



Николай Посыпанко
старший консультант VYGON Consulting

Demand response в России: важнее, чем может показаться

Ценозависимое снижение потребления в России, измеряемое десятками мегаватт, едва заметно, и отношение крупных игроков отрасли к механизму управления спросом на электроэнергию зачастую снисходительно. Но нельзя игнорировать стратегические возможности инструмента для роста эффективности энергоснабжения и инновационного развития. Масштабный запуск *demand response* смог бы повлиять на внедрение интеллектуального учета, вложения в который, вероятно, превысят 0,8 трлн руб. Источником инвестиций в этом случае станут не растущие тарифы, а снижение издержек в ЕЭС. Для того чтобы эти процессы получили прозрачные экономические стимулы, необходимы активные меры по адаптации отечественного энергорынка.



ВОСТРЕБОВАННОСТЬ DR

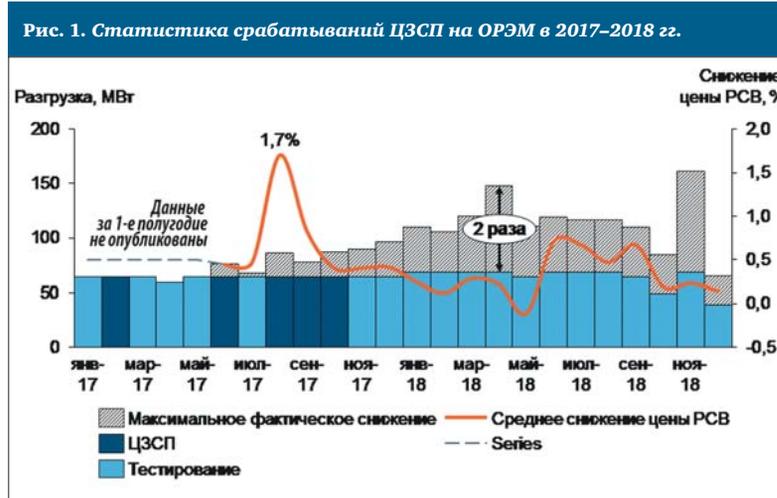
В 2017–2018 гг. на российском оптовом рынке начал работу механизм управления спросом на электрическую энергию — ценозависимое снижение потребления, или *demand response*. Участвующие в нем потребители должны за вознаграждение ограничивать свою нагрузку в пиковые часы энергосистемы и снижать тем самым энерготарифы — как себе, так и в целом для энергосистемы.

Экономический эффект от ценозависимого снижения потребления появляется при отказе от загрузки дорогой и неэффективной генерации в конкретный момент времени, а в будущем — при возможности избежать строительства пиковых мощностей.

Хотя интерес к инновационному проекту проявляют множество потребителей и энергосбытовых организаций, реальными участниками *demand response* в России сегодня остаются только алюминиевые заводы ОК «РУСАЛ». Они консолидировали и предложили Системному оператору ЕЭС использовать в качестве диспетчируемого ресурса порядка 60 МВт своих управляемых мощностей.

Пока РУСАЛ позволяет снизить спрос во второй ценовой зоне на 0,1%, сколько-нибудь значимого эффекта в ценах РСВ не наблюдается. За два года было всего 25 дней с заданиями на снижение в рамках *demand response*, только шесть из них были по экономическим причинам, а остальные — регламентными тестами в последние дни каждого календарного месяца.

Общий эффект от снижения цен РСВ можно оценить в 10–20 млн руб. в год, при том что вознаграждение ОК «РУСАЛ» за участие в ценозависимом снижении потребления составило порядка 50 млн руб. в год. Это означает, что в текущей своей конфигурации *demand response* приводит не к снижению общих издержек энергосис-



темы, а, наоборот, к росту средней оптовой цены энергии, пусть и незначительному.

