

«Предложение об индексации цен на газ – скоропалительное и непроработанное»

10-процентное повышение цен на газ для промышленных потребителей и «плата за выход из ЕЭС» для бизнеса ухудшают экономику промышленных электростанций и создают проблемы в части сокращения выбросов. Работу собственной промгенерации, в том числе вопросы импортозамещения, вторичный рынок мощности и перспективы ВИЭ обсудили с директором «Сообщества потребителей энергии» Валерием Дзюбенко.

– С 1 декабря на 10% вырастут цены на газ для промышленности при сохранении ставок для предприятий энергетики и ЖКХ. Как повышение расходов на топливо для промышленной генерации скажется на её рентабельности при сохранении тарифов из сети?

– Повлияет отрицательно. Конечно, в разной степени на тех, кто работает только на природном газе, и на тех, кто использует в том числе попутные и вторичные энергоресурсы. Но сути это не меняет.

Пострадают не только промышленные потребители газа, но и оптовые электростанции, работающие в составе промышленных площадок. Для них оптовая цена газа будет проиндексирована дважды: в декабре текущего и июле будущего года. Очевидно, что предложение об индексации скоропалительное и непроработанное. С бизнесом его не обсуждали.

Есть блок-станции, которые не относятся формально к объектам ЖКХ, но зачастую обеспечивают теплом прилегающие жилые районы. В силу ряда причин тарифы таких теплоисточников нередко на 20–30% ниже, чем у муниципальных предприятий, рентабельность здесь минимальная, а некоторые поставки тепла и горячей воды вообще планово убыточны. Есть сомнения, что регуляторы компенсируют предприятиям рост расходов на газ для поставок на коммунальные нужды от заводских ТЭЦ. Что тогда делать промышленникам с этой непрофильной и убыточной деятельностью? Если поставки от заводских ТЭЦ выдавят, их нужно будет чем-то заместить. Это станет головной болью местных властей, которые должны будут пересматривать схемы теплоснабжения, строить альтернативные теплоисточники, вынужденно повышая тарифы для людей. Предположу, что совсем не это является целью повышенной индексации цен на газ.

Мы в «Сообществе потребителей энергии» против формирования нового вида перекрёстного субсидирования, возникающего в случае избирательного повышения цен на газ. В энергетике и газоснабжении и так достаточно разных вариантов «перекрёстки», и новый вид ничего не даёт –



предприятия просто будут вынужденно отказываться от выгодной для региональных бюджетов схемы теплоснабжения прилегающих к заводам жилых массивов. При этом тепло для потребителей, очевидно, станет дороже.

Мы направили свои предложения в Правительство РФ и предложили вернуться к единой тарифной группе, не разделяя потребителей по видам деятельности. Насколько знаем, ФОИВ дано поручение проанализировать наше предложение. Можно, конечно, вернуться к единой тарифной группе, догнав цены на газ для энергетики и ЖКХ до промышленного уровня в следующем году. Только подобные шаги контрпродуктивны, взвинтят цену на электроэнергию и тепло и разгоняют инфляцию, обуздание которой является одной из основных целей финансовых властей.

На наш взгляд, лучше вообще не создавать проблему, чем потом её героически решать.

– Ещё одна угроза рентабельности промгенерации – инициатива «Россетей» по взиманию «платы за выход». Насколько запуск такого механизма скажется на привлекательности проектов и подтолкнёт ли это потребителей к возвращению в ЕЭС?

– Не подтолкнёт, эффект будет, скорее, обратным.

Давайте по порядку. Причины появления собственной генерации – это не только повышение энергоэффективности, но и улучшение экологических параметров производства, когда утилизация вторичных энергоресурсов позволяет снижать вредные промышленные выбросы. Многие блок-станции неслучайно исторически были созданы как единый энергопромышленный комплекс. Это первое.

