

ОТРАСЛЕВОЕ ТАРИФНОЕ
СОГЛАШЕНИЕФЛАГМАНЫ ЗЕЛЕНОГО РОСТА.
СПЕЦВЫПУСКРЕЙТИНГ ЭЛЕКТРОСЕТЕВЫХ
КОМПАНИЙ<http://www.eprussia.ru/epr/471/6388441.htm>

Газета "Энергетика и промышленность России" | № 19 (471) октябрь 2023 года

Энергетики пытаются распутать миллиардный клубок противоречий

Елена Восканян  341

Планирование в энергетике должно быть централизованным, особенно в части функций, которые выполняет «Системный оператор». Однако в случае возникновения развилки, когда стоит выбор — строить генерацию или сети, необходимо вернуться в начало и посмотреть: настолько ли дорогим было сетевое решение?

Такое мнение прозвучало в ходе IX Конференции Ассоциации «НП Совет рынка» «Приоритеты рыночной электроэнергетики в России: планировать или реагировать?», которая состоялась 21–22 сентября в Сочи.

Основа заложена



рынок.

«В свою очередь, чтобы отвечать на возникающие вызовы и успешно решать задачи, которые ставит перед отраслью государство, необходимо проводить совместную экспертную оценку жизнеспособности проектов, исходя из текущих возможностей энергосистемы. Неправильно перекладывать финансовую ответственность за строительство стратегических для страны объектов только на энергорынок», — заявил Максим Быстров.



которая должна нести не только определенные обязательства, но и стимулы для участников процессов. В частности, для заявителей это могут быть какие-то материальные стимулы или сроки либо и то и другое.

Ситуация с планированием в отрасли на данный момент понятна. А что касается непосредственно отбора вариантов, решение должно быть более распределенное, конкурсное. Однако выбор в пользу строительства генерации должен быть взвешенным и оправданным, должен тестироваться по price cap сетевого решения.

«Что касается источников финансирования, здесь тоже есть определенный микс. Если заказчиком расширения энергоинфраструктуры является государство, то в этом должен участвовать бюджет. Если же заказчик частный, например, промышленное предприятие, источником финансирования являются его средства, — комментирует Валерий Дзюбенко. — Также допускается микс, когда используются и инструменты поддержки за счет бюджетных средств, и средства инвестора. Для государства важно оценивать мультипликаторы, смотреть по межотраслевым балансам, к чему это приводит. И учитывать эти выгоды в реализации проекта».

Генерация или сети?



Заместитель министра энергетики РФ Павел Сниккарс заметил, что существующие инвестиционные механизмы — КОММод КОМ НГО, ДПМ, по своей сути похожи и представляют собой конкурсный отбор на генерацию с гарантированным возвратом инвестиций.

«Ровно такой же инвестиционный механизм в России действовал в сетях без конкурса. Конечно, под определенные условия, например, RAB-регулирование. Этот подход был уже с особыми сложностями для государства — гарантированный возврат доходности при серьезном инвестиционном развитии. Данная история чем-то похожа на ДПМ. При этом в RAB недорегулировали, не убрали возможность предельного уровня роста тарифа. То есть если его сейчас в сетях доработать, сделать прогарантированно для государства, не трогать его в последующие 10 лет, может быть, будет чуть интереснее. Инвестиционные механизмы есть как в генерации, так и в сетях. Так почему мы должны мерить выгоду по «сетевой крышке»? Потому что она дешевле?», — обратился представитель ведомства к коллегам.

Когда выбирается решение для того, чтобы компенсировать дефицит в определенном энергоузле, сначала нужно понять, по какому пути пойти. Это будет сетевое решение или новая генерация, пояснил Валерий Дзюбенко.

«После того, когда мы решили, что сетевое строительство дорогое на первом этапе, выбираем объект генерации. В итоге после нескольких итераций необходимо свериться с первым вариантом — а настолько ли дорогим было сетевое решение. Если вдруг получается, что генерация, которую мы по итогам отбираем, становится дороже сетевого решения, возвращаемся к начальной развилке строить сети», — уточнил он.