ЦЗСП И РЫНОК МОЩНОСТИ

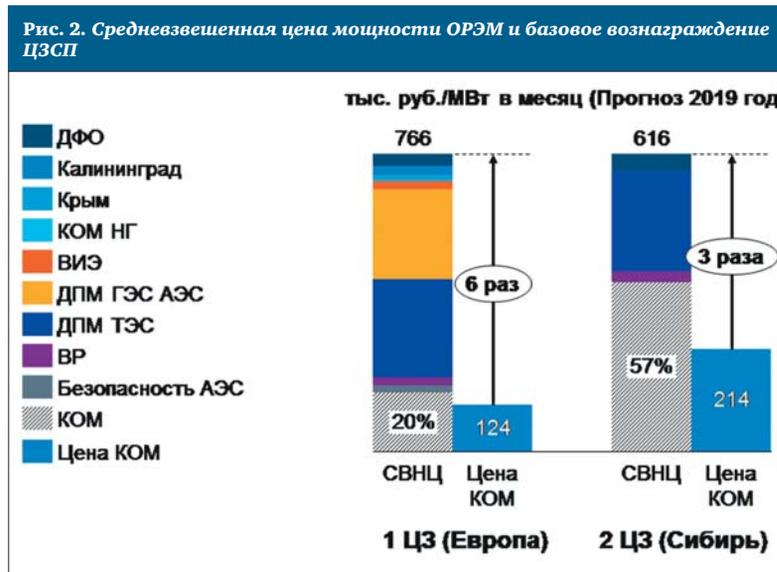
Аргументы низкой эффективности *demand response* для ОРЭМ слабеют, если учитывать в стоимостном балансе влияние на рынок мощности КОМ.

Для участия в КОМ на 2021 г. во второй ценовой зоне заявлено 55 МВт управляемой нагрузки. В результате снижение цены КОМ составило около 715 руб./МВт в месяц (–0,3%). Таким образом, платежи в КОМ за счет участия мощностей ЦЗСП будут снижены примерно на 300 млн руб. в год.

Но и этот эффект может быть поставлен под сомнение. Дело в том, что ценовые точки наклонной спроса на мощность устанавливает правительство, исходя из прогнозного темпа роста цен и уже располагая данными об объемах предложения и заявок на участие в ценозависимом снижении потребления.

ЗАПУСК ЦЗСП — ТЕСТ НА РЫНОК НЕ ПРОЙДЕН

Проблемы в запуске и функционировании ценозависимого снижения потребления в России интересным образом диагностируют и как «изъяды» с точки зрения обеспечения конкуренции, и как особенности регулирования, а так-





же как ряд проблем отечественной электроэнергетики.

Например, основная причина низкой популярности механизма — недостаточное вознаграждение, на которое рассчитывают потребители. Плата за участие в *demand response* рассчитывается исходя из цены конкурентного отбора мощности КОМ, в то время как оплачиваемая потребителем розничная цена мощности в разы больше.

Разница между ценой КОМ и средневзвешенной ценой на мощность, даже без учета услуг по передаче, в 2019 г. составит от 3 до 6 раз. Это подчеркивает колоссальный разрыв между запущенным в 2008 г. конкурентным сегментом рынка мощности и реальными денежными потоками ОРЭМ, направляемыми на возврат инвестиций в генерацию.

Можно рассмотреть проблемы и с другого ракурса — географического. Баланс спроса и предложения в КОМ достигается в целом по ценовым зонам без учета актуальных сетевых ограничений и локальных дефицитов мощности.

Таким образом, ценность 1 МВт предложения уравнивается, например для Кольской энергосистемы, где заперт профицит генерации АЭС и ГЭС, и для энергодефицитных районов Краснодарского края. Значит, при текущей архитектуре

рынка мощности вознаграждение потребителя не сможет отражать полезность ресурса *demand response* в конкретной диспетчируемой зоне или даже отдельном узле энергосистемы.

Справедливый скепсис многих участников вызывает незначительное влияние ценозависимого снижения потребления на цены в РСВ. Но здесь низкий эффект во многом вызван сглаживанием пиковых цен из-за ограничения заявок генерирующих компаний уровнем их реальных топливных издержек.

Базовая причина низкой востребованности *demand response* в России заключается в общепризнанном избытке тепловых генерирующих мощностей. По разным оценкам он составляет от 20 до 30 ГВт для всей ЕЭС.

Чем больше мощностей в системе, тем при значительной доле маневренных ГЭС ниже загрузка пиковой «дорогой» генерации. Так, в 2018 г. более 2,6 ГВт тепловой генерации работало по торговому графику только от 14 до 103 часов. Коэффициент использования установленной мощности таких станций составляет не более 1,2%, но совокупная плата за эти мощности в 2019 г. составит около 10,5 млрд руб.

Избыток мощностей, в свою очередь, вызван следующими причинами:

- отсутствием эффективного механизма закрытия старой генерации;

- низкой чувствительностью цены КОМ к профициту мощности (особенно в первой ценовой зоне), при которой генерирующие компании не заинтересованы в закрытии старых мощностей;

- ожиданием запуска и реализации специальной программы модернизации ТЭС, в которой старая станция может превратиться в ликвидный актив, дающий право на премиальный контракт.

Таким образом, анализ проблем сдержанного запуска и работы ценозависимого снижения потребления в России ставит перед регуляторами серьезные вопросы и задачи для повышения эффективности всего электроэнергетического рынка.

