функционирование коммерческой и технологической инфраструктуры оптового рынка электроэнергии и мощности.

Если же мы находим несовершенства в системе регулирования, которая относится к зоне ответственности Минэнерго (постановления правительства, федеральный закон), пишем обращения в Минэнерго, в правительство — с просьбой внести соответствующие изменения. Второе случается значительно реже, потому что в основном тонкие места — именно в нашей системе регулирования. Подключение ФАС — это крайняя мера. Надо сказать, что и генераторы, и потребители понимают, что честность — лучшая долгосрочная политика. Все стараются работать честно. Это не значит, что где-то не появится менеджер, который увидит лазейку в нашем сложном законодательстве. Но это и в других сферах происходит.

— Сейчас цены РСВ снижаются, учитывая падение спроса на электроэнергию?

— Иногда к нам апеллируют: в Европе цены упали, в Канаде упали ниже нуля, там генераторы приплачивают потребителю, чтобы у них электроэнергию забирали. Я не могу говорить за другие рынки, могу сказать только о том, что у нас. У нас во второй ценовой зоне (Сибирь) много гидроресурсов, и зачастую бывает, что ночью или в отдельные часы суток складываются нулевые цены. А в мае и июне у нас были нулевые цены и в первой ценовой зоне, что достаточно редкое явление. Это как раз связано с падением спроса из-за коронавируса. В целом на РСВ бывают суточные падения индекса и до 25%. Потом цена, конечно, так или иначе отыгрывается, но тренд все равно понижающий.



Во второй ценовой зоне (Сибирь) из-за большого количества гидроресурсов ночью зачастую складываются нулевые цены (на фото: Саяно-Шушенская ГЭС).

— По данным «Совета рынка», более 80% платежа за мощность приходится на нерыночные надбавки. Долгое время обсуждается, что от них надо избавляться. Есть ли у «Совета рынка» конкретные предложения?

— Плата за мощность лишь на 20% состоит из рыночной части и зависит от спроса, 80% — различные надбавки и «особые» механизмы. Некоторые из них связаны с устойчивым функционированием отрасли и ее развитием. Это ДПМ-1, ДПМ модернизации, ДПМ ГЭС, ДПМ АЭС и в какой-то части ДПМ ВИЭ — т. е. проекты, которые создают мощность. Они нужны. Два из них вообще конкурентны: ДПМ ВИЭ отбирается по наименьшим капитальным затратам, а ДПМ модернизации — по наименьшей одноставочной цене. За счет конкуренции будущие платежи рынка снижаются относительно прогнозируемых. По нашим оценкам, в 2020 г. на такие надбавки придется около 530 млрд руб., в 2035-м — примерно 480 млрд руб.

А есть надбавки, которые отрасли ничего не дают. Например, субсидирование тарифов на Дальнем Востоке или проекты по твердым бытовым отходам. С точки зрения развития рынка электроэнергии и развития генерации это никакого отношения к нам не имеет. От этих надбавок мы и хотим избавиться. На них в 2020 г. придется около 38 млрд руб., в 2035 г. — около 84 млрд руб. По идее, надо бы перекинуть эти затраты на федеральный бюджет. Минфин, кстати, против. Говорят, что это приведет к росту бюджетных расходов. Замечательный ответ! Да, приведет. Ну, собственно, на проекты, которые важны не конкретной отрасли, а важны в целом для страны, и нужно тратить бюджетные деньги.

— То есть единственный способ освободить рынок — перекинуть надбавки на бюджет?

— Если мы ставим перед собой задачу субсидировать тариф в условно Магадане, то либо это делаем мы (за счет потребителей), либо государство. Другой путь — развивать там дешевую генерацию. Она сейчас почему дорогая? Потому что там стоят дизель-генераторы, там отдаленные поселки, северный завоз, навигация короткая и т. д. Но можно сделать так: сейчас цена там условно составляет 45 руб. за 1 кВт ч, мы фиксируем ее на уровне 35 руб. сроком на 15 лет и зовем инвесторов. Приходите, привозите ветровые установки, солнечные панели, комбинируйте с дизелями — вот вам тариф, который ниже сегодняшнего, и на какой-то период времени он гарантирован. Если устраивает — заходите. Если нет — скажите, почему, а мы все посчитаем, пересмотрим условия. Это в любом случае надо делать. Мы давно это предлагали, вроде даже правительство нас услышало.

