

Рынок системных услуг: пять лет с момента запуска

В начале 2016 г. исполнилось пять лет самому «молодому» из рыночных инструментов российской электроэнергетики — рынку услуг по обеспечению системной надежности. В 2011 г. генераторы, отобранные Системным оператором Единой энергетической системы, начали предоставлять первые два из четырех видов услуг, предусмотренных Постановлением Правительства РФ от 03.03.10 № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности». Этими услугами были нормированное первичное и автоматическое вторичное регулирование частоты. Еще один вид — регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, не участвующего в производстве электроэнергии, появился чуть позже, но в том же году.



ЭР: Максим Анатольевич, можно ли по итогам «первой пятилетки» утверждать, что рынок системных услуг нашел свое место в ряду инструментов поддержания надежности ЕЭС России?

Интервью с начальником департамента рынка системных услуг ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

Максимом Кулешовым

М. К.: Безусловно. Сегодня рынок системных услуг — это один из важных элементов системы обеспечения надежной работы ЕЭС России. В основе этой системы лежат инструменты, которые регулируются обязательными требованиями, предъявляемыми к большинству субъектов энергосистемы: оснащенность устройствами противоаварийной и режимной автоматики, способность энергоблоков участвовать в общем первичном регулировании частоты в энергосистеме и др. По сути, такие требования являются разновидностью условий

технологического присоединения к энергосистеме или оптовому рынку электроэнергии, существующих в энергосистемах всех стран. Не могу не отметить, что в России есть некоторый недостаток таких обязательных системных технических требований, что говорит о необходимости обновления нормативно-технической базы электроэнергетики. Однако это тема для отдельного большого разговора.

Кроме общеобязательных требований, во многих странах также есть и инструменты по обеспечению си-

стемной надежности, использование которых оплачивается отдельно, поскольку обязательства по их содержанию и предоставлению нецелесообразно возлагать на всех субъектов отрасли. Такие инструменты становятся оплачиваемыми системными услугами. В России оплачиваемыми системными услугами стали нормированное первичное регулирование частоты; автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности (за исключением генераторов на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт); регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором во время оказания услуг не производится электрическая энергия; развитие систем противоаварийного управления.

ЭР: Почему пять лет назад возникла необходимость в выделении этих способов обеспечения системной надежности в отдельные услуги?

М. К.: Такая необходимость назрела не пять лет назад, а гораздо раньше. Структура действующей сейчас системы регулирования частоты в ЕЭС России, включая услуги по обеспечению системной надежности, была заложена Приказом РАО «ЕЭС России» от 18.09.02 № 524 «О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России». Потребность в изменении подходов к регулированию частоты электрического тока появилась по многим причинам — и организационным, и экономическим, и техническим. В первую очередь значительно изменилась структура потребления: возросла бытовая нагрузка, промышленное потребление стало гораздо более разнообразным — увеличилось количество промышленного оборудования с частотно-регулируемыми приводами, предприятия стали оснащаться высокотехнологичным электронным оборудованием, гораздо более чувствительным к качеству электроэнергии. Список таких существенных изменений можно продолжать, но фактиче-

ски это означает одно — изменилась реакция нагрузки на отклонение частоты, грубо говоря, качественно регулировать частоту в новых условиях стало сложнее. Одновременно стала иной и сама энергетическая отрасль. Если раньше решения о модернизации оборудования электростанций с установкой систем автоматического регулирования частоты и последующим участием в регулировании частоты принимались директивно, то теперь возникла необходимость в разработке правил, которые позволяют организовать регулирование частоты без дискриминации отдельных участников либо путем введения обязанности участия для всех, либо за счет применения экономических стимулов для добровольного участия в таком регулировании. Таким образом, отвечая на новые вызовы, приказ РАО «ЕЭС России» устанавливал технические требования для участия оборудования в регулировании частоты электрического тока с учетом текущих потребностей энергосистемы, а также требования к участию электростанций в первичном и вторичном регулировании частоты с разграничением обязательного и добровольного участия путем создания дополнительных экономических инструментов. Эти же принципы отражены в Федеральном законе № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Поэтому можно говорить о том, что формирование рынка услуг по обеспечению надежности стало завершающим этапом модернизации системы регулирования частоты в ЕЭС России.