ПЛАНОВЫЙ DEMAND RESPONSE

Российский и международный опыт показывает, что *demand response* уместен и применим не только в конкурентных энергетических рынках, но и там, где ценообразование во многом регулируется, а энергетическая отрасль монополизирована и вертикально интегрирована.

Например, в Южной Корее, где 80% оптовой генерации контролирует государственная корпорация *KEPCO*, *DR* — один из приоритетов инновационного развития и роста эффективности энергетики, а его целевое значение установлено на уровне 10% от пикового потребления к 2030 г.

Универсальность *demand response* связана с тем, что этот инструмент способен снижать совокупные издержки на энергоснабжение независимо от организационных форм рынка или контрактных отношений между участниками. При этом речь не обязательно идет об «активном», или явном, *DR*, в рамках которого потребитель отказывается от включения оборудования в ответ на сигнал системного оператора. К ценозависимо-

му управлению спросом относятся также зонные или пиковые тарифы, постоянно сигнализирующие покупателям о возможности экономии при снижении нагрузки в дорогие для системы часы.

Но если эффективный *demand response* строится на базе административных решений, важно не упустить из виду, что ценозависимое снижение потребления должно стать не самоцелью, а только средством для роста эффективности энергоснабжения. Управляемая нагрузка потребителей может нести целый ряд позитивных эффектов для ЕЭС, в том числе:

- снижение использования затратной для системы пиковой генерации, а значит, снижение норм резервирования;
- более эффективное использование слабо предсказуемой выработки ветровой или солнечной генерации;
- участие в управлении сетевыми ограничениями или предаварийными режимами работы электрических сетей.

«УМНЫЙ» УЧЕТ DEMAND RESPONSE

Но энергорынку со слабыми ценовыми сигналами мало лишь задать цели для ценозависимого снижения потребления, необходимо оснастить *demand response* и разумными техническими средствами. Тут невозможно не вспомнить об инициативе полномасштабного внедрения интеллектуального учета электрической энергии в России. Согласно федеральному закону об интеллектуальном учете новые счетчики электрической энергии должны уметь по меньшей мере удаленно отключать поставку энергии неплательщикам. Прочие функциональные требования к умному учету в ближайшее время определит правительство РФ, и простор для работы тут на самом деле не малый. Полноценный интеллектуальный учет может не только контролировать на-

пряжение в сети, локализовывать источники коммерческих и технических потерь электрической энергии, но и измерять качество электрической энергии. Смарт-счетчики позволят разграничить ответственность за нарушения в работе сетей и упорядочить вопросы компенсации ущерба, связанного с выходом из строя устройств-электроприемников. Важно, что такие приборы могут быть оснащены техническими устройствами контроля и управления нагрузкой потребителей для участия в ценозависимом снижении потребления.

Например, «умные» счетчики, внедряемые в настоящее время во Франции (*Linky*) позволяют оператору сети диагностировать и локализовывать аварии, а благодаря наличию встроенного программируемого логического контроллера удаленно управлять любой бытовой нагрузкой — водонагревателем, электрическим отоплением, кондиционером или зарядной станцией для электромобилей.

Такой интеллектуальный учет позволит качественно усилить наблюдаемость всех параметров электрической сети, а благодаря возможности включения и выключения отдельных энергопринимающих устройств создать предпосылки для действительно гибкого управления энергосистемой с точки зрения как эффективности использования генерирующих мощностей, так и оптимизации режимов распределительных сетей.

ПЕРСПЕКТИВЫ

Становление механизма ЦЗСП в России происходит не в самый лучший момент с точки зрения конъюнктуры электроэнергетического рынка, характеризующейся профицитом генерирующей мощности. Цены на мощность в КОМ ограничены как объективным избытком предложения, так и решениями регулятора. Цена на электроэнергию в сегменте РСВ также находится под давлением факторов роста ценопринимающего предложения новых блоков АЭС.

На этом фоне текущий размер вознаграждения за мощность, заявленную потребителями в ЦЗСП, низок и не дает достаточных сигналов потенциальным участникам.

В текущем году будет проведен отбор генерирующих мощностей на 2022–2024 гг. Слабая популяризация ЦЗСП не позволит потребителям в полной мере участвовать в отборах, что, по сути, отложит дальнейшее эффективное развитие *DR* в России на вторую половину 2020-х гг.

В связи с этим критически важно уже сегодня готовить и принимать решения, обеспечивающие новые инвестиционные циклы в оптовой генерации и электрических сетях, которые не создадут барьеров для развития ЦЗСП и иных инновационных секторов энергетики, включая распределенную энергетику, системы хранения энергии и даже направление энергоэффективности в России в ближайшие годы. [9](#) [D](#)