Однако Павел Сниккарс заметил, что чисто технически может получиться так, что сетевое решение станет чуть дешевле, но при этом весь резерв, который есть в свободной части мощности региона, кончается.

«Базовое правило — все меряем по сетям, все застраиваем сетями и ориентируемся на генерацию, не получится однолинейным для каждого конкретного субъекта. Придется каждый раз разбираться, — убежден Павел Сниккарс. — Идеальное решение, которое обсуждалось, — надо в одной процедуре сразу сравнивать генерацию и сети. Пока такой технологии нет, ее надо придумать. Если мы на первом этапе отбрасываем сети, но они остаются альтернативным решением, то, отбирая генерацию, нужно быть уверенным, что суммарная стоимость этой генерации не превысит сетевое решение».



Заместитель председателя наблюдательного совета НП «Сообщество потребителей энергии», генеральный директор ООО «Русэнергосбыт» Михаил Андронов считает: для того чтобы проводить открытый нейтральный конкурс, должно быть понятно, «что на столе»:

«Допустим, есть столько-то газа, столько-то гидроресурсов, кто построит дешевле или быстрее, тот пусть и работает. Например, в Мурманской области мне старые энергетики говорили: вся гидроэнергетика была построена не по плану ГОЭЛРО, а по плану Витте. Построено, если я правильно помню, 65% или 70% от того, что Витте запланировал. Там еще есть 30%. Так давайте построим. Объявим конкурс: столько-то мегаватт, такие-то створы. Кто придет? Полно желающих. «Русгидро» придет. У «Газпром энергохолдинга» есть свои ГЭС. Давайте устроим нормальный конкурс и построим.

Должна быть нормальная промышленная политика в этом вопросе. У нас пока складывается система, где каждый крупный потребитель норовит построить свою электростанцию. Это ненормально. Нормальный приход инвестиций должен быть такой, чтобы все рвались в энергосистему, а не строили свое».

А кто заплатит?

На важном аспекте акцентировал внимание **председатель правления Системного оператора Федор Опадчий**, подчеркнув, что для сбалансированного развития энергосистемы необходимо учитывать прогнозируемые изменения в составе парка генерирующего оборудования.

«К примеру, в связи с тем что мощности были введены еще в 1960–1970-х годах, целесообразно предусмотреть замещающие мероприятия, необходимость в которых рано или поздно возникнет, в том числе меры по продлению паркового ресурса оборудования и новые стройки», — сказал он.

При этом, полагает Павел Сниккарс, нужно учитывать период, на который осуществляется планирование:

«Если нам надо построить линию электропередачи 10 км 500 кВ или поменять сечение провода, но при этом не менять остальную сеть, и все это считается в рамках окупаемости на 10 лет, расчет будет один. Если посчитать на 15 или на 20 лет с генерацией — другим. В логике короткого эффективного расчета, ни гидростанции, ни атомной станции никогда не появится. Их капитальные затраты в моменте всегда больше».

Что касается принципиального подхода: кто в итоге платит за развитие инфраструктуры в случае возникновения локализованных дефицитов? Необходимо разделять старых потребителей и новое потребление, которое возникает, в том числе у старых потребителей.

«У старых потребителей не должны появляться дополнительные обязательства для того, чтобы развивать инфраструктуру в пользу

новых подключений. А у новых потребителей должен быть выбор, — говорит Валерий Дзюбенко. — Вариант take or pay, когда он фиксирует свои обязательства и в случае ненабора нагрузки компенсируют расходы на развитие инфраструктуры либо заключает инвестсоглашение. При этом в качестве основы take or pay берем капитальные расходы. Операционные расходы для такого варианта соглашения не используем.

Еще была идея учитывать в новых подключениях те надбавки, которые существуют в цене электроэнергии в ТП по максимальной мощности. И из этого расчета определять социально-экономическую нагрузку по надбавкам, которая есть в цене электроэнергии, и распределять на новые подключения».

Генерация, Электрические сети, Энергетическое строительство, Развитие энергетики, Планирование в энергетике

Похожие	Свежие	Популярные