Второй пример надбавки — мусорные ТЭЦ. Это просто какой-то апофеоз неэффективности! Тут у нас сразу несколько перекресток [перекрестное субсидирование] зашито. Межрегиональная: мы сжигаем мо-

сковский мусор и заставляем платить все остальные регионы. Да, половину оплачивает Москва, но вторую половину берем со всех. И межотраслевая перекрестка: отрасль утилизации отходов мы субсидируем за счет отрасли электроэнергетики. У нас есть целое исследование, которое показало, что в этой идее все неправильно. А уж еще 25 заводов — это надо вообще рынок закрывать.

— А что именно неправильно?

— Во-первых, у нас ссылаются на опыт Европы, Японии. Но в структуре системы обращения с отходами там сжигание находится на предпоследнем месте, после — только свалки. У нас же сжигание повысили на одну ступень выше, приравняв к переработке. Нигде такого нет. При этом мы сжигаем ценные отходы и получаем золу, отходы более высокого класса опасности. Во-вторых, это дорогой способ утилизации и его стоимость не покрывается. Поэтому им нужны деньги от электроэнергетиков. По предварительным оценкам, строительство 25 новых мусоросжигательных заводов (МСЗ) обойдется энергорынку в 1,2–1,5 трлн руб. Капитальные затраты на 1 кВт установленной мощности у МСЗ в 30 раз выше, чем у отобранных проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (379 000 руб. против 12 100 руб.). Если 25 заводов будут построены, дополнительный рост цены 1 МВт ч для потребителей оптового рынка составит в среднем порядка 5%, но в регионах реализации проектов он может быть выше.

Было бы справедливо платить МСЗ как обычному участнику рынка — за их мощность на рынке и за электроэнергию на РСВ. Это максимальный уровень поддержки, который мы готовы им оказать. Все остальное, чего им не хватает, они должны либо собрать с предприятий и граждан внутри отрасли обращения с отходами, либо получить субсидию от государства.



По предварительным оценкам, строительство 25 новых мусоросжигательных заводов (МСЗ) обойдется энергорынку в 1,2–1,5 трлн руб. (на фото: спецзавод №1 во Владивостоке)

— Зампред правления «Совета рынка» Олег Баркин говорил об идее субсидирования государством процентных ставок по кредитам и для инвесторов в возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

— Программа поддержки ВИЭ-генерации — ДПМ ВИЭ — существует за счет платежей рынка, который гарантирует 12%-ную окупаемость в течение 15 лет. За все время мы соберем 1,8 трлн руб. и построим примерно 5,5 ГВт мощности. Так вот, менее 500 млрд руб. достанется производителям оборудования. А около 800 млрд руб. уйдет банкам в качестве возврата процентов по кредитам. Почти половина. Иными словами, ДПМ можно назвать системой поддержки доходности банков. Поэтому, конечно, если эту половину снизить за счет субсидий на треть, это уже существенная помощь и рынку, и инвесторам.

— Это может появиться во второй программе?

— Мы на этом настаиваем. Смотрите, мы провели первый этап поддержки и надеялись, что на нем все остановится и сектор [ВИЭ] заживет собственной жизнью. Не получилось: сектор хочет, чтобы и дальше ему костыли подставляли. Но мы говорим, что не хотим быть единственными костылями в этой истории. Государство же поставило задачу существенно локализовать продукцию, тогда пусть субсидирует процентную ставку. Ведь если б государство параллельно не решало множество проблем с развитием промышленности для ВИЭ, с обеспечением занятости, инвесторы просто бы купили в Китае дешевую технологию и получили низкую стоимость электроэнергии.



«Совет рынка» настаивает, чтобы государство субсидировало процентные ставки по кредитам для строительства ВИЭ

— Еще обсуждалось использование зеленых сертификатов вместе с программой ДПМ. Готовы к этому потребители?

