

Главная → Особое мнение → «Решение о корректировке КОММод во многом будет зависеть от готовности машиностроителей»

«Решение о корректировке КОММод во многом будет зависеть от готовности машиностроителей»

Минувший год ознаменовался в энергетике переходом на новую модель планирования в рамках теперь шестилетних Схемы и программы развития энергосистем (СиПР). О том, почему это привело к очередному переносу конкурентного отбора мощности (КОМ) и проектов модернизации (КОММод), за счёт чего плановый резерв может сократиться более чем на 11 ГВт и почему майнеры не являются надёжными потребителями, рассказал директор по энергетическим рынкам и внешним связям «Системного оператора ЕЭС» Андрей Катаев.

– СО ЕЭС приступил к расширению зоны диспетчерской ответственности на технологически изолированные энергосистемы Таймыра, Сахалина, Магадана, Камчатки и Чукотки. На какие эффекты рассчитывает регулятор после завершения этого процесса?

– Очевидно, что в момент перехода с 1 января 2024 года никаких радикальных изменений в работе этих энергосистем не произойдёт. Они сейчас функционируют достаточно стабильно, и очевидно, что в один момент не появятся ни новые потребители, ни генераторы, не поменяются электрические сети, а значит и режимы работы энергосистем не могут значительно измениться. Тогда в чём же ценность передачи «Системному оператору» функций оперативно-диспетчерского управления и почему это важно именно сейчас? Это становится понятным, как только мы начнём говорить о развитии малых энергосистем.

Например, вам необходимо вводить новые виды сетевого или генерирующего оборудования, внедрять новые системы защит или противоаварийной автоматики. В малой энергосистеме вы в каждом случае вынуждены быть первопроходцами. А у «Системного оператора» – практический опыт обеспечения ввода и управления режимами работы самого разного оборудования в десятках территориальных энергосистем, так что с большой долей вероятности многие конкретные вопросы уже рассматривались, и на них были



найжены ответы. Соответственно, можно применить наиболее эффективные и отработанные решения. И это только одно из преимуществ централизации оперативно-диспетчерского управления и распространения на энергосистемы удалённых территорий единой, принятой в ЕЭС России технической политики.

– С точки зрения «Системного оператора» в регионах Дальнего Востока, которые работают в составе ЕЭС, всё готово для интеграции в оптовый энергорынок?

– Мы достаточно активно готовились к запуску рыночных процедур на Дальнем Востоке. На протяжении нескольких последних лет интенсивно дорабатывали свои программные комплексы, унифицировали их с теми, которые работают в ценовых зонах оптового рынка. За минувшее время мы запустили процедуру формализованного выбора состава включённого генерирующего оборудования, аналогичную действующей в ценовых зонах процедуре ВСВГО, осуществили переход на часовые интервалы и обеспечили проведение внутрисуточных расчётов – аналога расчётов планов балансирующего рынка (БР). С технологической точки зрения мы полностью готовы. Механизмы рыночного взаимодействия – всё-таки рыночные процедуры несколько отличаются в ценовых и неценовых зонах – активно тестируются с участниками рынка. Понятно, что непосредственно перед запуском мы ещё будем проводить натурные испытания – тестирование полного цикла всех деловых процессов, чтобы убедиться, что и мы, и участники практически готовы к работе Дальнего Востока по правилам ценовой зоны. Но все технологии и механизмы абсолютно понятны и «Системному оператору», и «Администратору торговой системы» (АТС) как организации, отвечающей за обеспечение работы оптового рынка, и его участникам. На сегодняшний день вопрос остаётся только в сроках принятия необходимой нормативной базы.

– Каковы первые эффекты от перехода к новой системе планирования перспективного развития энергетики? Видите ли Вы необходимость что-то скорректировать в процедурах разработки Генеральной схемы размещения энергообъектов или Схемы и программы развития энергосистем (СиПР)? Или о корректировках стоит говорить после прохождения полного, а не ускоренного цикла планирования?

– Эту тему действительно лучше обсуждать после завершения полного цикла разработки программных для энергетики документов. Утверждённые в марте СиПР на 2023–2028 годы были переходным документом – элементом, обеспечивающим преемственность документов прежней и новой систем перспективного планирования. СиПР на 2024–2029 годы полностью формируются по постоянной процедуре и выйдут в декабре. Понятно, какие-то шероховатости мы сейчас видим, но оснований для принципиальных изменений подходов к разработке документов перспективного планирования, для каких-то существенных корректировок нет. А то, что сами процедуры будут донастраиваться, – это точно.