Второе. Промышленность инвестировала серьёзные суммы в эти проекты, взяв на себя риски. Теперь предприятию, построившему свою генерацию, предлагают ещё доплатить. Это меняет рентабельность проектов и создаёт понимание, что при таком подходе никто не защищён от новых немотивированных поборов. Возврат в ЕЭС грозит новыми расходами: потерей инвестиций, увеличением вредных выбросов и штрафами, ухудшением энергоэффективности и так далее. Многим компаниям в такой ситуации будет проще ещё немного доложить и полностью уйти из энергосистемы. Подобными решениями «Россети» подталкивают промышленность уходить в «острова» (режим «энергетического острова» без связей с ЕЭС. – Прим. ред.), но нужно ли это и полезно ли для единой энергосистемы? Надо смотреть на ситуацию шире, думать хотя бы на шаг вперёд и анализировать, к каким последствиям такие решения могут привести – для предприятий, экономики, экологии, а также для самих сетей. Уход клиентов ведёт к сокращению клиентской базы при сохраняющемся объёме расходов.

Собственная генерация предприятий – это не угроза, а дополнительный источник резервов в ЕЭС при возникновении серьёзных аварий, повышающий её устойчивость. Это особенно ценно на фоне пока осторожных прогнозов об объёмах выбывающих мощностей, проблемах с обслуживанием и возникновении региональных энергодефицитов. Нигде в мире собственные станции потребителей не считаются проблемой, и никто с ними не борется. Развитые энергосистемы, напротив, идут по пути достройки энергосистемы за счёт распределённой генерации, позволяющей поддерживать высокий уровень надёжности и манёвренности.

Обобщая: текущие объёмы промгенерации в российской энергосистеме – всего 4,4%. Никакого значимого тренда. Динамика последних лет скорее угасающая. Но если кому-то в этом всё-таки видится значимая угроза благополучию ЕЭС, то стоит задаться вопросом – как так получилось, что стоимость энергоснабжения от единой сети, с её эффектом масштаба и низкими удельными затратами, вдруг оказалась выше априори более дорогостоящей выработки небольших собственных энергоисточников? На наш взгляд, разбираться необходимо с причинами, а не со следствиями снижения привлекательности энергоснабжения из ЕЭС, и не строить препятствия на пути эффективного развития промышленности.

– Какова позиция сообщества по теме перехода к оплате ТП для новых потребителей по максимальной мощности? Почему, по вашему мнению, это приведёт к росту НВВ, что отрицают в «Россетях»?

– Мы против. С июля 2024 года финансовая ответственность новых потребителей мощностью от 670 кВт возрастёт – в их платёж за ТП добавится инвестсоставляющая. Какой смысл в этой ситуации нагружать потребителя дополнительными условиями на принципах take-or-pay? Он и так уже понимает, что перезаказ чреват дополнительными расходами, как минимум, на уровне капитальных затрат, поэтому будет минимизировать объём и поджимать каждый киловатт.

Столь же странно предложение о переходе к оплате ТП по максимальной мощности выглядит с общеэкономической точки зрения. Ситуация в экономике такова, что нужно инвестировать и развивать новые производства для импортозамещения продукции. А естественная сетевая монополия предлагает создать ещё один дополнительный барьер для инвестиций. Подход у госмонополии совсем не похож на государственный.

В предлагаемой модели все риски будут перекладываться на потребителей, для «Россетей» это будет фактически безрисковая ситуация. Потребитель полностью оплатит расходы в рамках механизма take-or-pay. В этой ситуации сетевые компании будут заинтересованы навязывать как можно больше мощности потребителям, ведь она будет полностью оплачена, так что НВВ, очевидно, будет расти относительно текущих показателей.

Мы понимаем, что у «Россетей» довольно серьёзно выросла инвестиционная программа, требующая финансирования, перед ними стоят важные задачи федерального уровня. Для этого в 2024 году они в десятки раз увеличивают объём облигационных займов, после чего соотношение долг/ЕБИТДА у них вырастает с 1,75х в 2021 году до 4,2х в 2024 году. Но почему вся эта финансовая нагрузка должна немедленно и напрямую перекладываться на потребителей? Ресурс наращивания тарифов исчерпан – ни потребители, ни экономика этого не переварят. Необходимо вести диалог с государством о дополнительных ассигнованиях – либо за счёт бюджета, либо, если бюджетных средств не хватает, через докапитализацию – допэмиссию. Мы знаем, что менеджмент «Россетей» такой диалог ведёт, но, видимо, пока безрезультатно.