— Зеленых сертификатов, доступных для покупки потребителями, пока нет. Однако мы считаем, что их надо внедрять уже сейчас и распространять на существующие ДПМ ВИЭ. Чтобы на сумму с продаж зеленых сертификатов можно было бы уменьшать ДПМ-платеж. Спрос на них будет. Напомню, эту идею мы начали разрабатывать несколько лет назад, сами создали рабочую группу в «Совете рынка», все просчитали и подготовили проект. Поэтому, когда в прошлом году [глава правительства в тот момент] Дмитрий Медведев на консультативном совете по иностранным инвестициям дал поручение разработать систему зеленых сертификатов, у нас уже все было. Почему это поручение

появилось на совете по инвестициям? В России работает много иностранных компаний из списка RE100. Это компании, которые поставили себе задачу быть климатически нейтральными, использовать зеленые технологии. В их числе, например, IKEA, Unilever и др. Единственный способ доказать, что ты используешь возобновляемую энергию, — предъявить зеленый сертификат. Поэтому да, спрос будет. Более того, задумались об этом и российские компании, которые торгуют на зарубежных рынках. Потому что западные страны существенно ужесточают подход к своему импорту с той точки зрения, что это должна быть зеленая история.

— Какие вы видите варианты решения проблемы перекрестного субсидирования?

— В стране эту проблему пытаются решить лет 20, и никак решить не могут. В 2019 г. объем перекрестного субсидирования в электроэнергетике составил более 400 млрд руб. Из них 236 млрд руб. — перекрестное субсидирование на розничных рынках. Объем субсидирования между группами потребителей на оптовом рынке оценивается на уровне 185 млрд руб. В основе нашей неспособности решить эту проблему лежат социально-политические ограничения. Потому что — это очевидно — придется повышать стоимость электроэнергии для населения. Но тут важно понимать, кому повышать и насколько. Выходом были бы соцнормы (норма потребления, при превышении которой тариф становится выше). Она была давно придумана, но так и не реализована. Или, например, усовершенствованная замена соцнормы — вариант Крыма, где еще с советских времен действует блочная система, когда тариф ступенчато зависит от объема потребления. На самой низкой ступеньке потребления он остается льготным и повышается по мере роста потребления. Высоту ступенек можно регулировать и сделать переход плавным. Полный отказ от перекрестки означал бы резкий рост тарифов для населения и, возможно, рост социальной напряженности. Поэтому мы — сдержанные оптимисты в вопросе преодоления перекрестки.

— Насколько может вырасти тариф для населения, если начать выравнивать перекрестное субсидирование через социальную норму?

— Надо считать. Можно ориентироваться на соотношение в тех странах, где логичная система ценообразования: т. е. население платит больше, чем промышленность. Мы считаем, что потолок — это на 30%. Да, это очень серьезно, но это логично со всех сторон. Мы в этом вопросе крупных потребителей поддерживаем: те, кто потребляет много и сидит на высоком напряжении, должны платить меньше, чем те, кто потребляет мало и сидит на низком напряжении. Потому что оптовик всегда платит меньшую цену. Но, к сожалению, политические ограничения и риски социальной напряженности, о которых я уже говорил, не дают нам этого сделать. И нельзя осуждать правительство за это. Мы отвечаем за сегмент отрасли, а правительство отвечает за страну в целом.

— Перекрестное субсидирование и другие надбавки вынуждают потребителей переходить на собственную генерацию. Как активно она растет и каков сейчас ее объем?

— Сложно сказать. По законодательству все генерирующие объекты мощностью больше 25 МВт должны присутствовать на опте. Поэтому владельцы крупной собственной генерации приходят к нам за разрешением не выводить ее на рынок, а использовать для себя. Мы видим только эту мощность. Остальное происходит вне нашей зоны видимости. Это плохо, и мы хотим это поправить, чтобы понимать, какой на самом деле объем розничной генерации и как он меняется.

К сожалению, иногда мы сами толкаем потребителей к строительству собственной генерации. Такой пример — идея «Россетей» по дифференциации тарифа ФСК (предполагает рост тарифа на передачу электроэнергии в магистральных сетях. — «Ведомости»). Иногда к этому приводят инициативы самих потребителей. Например, история с модернизацией Восточного полигона (Байкало-Амурской и Транссибирской магистрали), где строительство дополнительной генерации в интересах одного потребителя — РЖД — предлагается финансировать за счет других. И этот пример не единственный.

Оптовый рынок оказался очень удобной площадкой для сбора денег. Мы собираем деньги примерно с такой же эффективностью, как Федеральная налоговая служба. Но взять деньги с оптового рынка проще, чем у Минфина. Мы оказались заложниками своей эффективности. Отдельные группы потребителей, отдельные регионы говорят, что им нужны особые условия, им нужны регулируемые договоры на все группы потребителей, нужны сниженные тарифы, инвестиционные надбавки, которые гарантируют возврат капитала. Все это поднимает цену оптового рынка. А потом те же потребители говорят, что им нужны льготы, потому что цены оптового рынка растут. Получается замкнутый круг. Если это не остановить, система рухнет.