Учитывая то, что качество регулирования частоты в последние годы остается стабильно высоким, можно говорить об эффективности выстроенной системы регулирования частоты.

ЭР: Результатом оказания услуг по обеспечению системной надежности являются только повышение надежности функционирования ЕЭС и обеспечение качества электроэнергии или есть еще и экономический эффект от внедрения системных услуг?

М. К.: Есть и экономический эффект. Хороший пример — автоматическое вторичное регулирование частоты тепловыми станциями. Мощные гидроэлектростанции несут основную нагрузку по вторичному регулированию частоты в ЕЭС России, т.к. это их обязанность в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии. В последние годы идет активный процесс подключения ГЭС установленной мощностью 100 МВт и выше к централизованным системам автоматического вторичного регулирования частоты и перетоков мощности. Таким образом, объем гидрогенерации, обеспечивающей вторичное регулирование, возрастает и необходимость такого регулирования за счет тепловых станций снижается. Однако вот уже три года тепловые станции, оказывающие услуги по АВРЧМ, помогают оптимизировать режимы функционирования ГЭС в паводковый период. При высокой приточности в водохранилища гораздо выгоднее работать «в базе», т.е. с относительно стабильной и довольно высокой выработкой и задействованием всех не находящихся в ремонте гидроагрегатов. В таком режиме они могут генерировать максимальное количество электроэнергии за время паводка. При этом если эту воду не пропустить через турбины ГЭС, то ее придется просто сбросить через плотину, и тогда эти гидроресурсы окажутся неиспользованными. Таким образом, при высоких уровнях наполнения водохранилищ участие ГЭС в регулировании частоты приводит к безвозвратной потере бесплатного ресурса. Именно в этот момент выручают ТЭС, способные участвовать в АВРЧМ, на которые в паводковый период ложится часть нагрузки по вторичному регулированию.

Эффект заключается в том, что использование гидроресурсов вместо сжигания органического топлива выгодно для всех потребителей в энергосистеме с экономической точки зрения, а для всего государства — еще и с экологической, поскольку позволяет снизить цену на оптовом

рынке электроэнергии и уменьшить выбросы в атмосферу.

К примеру, когда мы впервые в 2013 г. в паводковый период в режиме АВРЧМ задействовали ТЭС вместо ГЭС, в целом по энергосистеме экономия на топливе составила порядка 300 млн руб., а оплата участия блоков ТЭС в АВРЧМ — 35 млн руб. Увеличение выработки электроэнергии гидроэлектростанциями достигло 300 млн кВт•ч — на такую величину была бы ограничена генерация гидроэлектростанций, если бы им пришлось участвовать во вторичном регулировании. По нашим оценкам, в случае размещения резервов регулирования на ГЭС и переноса всего этого объема производства на ТЭС понадобилось бы дополнительно израсходовать порядка 78 млн м3 газа.

ЭР: Какова роль Системного оператора в устойчивом функционировании рынка системных услуг?

М. К.: ОАО «СО ЕЭС» выполняет обязанности оператора этого рынка. Ежегодно государство, ранее — в лице Федеральной службы по тарифам, а с прошлого года — Федеральной антимонопольной службы, утверждает размер тарифа на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в части обеспечения системной надежности, который оплачивают потребители электроэнергии для функционирования рынка системных услуг. Тариф для потребителя рассчитывается исходя из фактически потребленного объема энергии. Это и есть те средства, за счет которых работает рынок.

Системный оператор проводит конкурентный отбор по АВРЧМ и НПРЧ, а также отбирает поставщиков услуг по РРСК путем запроса предложений о готовности оказывать услуги. Затем заключает со всеми отобранными поставщиками услуг договоры и оплачивает фактически предоставленный объем услуг по цене, сложившейся в результате отбора, а также контролирует качество этих услуг. Для этого каждый участвующий энергоблок оборудован системами передачи информации в дис-

петчерские центры Системного оператора. В случае систематического нарушения условий договора и требований стандарта мы обращаемся в орган добровольной сертификации, который выдавал сертификат на данный энергоблок, с просьбой обратить внимание и разобраться с зафиксированными случаями неоказания услуг или их ненадлежащего качества. Представители органа добровольной сертификации выезжают на объект, выявляют возможные неполадки, дают заключение, и если необходимо — дают рекомендации персоналу станции, как исправить положение.