– Насколько вероятно в этой связи появление вторичного рынка мощности?

– Маятник регулирования очень быстро пролетает точки оптимума – до 2009 года было стремление отменить инвестсоставляющую для потребителей, теперь есть стремление максимально к ней вернуться. В существующие типовые параметры оборудования сложно вписать всё многообразие запросов на техприсоединение. Мощность предлагаемых сетями трансформаторов не всегда соответствует запросам потребителей: условно предприятию нужно 6 МВт, а ему предлагают трансформатор на 10 МВт. В итоге заказчик вынужден оплачивать 10 МВт, но получает лишних 4 МВт, которые при наличии технической возможности он должен иметь право продать, так как он их полностью оплатил. И здесь стоит вернуться к теме вторичного рынка мощности. До 2009 года он фактически уже существовал, и у предприятий была возможность продать избытки мощности третьим лицам. После отмены инвестиционной составляющей эта опция была исключена, потребители потеряли право участвовать в перераспределении мощности сетевых активов, которые до этого момента строились за их счёт. Если с 2024 года инвестсоставляющая платежа возвращается, логично рассмотреть и вопрос о возврате вторичного рынка, чтобы полностью оплатившие новое ТП компании смогли затем перераспределять избытки мощности.

Проблема обсуждалась на заседании рабочей группы в рамках регуляторной гильотины, необходимость её решения поддержало Минэнерго. Думаю, появление вторичного рынка мощности вполне вероятно, изменения в нормативку для этого нужны несложные, и мы их уже предложили.

– Как вы оцениваете обязательное введение дифференцированного тарифа для населения в регионах, желающих получить разрешение ФАС на превышение предельного размера перекрёстного субсидирования?

– В 2020 году KPMG рассчитала, что вклад перекрёстного субсидирования в цену электроэнергии составляет от 17% для МСП до 30% для крупной промышленности. Это очень много. В сегодняшних экономических условиях такой значительный объём непроизводительных расходов, к тому же имеющий тенденцию к постоянному увеличению, недопустим – он тормозит развитие экономики и разгоняет инфляцию. Подтолкнуть регионы к сокращению «перекрёстки» – правильный и ожидаемый шаг со стороны регуляторов. Мы не разделяем опасения тех, кто утверждает, что это приведёт к увеличению стоимости электроэнергии для бытового электропотребления, для населения. У основной части бытовых потребителей стоимость электроснабжения не должна измениться, а льготные категории населения продолжают потреблять электроэнергию по низким тарифам без ограничений. У Минэнерго и ФАС точно такая же позиция. В случае введения дифференцированных тарифов стоимость электроэнергии изменится только для категорий, потребляющих её существенно выше уровня, предельного для бытовых нужд, например, для серого майнинга и в коммерческих целях.

– Как обстоят дела с сервисом и запчастями для промгенерации, где установлены преимущественно импортные ПГУ?

– По-разному. Предприятия по понятным причинам не особенно охотно раскрывают эту информацию. Вероятно, ситуация такая же, как и у энергокомпаний: те же ограничения и проблемы, «железо» и программы ничем не отличаются. Но о каких-то ЧП или остановках геноборудования на блок-станциях нам не известно.

– Какова позиция «Сообщества потребителей энергии» по проекту модернизации Заинской ГРЭС, который предусматривал установку импортных ПГУ, ныне недоступных?

– «Татэнерго» обсуждало с властями размер капзатрат и перенос проекта на Набережночелнинскую ТЭЦ. Мы свою позицию направили в Минэнерго. Если коротко, то считаем, что цена проекта должна быть ограничена нормативно установленными предельными удельными затратами. Что касается дальнейшей работы Заинской ГРЭС и продления режима вынужденной генерации, то для нас это императив: в случае переноса проекта, Заинка должна уйти с рынка. Никакой системной необходимости в ней нет, и «Системный оператор» это подтвердил. Зачем держать дорогие и неэффективные мощности, которые не нужны энергосистеме и несут при этом дополнительные издержки? От них надо отказываться.