— Как это остановить?

— Не надо навязывать рынку льготы, которые приведут к ухудшению ситуации для других. Есть два великодушных примера. Приходит потребитель и говорит: мне нужна льготная цена на электроэнергию — у нас такая модная отрасль, связанная с IT-цифровизацией, объемы потребления у нас большие, ровные, нам нужна суперцена. И такую цену назвал, которой у нас даже на РСВ нет. И тут он проговаривается: нужна льгота, потому что без нее срок окупаемости будет четыре года, а не два. Представляете? У нас в энергетике срок окупаемости 15–20 лет!

Второй пример. Приходит отрасль: мы сильно зависим от цены на электроэнергию, нам нужна льгота. Мы садимся разбираться, пытаемся объяснить, что они и без льгот могут снизить затраты, так как у них ровный график потребления. И тут я открываю «Ведомости» и читаю про эту отрасль. Оказывается, там закончилось отраслевое субсидирование и рентабельность по EBITDA снизилась с 60% до примерно 45%. Я звоню ге-

нераторам и спрашиваю, какая у них рентабельность по EBITDA. Они называют цифру в разы меньше. Так, может быть, той отрасли продолжить субсидирование из бюджета, а не пытаться получить субсидию от отрасли, где рентабельность существенно ниже? И мы такой прессинг испытываем каждый день.

Мне кажется, надо вводить общий принцип: если хочешь субсидироваться, раскрывай свою экономику. Потому что мы не готовы делать [другие] прибыльные бизнесы еще более прибыльными. И бюрократическими методами можно бороться. Любые просьбы о снижении цен на электроэнергию должны проходить через бюрократическую систему, систему скрупулезных обоснований. Например, на профильной правительственной комиссии по электроэнергетике, где есть и министры, и ФАС, и потребители, и все крупные генераторы, и мы. Или через Госсовет. Тогда губернатор, желающий получить регулируемый тариф для своего региона, должен будет объяснить другим губернаторам, почему они должны за это заплатить. Но самая эффективная политика — отсутствие любых исключений.

— Ситуация с ограничениями в связи с пандемией вскрыла какие-то недочеты энергосистемы или в модели рынка?

— Вскрыла. Что произошло? Объем потребления снизился, а объем обязательств по оплате нерыночной части мощности остался тем же. И это распределилось на меньший объем электроэнергии. За счет сжатия базы размер платы вырос. И тут мы выяснили неприятную для себя и для отрасли вещь: во все наши расчеты с точки зрения инвестиционного пирога — т. е. объема средств, который мы можем потратить на развитие отрасли, учитывая ограничение на рост цены электроэнергии не выше инфляции, — мы уже не очень укладываемся. Если туда добавить 25 мусорных заводов и Восточный полигон, мы пробьем инфляцию. А это нарушение решения президента России со всеми вытекающими последствиями.

Когда эти пироги рассчитывались, было два сценария, предполагающих рост потребления на 0,5 и на 1%. То есть, если у нас потребление начнет стагнировать, объем доступных средств для инвестиций снизится. Это очень неприятная картина. На мой взгляд, надо считать вариант роста потребления «на ноль» и закладывать с запасом. Но опять же никто не знает, сколько продлится вся эта история. Возможно, спрос быстро восстановится и не нужно будет ничего корректировать.

— С чем столкнется отрасль в ближайшие 5–10 лет? Какие сегодняшние проблемы надо непременно к этому времени решить?

— Мы стоим на пороге больших перемен, как бы избито это ни звучало. У нас сейчас единая энергосистема. Надбавки и перекрестка создают сильный стимул для строительства собственной генерации. И ее строят. В какой-то момент владельцы собственной генерации поймут, что им надо объединяться в какую-то свою энергосистему, подключать ВИЭ, под-

ключать накопители, цифровые технологии перераспределения спроса, агрегаторы спроса — закон возрастания энтропии применим и тут. Но в ответ система все равно будет стремиться к оптимизации. И оптимизация — в объединении и укрупнении. Может быть, на других условиях, с высокой степенью цифровизации и локального энергетического балансирования, гораздо большего, чем сейчас, но мы точно будем двигаться в этом направлении. Я оптимист и считаю, что временное нарастание хаоса в перспективе приведет к упорядочиванию и самоорганизации системы. И даже крупные потребители с собственной генерацией, которые в своих отраслях прошли путь повышения эффективности при росте масштаба производства, поймут выгоду консолидации. Произойдет перезагрузка.