ЭР: Такие случаи были за пять лет?

М. К.: Да, конечно. Это нормально для любых технологически сложных систем. К примеру, периодически может возникать необходимость ремонта автоматики энергоблока. Автоматика или «железо» могут выйти из строя. Их выводят в ремонт по диспетчерской заявке, налаживают и снова запускают. Обычная текущая работа.

Иногда специалисты Системного оператора первыми замечают неполадки в энергоблоке благодаря информационным системам, установленным для контроля оказания системных услуг.

Бывали случаи, когда в процессе ремонта персонал станции, изменив уставки — параметры настройки автоматики, по окончании ремонта забывал вернуть их к первоначальным значениям. Но такие происшествия — редкость. В целом же идет нормальный процесс, как и на любом другом оборудовании. Вообще, случаи некорректного предоставления системных услуг в пересчете на год занимают не более 1—2% общего времени предоставления услуг.

ЭР: От чего зависит выбор состава системных услуг в той или иной энергосистеме?

М. К.: В общей сложности в мировой энергетике выделяют более 20 видов системных услуг. В каждой стране их набор разный и зависит от характеристик энергосистемы: состава генерирующего оборудования, протя-

женности сетей, особенностей модели оптового рынка и прочих условий. Часто значительный объем инструментов по поддержанию системной надежности составляют различного вида резервы — начиная от сезонного и заканчивая 15-минутной готовностью. В России резервы оплачиваются в процедурах рынка мощности.

В ЕЭС России рынок системных услуг соответствует нашим отечественным условиям и общемировой практике. Общая тенденция состоит в том, что фактически в каждой стране есть услуги, связанные с регулированием частоты, и различные виды услуг по регулированию напряжения. В этом смысле наш рынок системных услуг абсолютно в мировом тренде. У нас тоже выделено два вида услуг по регулированию частоты, один — по регулированию напряжения и один — по развитию систем противоаварийной автоматики.

ЭР: Планируется ли развитие рынка посредством организации новых системных услуг?

М. К.: Как я уже сказал, необходимость в новых системных услугах является следствием расширения и усложнения энергосистем. Предусмотренные постановлением правительства услуги на данный момент — это исчерпывающий перечень оплачиваемых системных услуг в России. Если когда-нибудь потребность в новых услугах возникнет, вопрос будет решаться.

Однако это не означает, что рынок системных услуг не развивается. Все пять лет он продолжает интенсивно развиваться путем качественного изменения организации оказания этих услуг, а не за счет увеличения их количества. Так, например, растет количество участников рынка, оказывающих услуги НПРЧ. На момент начала предоставления услуг в 2011 г. в ЕЭС было около 35 энергоблоков тепловых станций, отвечающих требованиям стандарта ОАО «СО ЕЭС» по участию энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты. На 2016 г. отобрано 64

энергоблока, и мы наконец-то смогли удовлетворить спрос на этот вид услуг в ЕЭС России. Кроме того, расширился качественный состав участников — сначала были только паросиловые блоки, использующие в качестве топлива газ и/или мазут, а сейчас уже разработаны специальные стандарты для пылеугольных блоков ГРЭС, для атомных станций, для ГЭС, а значит, появилась возможность участия в оказании услуг различными видами оборудования. Сейчас готовится стандарт для ТЭЦ с поперечными связями. Это важно и полезно с точки зрения надежности энергосистемы, поскольку такое разнообразие позволяет охватить всю «географию» ЕЭС России и усиливает конкуренцию.