– Как идёт проверка заявок потребителей при расчёте в СиПР будущего спроса на электроэнергию? Например, оценки дефицита на юго-востоке Сибири, где планируется строительство новой генерации, колебались от 690 МВт до 2 ГВт.

– Это и есть один из тех моментов, где потребуется более точная настройка механизмов планирования будущего облика отрасли. Я бы даже сказал, дело не в верификации предоставляемых потенциальными потребителями данных, а в самом подходе к учёту заявляемых потребителями планов развития.

Актуальная методология исходит из того, что решение о строительстве новой генерации, так же как решение о развитии сетевого комплекса, принимается на основании прогнозной оценки объёмов

электропотребления, заложенной в СиПР. У нас есть понимаемая на основе статистики динамика потребления существующих потребителей. Отправной точкой для прогноза электропотребления новых служат заявки потребителей, в первую очередь подтверждённые договорами на технологическое присоединение. В этом смысле мероприятия по развитию энергосистемы являются ответом на явно сформированный запрос потребителей в конкретном регионе. С одной стороны, такой подход минимизирует риски неоправданного вложения средств в избыточное развитие инфраструктуры, но с другой стороны, при отсутствии опережающего развития энергетики возникают риски, что энергетика может стать сдерживающим фактором для роста экономики. Поэтому нужно будет находить правильный баланс между этими рисками. Жизнь даёт нам практические задачи для отработки критериев и порядка учёта потенциальных объёмов потребления в СиПР. Хороший пример – юго-восток Сибири. Потребители, не имеющие пока договоров на техприсоединение, заявили о намерении реализовать масштабные проекты в данном регионе с суммарным объёмом потребления почти 3 ГВт.

Понятно, что эта цифра выглядит, мягко скажем, несколько оптимистичной, но какая-то часть из этих объёмов – это реальные, готовые к реализации проекты. Проведённый «Системным оператором» анализ показал, что действительно перспективный рост потребления в этом регионе выше, чем тот, который был заложен в предшествующих СиПР, и, соответственно, потребность в генерации – выше 690 МВт, указанных в утверждённых в марте СиПР на 2023–2028 годы.

По нашей текущей оценке, в данном энергорайоне требуется около 1200 МВт новой генерации. Сейчас цифры уточняются, и в ближайшее время параметры нового КОМ НГО должны быть определены.

– Эффективнее создавать один большой объект генерации или разделить на два-три?

– Надо понимать, что юго-восточная часть Сибири – это достаточно большая территория. Сюда входит часть Иркутской, Бурятской и Забайкальской энергосистем. Размещение в одной точке, например в Забайкалье, 1,2 ГВт новых мощностей повлечёт за собой необходимость слишком большого сетевого строительства, чтобы вырабатываемую здесь электроэнергию передать потребителям в Иркутске. Равно как и наоборот. Поэтому часть мощностей должна быть построена в Бурятии или в Забайкальском крае. В противном случае просто стоимость сетевых решений будет слишком высокой, чтобы покрыть расстояние от новых центров выработки до центров потребления, измеряющееся сотнями километров.

Также важно, что единичная мощность новых энергоблоков не должна существенно превышать единичную мощность действующих блоков. При нормальном режиме работы энергосистемы потребители не должны заметить отключения даже самого крупного энергоблока – с учётом этого рассчитываются резервы мощности, запасы пропускной способности сети. Если мы построим в Бурятской или Забайкальской энергосистеме, где сегодня самый крупный блок имеет мощность 230 МВт, один-единственный блок единичной мощностью 1200 МВт, то нам придётся поддерживать резервы на случай его аварийного отключения, что опять-таки означает дополнительное масштабное сетевое строительство. А такое решение не является оправданным ни с технической, ни с экономической точек зрения.