– Есть ли среди потребителей интерес к отечественным газовым турбинам, которые намерены предлагать «Ростех» (ГТД-110М) и «Силовые машины» (ГТЭ-65 и ГТЭ-170)?

– Да, такой интерес есть, потребители их рассматривают. Нам известно, что компании запрашивали решения с использованием отечественных газовых турбин и внимательно наблюдают за этой историей. Как только появятся доведённые до ума опытные образцы, которые можно будет применять, промышленники станут заказчиками наряду с энергетиками.

– Растёт ли у бизнеса интерес к ВИЭ-генерации?

– После закрытия части рынков, прежде всего, европейского, где внедряется трансграничное углеродное регулирование, интерес к ВИЭ у промышленности несколько снизился, но не угас совсем. Так или иначе углеродное регулирование развивается и в Азии, пусть и не так быстро, как в Европе. После новой волны санкционных ограничений в 2022 году мы опросили коллег на предмет интереса к ВИЭ-генерации: суммировав данные компаний мы получили объём в несколько гигаватт, но он включает не только собственно ВИЭ, но и низкоуглеродные источники – ГЭС и АЭС.

– Кто из поставщиков ВИЭ – российские или китайские компании – более интересны для отечественных потребителей?

– Компании ориентируются на наиболее экономически привлекательные условия. Пока, к сожалению, расценки российских компаний почему-то дороже.

– В конце сентября Минэнерго сообщило, что допускает перенос срока запуска энергорынка в неценовых зонах (территории Дальнего Востока, Коми и Архангельской области) с 1 января на 1 июля 2024 года, если Госдума не успеет принять соответствующий закон в этом году. При этом регуляторы не прогнозируют значимого роста цен при отказе от тарифного регулирования, который ранее прогнозировали потребители. Как вы оцениваете перспективы в настоящий момент, что вызывает у вас опасения?

– Странно отрицать то, что уже случилось, – цены на Дальнем Востоке в начале этого года выросли примерно на 50%, когда в платёж потребителей включили выпадающие доходы энергокомпаний в связи с подорожанием угля. Такой рост – это слишком много. И он не закончился, скорее всего, подорожание продолжится, потому что, как мы понимаем, не вся сумма выпадающих доходов была компенсирована. Экспорт угля по-прежнему более рентабельный, чем поставки на внутренний рынок. Возможно, здесь стоит посмотреть на опыт других секторов – где экспорт квотируется в зависимости от внутренних поставок. В целях энергетической безопасности с углём можно поступить также: квотировать поставки в дальневосточные регионы по приемлемой, безубыточной для угольщиков цене. Как только они эту квоту выполнили, у них есть право беспрепятственного экспорта по более маргинальным ценам. По нашему мнению, такой подход представляется более целесообразным.

Что касается самого рынка в ДФО. Он нужен для того, чтобы была конкуренция, чтобы ценообразование формировалось на основе закона спроса и предложения. Но мы видим, что на Дальнем Востоке не произошло принципиальных изменений с момента реформирования РАО «ЕЭС России», когда от создания рынка там в принципе отказались. Ничего не поменялось: топология сети по-прежнему слабая, компании действуют две или две с половиной, конкуренции поставщиков не наблюдается. Условия, по большому счёту, ещё не созрели. Коллеги-регуляторы говорят, что если мы его не создадим, то конкуренции там никогда и не появится. Но, наверное, всё же стоит сначала посмотреть на предпосылки и условия, а потом уже двигаться вперёд, тем более такими форсированными темпами.

Нет понимания, что будет с дополнительной маржой, которую получают дальневосточные ГЭС при введении рынка, каково её целевое предназначение? Обещанные ценовые ожидания (рост энергоцен в ДФО в ближайшие три года не превысит уровень инфляции, говорил в сентябре глава Минэнерго РФ Николай Шульгинов. – Прим. ред.), твёрдых гарантий не дают. При этом динамика считается от высокой базы 2023 года, когда цены уже выросли в 1,5 раза.