• **Минприроды оценило всю нефть России.** Министерство природных ресурсов впервые оценило стоимость всех запасов углеводородов в стране. Запасы нефти оценены почти в 40 триллионов, природного газа — в 11 триллионов рублей.

Это оценка на конец 2017 г., далее она будет актуализироваться ежегодно. Стоимость запасов нефти составила 39,6 трлн руб., природного газа — 11,3 трлн руб., коксующегося угля — почти 2 трлн руб.

С учетом других полезных ископаемых совокупная стоимость всех минеральных и энергетических ресурсов (нефть, газ, золото, медь, железная руда, уголь энергетический и бурый, алмазы) составила 55,2 трлн руб., или 60% от российского ВВП за 2017 г.

В методологии министерства объектом оценки являются «запасы, оцениваемые в разрезе участков недр, на которые в установленном порядке выдана лицензия на пользование недрами и по которым имеются утвержденный в установленном порядке технический проект и иная проектная документация на выполнение работ». То есть оценка Минприроды меньше совокупного объема разведанных запасов.

Для оценки используется доходный подход — совокупность методов оценки, основанных на определении потенциальных доходов, связанных с эксплуатацией ресурсов. Обобщающим показателем оценки служит величина дисконтированного чистого денежного потока, который может быть получен в результате добычи и реализации полезных ископаемых на всех участках недр.

В натуральном выражении на конец 2017 г. ведомство оценило запасы нефти страны в 9,04 млрд тонн, газа — в 14,47 трлн кубометров.

Для сравнения: по данным британской ВР (статистический ежегодник-2018), доказанные запасы нефти в России на конец 2017 г. составляли 14,5 млрд тонн, природного газа — 35 трлн кубометров.

• **Третий блок Прегольской ТЭС введен в эксплуатацию.** В Калининграде на два месяца раньше утвержденного российским правительством срока введен в эксплуатацию третий блок новой Прегольской

ской теплоэлектростанции, сообщила пресс-служба калининградского филиала ООО «Интер РАО – Инжиниринг».

Напомним, что в регионе по решению правительства РФ строятся четыре электростанции (три на газовом топливе и одна угольная) суммарной мощностью около 1 ГВт. Новые энерго мощности позволят обеспечить энергобезопасность Калининградской области, а также существенно повысить маневренность и управляемость энергосистемы региона.

В «Интер РАО» отметили, что за 72 часа испытаний парогазовая установка проработала при максимальной и минимальной нагрузке, разгружалась до нижнего предела мощности, прошла тестирование набора и сброса нагрузки. Кроме того, подтверждена устойчивая работа оборудования в течение восьми часов на нагрузке технологического минимума, а также испытания на выделенный район.

Строительство Прегольской ТЭС мощностью 454 МВт, где запланированы четыре парогазовых энергоблока, ведется с июля 2016 г. В торжественном пуске третьей очереди станции приняли участие председатель правления ПАО «Интер РАО» Борис Ковальчук, министр энергетики России Александр Новак, вице-премьер Дмитрий Козак и губернатор Калининградской области Антон Алиханов.

Первый и второй энергоблоки станции были введены в эксплуатацию также досрочно. В настоящее время ведутся пусконаладочные работы на четвертой парогазовой установке, ее планируется ввести в эксплуатацию до конца марта.

Еще две новые парогазовые электростанции — Маяковская ТЭС в Гусеве и Талаховская в Советске — введены в начале этого года. Новая угольная теплоэлектростанция «Приморская» строится в Калининградской области как запасная и будет работать в режиме «холодного резерва».

• **Крым начал поставки электроэнергии на Кубань.** Начались поставки избытков электроэнергии из Крыма в энергосистему Краснодарского края, сообщило Минэнерго России.

Избыток генерации в энергосистеме Крыма появился после завершения комплексных испытаний второго блока Таврической ТЭС.