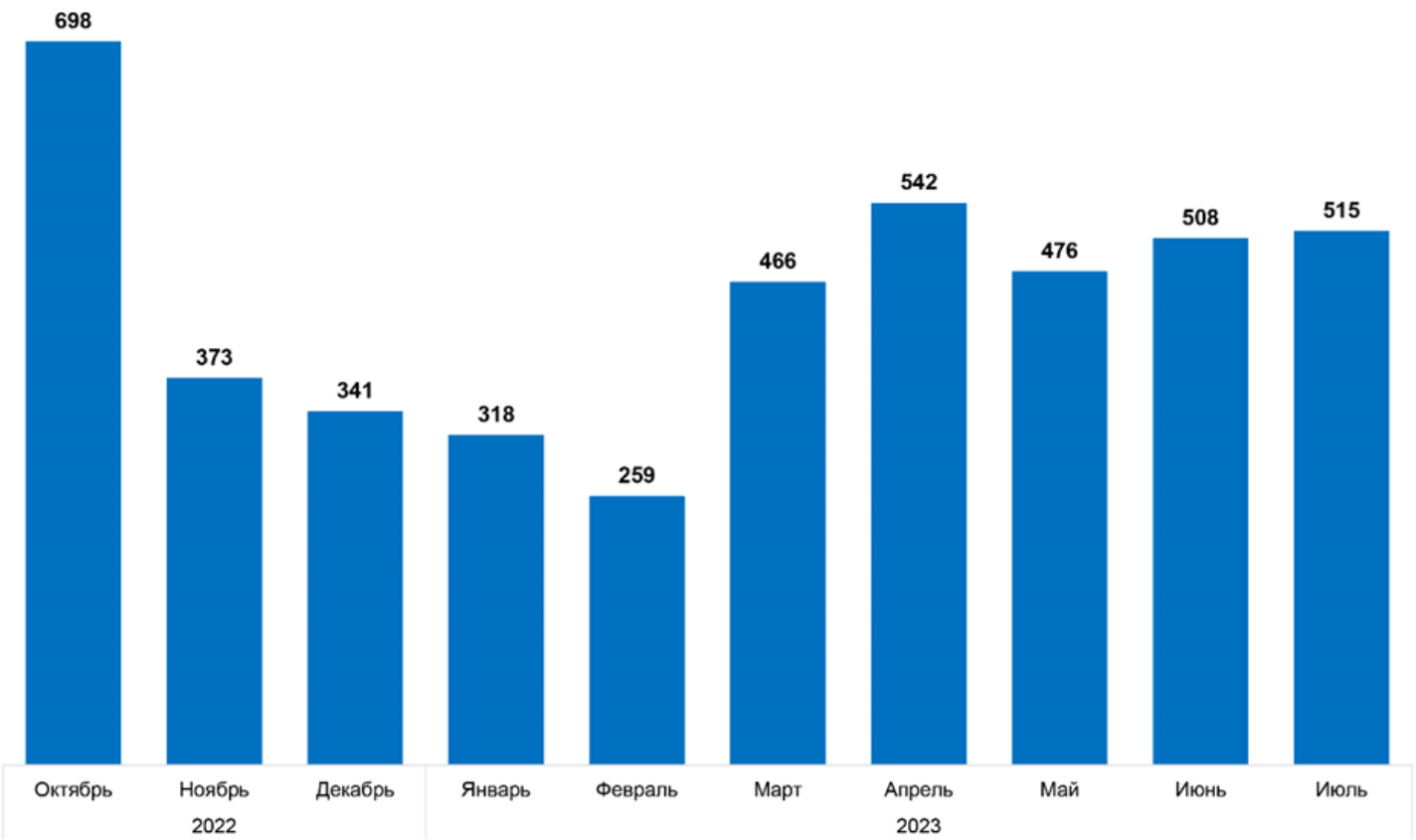
– Как показывает себя в работе механизм экономии ресурса ПГУ/ГТУ? По факту сколько времени оборудование, получившее право включения с последним приоритетом, не работает?