Следует отметить, что началу участия субъекта в рынке системных услуг предшествует большая работа по приведению оборудования в соответствие с требованиями стандартов. Все пришедшие на рынок энергоблоки прошли модернизацию, связанную в первую очередь с оснащением автоматизированными системами управления, а также контроля и передачи информации в диспетчерские центры Системного оператора. Полный цикл от принятия решения об участии в оказании услуг до проведения сертификационных испытаний составляет 1,5—2,5 года. После этого генерация выходит на конкурентный отбор — т.е. у нее имеется риск не быть отобранной для оказания услуг, и инвестиции фактически могут оказаться замороженными на какое-то время.

То, что энергокомпании идут на эти риски, свидетельствует о том, что изначально модель рынка системных услуг была правильной и дала эффективные стимулы генераторам проводить модернизацию и участвовать в обеспечении стабильной работы ЕЭС России.

ЭР: Что делает Системный оператор, чтобы привлечь внимание потенциальных участников к рынку системных услуг?

М. К.: Правильно выбранная экономическая модель рынка системных

услуг сама создает стимул участвовать в рынке. Главное, что делает Системный оператор, — это поддержание атмосферы открытости вокруг происходящих процессов. Начнем с того, что все необходимые условия для желающих присоединиться и получать доход от предоставления системных услуг находятся в открытом доступе на сайте ОАО «СО ЕЭС». Собственнику понятно, что он получит в итоге: есть методика расчета затрат, утвержденная ФСТ, и она тоже открыта для пользования. Все результаты торгов также публикуются на сайте. Кроме того, мы организуем проведение независимых объективных исследований влияния работы генерирующего оборудования в режиме оказания системных услуг на состояние этого оборудования, его износ. К примеру, в течение нескольких лет по заказу Системного оператора проводились исследования влияния режимов НПРЧ и АВРЧМ на техническое состояние оборудования тепловых станций. Исходные данные для них собирались со всех энергоблоков, участвующих в оказании услуг по НПРЧ и АВРЧМ. Исследования показали, что режим НПРЧ не оказывает влияния на износ и технологическую надежность функционирования оборудования тепловых станций, а также на экономические и экологические показатели. Крутильные колебания и касательные напряжения, возникающие при работе турбоагрегатов в режимах НПРЧ и АВРЧМ, находятся в пределах допусков заводов — изготовителей оборудования, не оказывают какого-либо влияния на усталостную прочность валопроводов и не снижают их динамическую надежность. Существует небольшая степень повышенного износа управляющих механизмов и некоторых других узлов генераторов, участвующих в АВРЧМ, которая выражается в увеличении количества ремонтов этого оборудования. Стоимость ремонтов поддается подсчету — она была включена в методику определения тарифа и соответственно может быть рассчита-

на и заложена участником в ценовую заявку.

Системный оператор также создал площадку для обсуждения значимых вопросов участия в рынке системных услуг — координационный штаб. В рамках его деятельности раз в год проводится небольшая профессиональная конференция, на которой мы обсуждаем проблемы, возникающие у генерирующих компаний в процессе модернизации, сертификации и при оказании услуг, отвечаем на вопросы тех, кто пока только рассматривает возможность участия, а также представляем итоги исследований. В таком технологически и технически сложном процессе, как системные услуги, всегда накапливается множество вопросов — производственных, юридических, коммерческих. Что важно, участники рынка на координационном штабе не только взаимодействуют с Системным оператором, но и обмениваются опытом друг с другом, а это благоприятная среда для развития рынка.

Ну и наконец, за пять лет работы рынок системных услуг обрел такое качество, как прогнозируемость. Можно посмотреть объемы оказанных услуг, изменения цен, тариф, утвержденный государством.

В итоге генерирующая компания начинает задумываться о том, что ей пора зарабатывать на новых услугах. Она находит на сайте Системного оператора условия участия, технологические нормативы, при помощи публичных методик, а также данных о динамике цен за прошедшие пять лет функционирования рынка рассчитывает срок окупаемости модернизации своего оборудования и прибыль будущих периодов. Все это позволяет компании делать расчеты и принимать решение «с открытыми глазами» и тем самым стимулирует ее к выходу на рынок системных услуг.

Большинство компаний, которые пришли на рынок, потом увеличивают свое присутствие. Полагаю, это означает, что для них созданы правильные стимулы.