«Энергоблок непрерывно работал с номинальной нагрузкой в течение 72 часов. В условиях работы уже введенных двух энергоблоков Балаклавской ТЭС и первого энергоблока Таврической ТЭС Крымская энергосистема функционировала с избытком собственной генерации и обеспечивала выдачу в Кубанскую энергосистему до 300 МВт мощности. Переток мощности происходил в отдельные ночные часы, в период минимального потребления», — сообщила пресс-служба Министерства энергетики.

Потребители Крыма в период испытаний с включением второго блока Таврической ТЭС на параллельную работу с Единой энергосистемой России не испытывали нарушений электроснабжения, добавили в Минэнерго.

• **«Газовый король» оказался голым.** «Драма, разыгранная в лучших голливудских традициях», — так СМИ оценивают самый громкий из скандалов уходящей зимы: арест обвиняемого в причастности к убийствам сенатора Раифа Арашукова, а также его отца и брата.

Их подозревают в создании организованного преступного сообщества и хищениях газа на 30 млрд руб. Напоминания о былых прегрешениях считавшегося практически неприкасаемым клана Арашуковых и их влиятельных друзей, массовые обыски и ожидания будущих арестов порождают самые противоречивые объяснения — от «чистки» номенклатуры Карачаево-Черкесии, погрязшей в коррупции, до «подкопа» под руководство «Газпрома», косвенно причастного к данной ситуации.

Ни один из Арашуковых не признал своей вины, а Рауль Арашуков, отец члена Совета Федерации, связал уголовное преследование с произволом при исполнении распоряжения президента «навести порядок на Кавказе».

Сразу после задержания ключевых фигурантов «газового дела» стали всплывать малоприятные подробности поразительного карьерного успеха как тридцатидвухлетнего Раифа Арашукова, самого молодого сенатора в России, так и его отца Рауля Арашукова, прозванного «газовым королем» республики. По информации газеты «Завтра», Арашуков-старший начал свой «трудовой путь» с двух судимостей за мошенничество, а после выхода из тюрьмы стал доверенным лицом своего земляка и родственника Назира Хапсирокова, влиятельного бизнесмена и чиновника, дослужившегося к середине девяностых до должности начальника управления делами Генеральной прокуратуры. Создание «газового княжества» Арашуковых началось с подачи гражданина Хапсирокова, познакомившего Рауля с руководством «Газпрома».

По информации следствия, Арашуков-старший «способствовал назначению родственников и знакомых на различные должности» в газораспределительной структуре «Газпрома». Те, в свою очередь, заключали договоры на поставку предприятиям Северо-Кавказского федерального округа газа в объеме большем, чем было необходимо для нужд потребителей. Злоумышленники похищали газ, продавая его компаниям и гражданам за наличный расчет, создавали условия для хищения газа путем поставок его несуществующим потребителям. Следствие считает, что хищения происходили на протяжении «нескольких лет». Стоимость похищенного газа превышает доходы бюджета Карачаево-Черкесской республики за 2018 г. более чем в полтора раза, и есть основания опасаться, что вернуть похищенные миллиарды так и не удастся.

«Были какие-то приписки объемов поставок, а потом начали разбираться, что этот потребитель столько не получал, вообще не может такое количество потребить», — рассказывает эксперт Финансового университета при Правительстве РФ Игорь Юшков. — Выясняется, что этот газ уходил налево по трубе сразу на

другое предприятие, потреблялся там, но документами это никак не было подтверждено».

«Начиная с 1990-х годов Рауль заправлял не только Карачаево-Черкесией, но и всей газовой отраслью Северного Кавказа, — сообщил анонимный источник, процитированный порталом «Лента.ру». — Везде у него были свои люди. У каждого есть планы по схемам хищения газа, которые они отработывают. Это происходило не только в нашей республике: тут и Осетия, и Дагестан, везде были ставленники Арашукова. И сумма похищенного абсолютно не завышена, судя по тому, как они великолепно жили».

По мнению наблюдателей, расследование деяний преступного клана может «утопить» многих влиятельных лиц, включая руководство Карачаево-Черкесии и топ-менеджеров ряда дочерних компаний «Газпрома».