– Механизм экономии ресурса, с одной стороны, показал свою востребованность. С другой стороны, сказать, что на него наблюдается ажиотажный спрос, мы, конечно же, не можем. Генерирующие компании

ежемесячно подают заявки на включение ГТУ/ПГУ в перечень оборудования, которое может воспользоваться «последним приоритетом на включение». Если генератор воспользуется своим правом, то он будет включён в работу только при недостатке иной генерирующей мощности в регионе. Объём генерации, попадающей в такой перечень и расположенной в энергорайонах, где вывод мощностей мог бы создать риски для надёжного энергоснабжения, в течение многих месяцев стабилен. Фактический объём мощности оборудования, находящегося в резерве в рамках использования этого механизма, сегодня составляет лишь проценты от общего объёма ПГУ в ЕЭС России – среднемесячная величина устойчиво держится на уровне около 400–500 МВт в месяц. Так что механизм востребован, но сказать, что большая доля ПГУ-генерации остановилась, мы не можем. Всё-таки вывод в резерв в среднем нескольких сотен мегаватт ежемесячно – это не тот уровень, которого мы опасались на этапе запуска механизма.

Существующий механизм позволяет экономить ресурс за счёт полного перевода в резерв всей установки ГТУ/ПГУ. За прошедшие месяцы у нас появился запрос на менее радикальную экономию. По мнению генераторов, существенная экономия ресурса может быть достигнута за счёт перевода турбины на более низкие параметры работы. Тогда в резерве останется только часть её мощности. Мы считаем перспективным доработку механизма в этом направлении. По сути, можно сохранить основные принципы действующего механизма, когда часть мощности, остающаяся в резерве, оплачивается с дисконтом, но при этом сама ПГУ продолжает работать.

Среднемесячный объем ХР (МВт)



– Минэнерго подготовило проект постановления, переносящего КОМ (на 2027 год) и КОММод (на 2028 год) на февраль – март будущего года. В качестве причины переноса в пояснительной записке к документу указана необходимость синхронизации сроков подготовки СиПР (ежегодно к 1 декабря) и долгосрочных отборов. При этом нормативная база позволяет откладывать проведение КОМ и КОММод до конца 2024 года. С точки зрения «Системного оператора», – надо сдвигать сроки на

более позднее время?

– У переноса КОМ и КОММод немного разные основания. Перенос традиционного конкурентного отбора мощности – это чистая логистика, увязывание сроков проведения отбора и подготовки документов перспективного планирования. По ранее действовавшим нормам нужно было провести отбор в ноябре. При этом мы помним, что перспективный спрос на мощность формируется на основании данных СиПР. Получается, что при проведении КОМ 15 ноября мы должны будем ориентироваться на параметры, установленные в предшествующих СиПР. Если бы мы проводили КОМ в текущем году, то это СиПР на 2023–2028 годы, утверждённые в марте. При этом ровно через 15 дней после проведения КОМ будут утверждены новые СиПР с уточнёнными показателями. Проводить КОМ, основываясь на заведомо неактуальных цифрах, кажется не совсем правильным. С учётом того, что новые СиПР на 2024–2029 годы будут утверждаться в декабре, и было принято решение проводить КОМ в феврале 2024 года, используя имеющиеся актуальные данные.

До проведения КОМ мы должны иметь результаты конкурентного отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (КОММод) на соответствующий год. КОММод на 2027 год уже проведён. Чтобы провести КОМ на 2028 год в феврале 2025 года, нам нужно знать результаты КОММод на этот год. Получается, что с учётом процедур принятия решений и публикации информации его нужно провести не позднее осени 2024 года.

– Ещё долго надо КОММод «докручивать»?

– Вопрос заключается в принятии принципиального решения, куда мы движемся. Ранее обсуждалось достаточно много разных инициатив, в том числе проведение КОММод для модернизации только ТЭЦ или только ПГУ. Решение, которое сейчас будет принято, во многом будет зависеть от готовности наших машиностроителей предложить энергетикам газовые турбины, которые смогут работать уже не в экспериментальном, пилотном режиме, – как в рамках конкурса инновационных турбин, когда нет никаких последствий за задержку ввода оборудования, – а в нормальном регулярном режиме, предусматривающем своевременный ввод оборудования в работу. Будут понятны потенциальные объёмы поставки газовых турбин – можно будет говорить о параметрах КОММод в части квоты, устанавливаемой для ПГУ. Если не будет уверенности в своевременной поставке и работоспособности газовых турбин, тогда можно рассматривать иные приоритеты и другие решения.

– Если говорить о существенных поправках в КОМ и КОММод, то какие предложения внёс «Системный оператор»?