Полагаем, что запуск рынка способен решить некоторые административные вопросы, в частности, включить ДФО в периметр проектов ДПМ, но уверенности, что это приведёт к принципиальным изменениям в части развития конкуренции, нет.

– Минэнерго рассматривает возможность изменения распределения платежей в рамках механизма КОМ НГО (строительство новой генерации) за счёт увеличения доли платежей для фактических потребителей мощности новой генерации. Насколько такой подход поддерживают в «Сообществе потребителей энергии»?

– Это решение уже реализовано для Бодайбинского энергоузла мартовским постановлением правительства РФ № 503. По сути, оно делает акцент при оплате новой мощности на потребителях, заявки которых и спровоцировали дефицит. Если потребитель планирует десятки и сотни мегаватт, под эти прогнозы строится дорогостоящая генерация, но в итоге не выходит на эти показатели, странно перекладывать эту финансовую нагрузку на других. Компании – потребители по Бодайбинскому проекту весьма спокойно восприняли такую схему, по сути, они заплатят ровно столько, сколько должны заплатить на рыночных условиях, никаких повышенных обязательств у них не возникает.

В целом, мы поддерживаем этот механизм, но он не должен быть единственным, у потребителя должен быть выбор. Или ты берёшь на себя ответственность и гарантируешь оплату мощности через КОМ НГО, но при этом не переплачиваешь. Или заключаешь инвестиционный договор с энергетиками и строишь себе генерацию на оптовом рынке, этот механизм сейчас активно обсуждается с регуляторами. Или третий вариант – ты используешь возможность подключиться в другом энергоизбыточном регионе, где твоё появление не создаёт дефицита.

24 ноября 2023 в 14:03



Досье автора

Валерий Дзюбенко

Компания: Ассоциация «Сообщество потребителей энергии»

Должность: Директор

Другие статьи автора

«Мощность как «особый товар» на энергорынке себя не оправдала»

Судебный процесс между «Русалом» и «Юнипро», в рамках которого металлурги требуют разорвать договор предоставления мощности (ДПМ) Берёзовской ГРЭС, ожидаемо поставил вопрос о справедливости всей юридической конструкции, с помощью которой в последние 10 лет осуществлялись основные инвестиции в энергетику. Структуры «Русала» подали в московский арбитраж четыре однотипных иска: первый проиграла, два – выиграли (в том числе, по иску Саяногорского алюминиевого завода). Рассмотрение четвёртого отложено до 30 июля: к процессу на стороне «Русала» решило присоединиться «Сообщество потребителей энергии». Компания «Юнипро», поддерживаемая в судах регуляторами сектора, запросила дополнительное время для знакомства с позицией ассоциации покупателей энергии. О претензиях промпотребителей к действующей модели, при которой мощность на энергорынке понимается как особый товар, а не услуга, «Перетоку» рассказал заместитель директора «Сообщества потребителей энергии» Валерий Дзюбенко.

«Нужно повышать реальную загрузку сетей, а не изобретать новые способы пополнения выручки электросетевой монополии»

В июле Минэнерго представило доработанный проект об оплате потребителями неиспользуемых сетевых резервов. Министерство решило установить фиксированную величину оплачиваемого сетевого резерва в размере 15% и отказалось от нормы, по которой потребители с собственной генерацией оплачивали услуги по передаче в объёме 20% от своей выработки. Однако бизнес не устраивает и скорректированный вариант. Покупатели энергии полагают, что концептуально в проекте ничего не

поменялось, инициатива обременяет экономику, но не достигает заявленных целей. Промышленники настаивают: вместо поголовных сборов за «бумажный» сетевой резерв необходимо реализовать комплекс адресных мер, который привёл бы к реальному повышению загрузки сетевых мощностей в долгосрочном периоде. «Переток» попросил развёрнуто рассказать о позиции бизнеса заместителя директора Ассоциации «Сообщество потребителей энергии» Валерия Дзюбенко.