• **Производителям угля не хватает пропускной способности**, чтобы вывезти его в Азию. Замминистра энергетики Анатолий Яновский 4 марта проведет с производителями угля и профильными ведомствами совещание о методике распределения доступа к перевозкам грузов в условиях ограничения пропускных способностей железнодорожной инфраструктуры. Об этом рассказали три человека, близких к участникам совещания, и подтвердил топ-менеджер крупной угольной компании. Разработать методику до 20 марта поручил Минтрансу первый вице-премьер Андрей Белоусов по итогам совещания 25 февраля (текст протокола есть у «Ведомостей», его содержание подтвердили четыре человека, близких к разным участникам). Белоусов также поручил профильным министерствам до 20 марта оценить финансовый результат РЖД от перевозок угля и рентабельность экспорта угля. Минэнерго и Минтранс не ответили на запросы. РЖД переадресовала вопросы в Минэнерго.

Задачу увеличивать экспорт угля в Азию поставил в августе 2018 г. на президентской комиссии по ТЭКу министр энергетики Александр Новак. На европейском рынке российский энергетический уголь занимает около 40%, на азиатском — меньше 10%, приводил он данные. К 2025 г. его долю планируется довести до 20%. Для этого потребуется около 1 трлн руб. частных инвестиций в добычу. Но уголь перевозится преимущественно по железной дороге. Доля угля в структуре погрузки РЖД в 2019 г. составляла почти 30% – 372 млн т. В структуре выручки РЖД на перевозку угля приходится 20,8% — 233,6 млрд руб. (данные «Infoline-аналитики»).

Сейчас на Азию приходится 25% российского экспорта энергетического угля — 99,4 млн т в 2018 г., на долю Европы — 27% (104 млн т), приводит данные Институт проблем естественных монополий. Увеличение поставок в Азию становится особенно актуальным в условиях ужесточения экологического регулирования в Европе. 64,5% экспорта российского угля в европейском направлении приходится на страны Евросоюза. А ЕС сокращает импорт угля с 2012 г., цены

на энергетический уголь в Европе падают: только за 2019 г. — на 25–37% до \$50–60 за 1 т.

В Азии ситуация пока обратная: плата за выбросы парниковых газов низкая или отсутствует, а СПГ дорог. Но и тут российские угольщики могут столкнуться с трудностями, предостерегают эксперты: замедление роста азиатских экономик, инфраструктурные ограничения, рост конкуренции.

Закрытие угольной генерации в ЕС лишает рынка сбыта не только российских угольщиков, что приведет к появлению дополнительных конкурентов на азиатских рынках и избыточному предложению в регионе, говорит старший директор АКРА Максим Худалов. В таких условиях подземную добычу придется сокращать, констатирует эксперт. По его оценкам, до 25% угольной отрасли, или \$4 млрд доходов от экспорта угля, может пострадать в сложившейся конъюнктуре.

РЖД по итогам 2019 г. отчиталась о перевыполнении плана по увеличению провозной способности Восточного полигона на 55 млн т к уровню 2012 г. (фактические перевозки экспортных грузов за семь лет выросли с 58,1 млн до 114 млн т в 2019 г.), а в 2020 г. заявила о готовности перевезти на Дальний Восток 124,9 млн т грузов, напоминает гендиректор «Infoline-аналитики» Михаил Бурмистров. Но эти показатели были достигнуты за счет технологических мер. Планы реконструкции БАМа и Транссиба РЖД полностью выполнить не смогла, подчеркивает эксперт. Угольные компании, по сути, оказались в ситуации, когда на Запад везти невыгодно, а нарастить отгрузки на Восток не позволяет инфраструктура, говорит Бурмистров. В условиях ограниченных провозных способностей у производителей логично возникают вопросы, какую часть их заявок удовлетворяет РЖД. В этих условиях механизм одобрения заявок становится менее прозрачным для компаний, рассуждает он, это приводит грузовладельцев к мысли, что процент удовлетворенных заявок может зависеть от лоббистских возможностей, поэтому желание сделать механизм выполнения заявок более понятным и прозрачным логично. Представитель РЖД подчеркнул, что лоббизм в этом вопросе невозможен: все заявки распределяются между грузоотправителями пропорционально.

**Затраты крупного бизнеса на энергию могут резко вырасти:** дифференцированный тариф ФСК не решает проблему перекрестного субсидирования. Дифференцированный тариф на передачу энергии по магистральным сетям (ими управляет ФСК, которую контролируют «Россети») практически не снижает нагрузки с потребителей, подключенных к распределительным сетям, но больно ударит по крупной промышленности, следует из обзора Yugon Consulting о последствиях введения дифференцированного тарифа ФСК.

Сейчас тариф на передачу энергии для крупных предприятий, подключенных к магистральным сетям, составляет 0,35 руб. за 1 кВт ч. Это в 4 раза ниже тарифа для потребителей распределительных сетей на вы-

соком уровне напряжения и в 9 раз — на низком уровне напряжения, так как они оплачивают сниженные тарифы для населения (так называемое перекрестное субсидирование). Дифференцированный тариф ФСК и должен снять с них часть социальной нагрузки и переложить ее на потребителей, подключенных к ФСК. Законопроект сейчас обсуждается в правительстве.

По оценкам Yugon Consulting, для потребителей ФСК тариф может вырасти в два (в некоторых регионах — в три) раза, а в целом рост затрат на электроэнергию составит 10–20%. «Это снизит конкурентоспособность российских товаров на внешних рынках и фактически поставит под вопрос выполнение государственной задачи наращивания несырьевого экспорта», — говорит партнер Yugon Consulting Алексей Жихарев. Дополнительные затраты этих компаний оцениваются в 29 млрд руб.

Рост тарифа ФСК, по оценкам Yugon Consulting, снизит инвестиционный потенциал компаний на 185–200 млрд руб. Инвестресурсы могут быть перенаправлены с проектов активного развития на создание собственной генерации, привлекательность которой вырастет. В целом сокращение экспорта и инвестиций может привести к сокращению ВВП на 0,2% ежегодно, а запуск собственной генерации — до 1% ВВП.

При этом задача по снижению нагрузки перекрестного субсидирования на потребителей распределителей не будет решена. Снижение составит в среднем не более 16 коп./кВт ч, т. е. не более 3% в конечной цене.

В «Сообществе потребителей энергии» считают, что снижения тарифа для малого и среднего бизнеса вообще не произойдет. «Недополученные доходы сетевой монополии за прошлые периоды составляют более 200 млрд руб., и вся потенциальная экономия в обозримом будущем будет потрачена на их погашение, т. е. на увеличение доходов сетей», — считает замдиректора «Сообщества» Валерий Дзюбенко. — Рост расходов энергоемких предприятий будет транслироваться по экономическим цепочкам на малый и средний бизнес, и вместо обещанного снижения тарифов предприятия могут получить рост цен на сырье, материалы и оборудование».

Дифференциация тарифов ФСК направлена не на

решение вопроса перекрестного субсидирования, а на «обеспечение прозрачности и справедливости распределения нагрузки по перекрестному субсидированию между категориями бизнеса, включая потребителей, присоединенных к единой национальной электрической сети», подчеркивает представитель «Россетей». По оценкам компании, после повышения тарифа для потребителей ФСК все равно останется минимум в 2 раза ниже, чем для потребителей распределителей, а рост конечной цены на электроэнергию для крупных потребителей в среднем не превысит 10% в год. При этом снижение тарифа распределительного комплекса ожидается в среднем на 6%, а в некоторых регионах больше. В результате, пояснил собеседник, введение дифференцированного тарифа ФСК приведет к росту ВВП на 75 млрд руб. в год. Снятие ежегодной нагрузки с малого и среднего бизнеса в сумме 35 млрд руб. приведет к росту инвестиционного потенциала для его развития, расширению продуктовой линейки и, как следствие, росту выручки и налоговой базы, отметил он. Минэнерго ожидает снижения тарифов на услуги по передаче энергии по распределителям в среднем на 4,3%, сказал представитель.

«Странно, когда за перекрестное субсидирование платят только компании, подключенные к распределительным сетям, а самые крупные компании, обладающие сильными лоббистскими способностями, подключены напрямую к магистральным сетям и не участвуют в этом», — говорит старший аналитик АКРА Денис Красновский. Схожего мнения придерживается и директор Фонда развития энергетики Сергей Пикин. Он отмечает, что крупная промышленность в отличие от бизнеса имеет больший политический вес, ей проще получить финансирование, а размер платы за электроэнергию для нее в несколько раз меньше. В результате дифференциации тарифа перераспределяется примерно 37 млрд руб., это около 3% от общей выручки сетей. Незначительное снижение тарифа в расчетах для потребителей распределителей объясняется тем, что таких потребителейкратно больше, поэтому это выглядит как средняя температура по больнице, но для конкретных предприятий снижение может быть ощутимым, заключает он.

### Как повлияет дифференциация тарифа ФСК на регионы и потребителей