– Основное изменение, выносившееся нами на обсуждение на многочисленных дискуссионных площадках, – переход к вероятностной методике определения спроса на мощность в КОМ. Этот метод позволит наиболее точно, исходя из актуальных параметров работы энергосистемы, определять объём необходимой мощности.

– Насколько сократится резерв при новой методике?

– Текущая версия методологии и предложенные «Системным оператором» параметры предусматривают вероятность возникновения дефицита мощности в энергосистеме не чаще чем один раз в 10 лет. Стратегический резерв мощности заложен на уровне 5%. Если руководствоваться этими критериями, то

расчёт, проведённый на актуальных данных статистики и прогнозе потребления из действующих СиПР 2023–2028, показывает снижение объёма требуемой в ценовых зонах мощности относительно действующей методики на 11,2 ГВт. В СиПР на 2024–2029 годы прогноз потребления на 2027 год будет уточнён с учётом информации о потребителях, заключивших договоры на техприсоединение уже после выхода текущих СиПР, соответственно, расчётные цифры спроса тоже будут уточнены.

– В КОМ какого года уже будут участвовать дальневосточные электростанции?

– В КОМ на 2027 год мы пока не планировали учитывать мощности на Дальнем Востоке. КОМ на 2028 год, согласно проекту постановления правительства, который уже прошёл общественное обсуждение, должен быть проведён с участием дальневосточных электростанций. Указанные сроки были определены, исходя из планируемого ввода в работу линий электропередачи, которые позволят обеспечить параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока. После принятия нормативной базы в этом году и запуска рыночных механизмов с 1 января 2024 года не будет никаких ограничений для проведения следующего КОМ на 2028 год уже по объединённой второй ценовой зоне. Напомню, предполагаемый срок проведения конкурсной процедуры – февраль 2025 года. Время подготовиться и при необходимости внести коррективы у нас есть.

– Какие регионы попадают в зоны возможного энергодефицита помимо юго-востока Сибири? Нет ли прогнозируемого энергодефицита на Дальнем Востоке с учётом переориентации грузопотоков и растущего потребления?

– Очевидно, что некоторые территории страны сейчас энергодефицитны. Но это не только Дальний Восток. Для одних энергорайонов решения уже приняты, для других находятся на стадии проработки. Принято решение о строительстве Ленской ТЭС в энергорайоне Бодайбо в северо-восточной части Иркутской области, совсем недавно правительственная комиссия рассматривала вопрос строительства Чульманской ТЭС в Якутии.

В этом году мы ждём ввода в работу ТЭС «Ударная», которая строится по результатам КОМ НГО в ОЭС Юга, но уже сегодня мы видим рост потребления в этом энергорайоне и понимаем, что потребуется больше генерирующих мощностей. В утверждённых в марте СиПР на 2023–2028 годы дефицит энергомощностей не был зафиксирован. Но мы помним, что СиПР формируются с учётом заявок потребителей, имеющих договоры на техприсоединение. В настоящее время в процессе формирования новых СиПР на 2024–2029 годы прогноз потребления актуализируется и будут определены точные параметры мощности, требуемой в регионе.

– А зачем нужна ТЭС «Газпром энергохолдинга» в Якутии?

– В целом на Дальнем Востоке и в Якутии достаточно напряжённая ситуация с балансом электроэнергии и мощности. Регион стремительно развивается, прирост потребления существенно превышает средние цифры по стране, поэтому требуется достаточно интенсивное развитие энергокомплекса.

– Насколько целесообразно при расчёте потребностей в новой генерации учитывать заявки майнеров? Цены на криптовалюты нестабильны, что отражается на рентабельности этого бизнеса. Плюс отрасль идёт по пути минимизации энергозатрат, и в ближайшие годы цена энергии может перестать быть ключевым фактором при выборе площадок.

– До недавнего времени такого типа потребителей в энергосистеме не было. Вопрос о том, как правильно их встраивать в энергосистему, не стоял. Соответственно, и решения пока нет. Что сейчас происходит? В ЕЭС России исторически существуют энергорайоны с низкой ценой на электроэнергию – именно там майнеры и организуют свои криптофермы. Если они приходят как бытовые потребители, складывается ситуация, типичная для системы перекрёстного субсидирования: недополученную с них плату за потреблённую электроэнергию должны компенсировать промышленность и бизнес.

Но если даже они подключаются как крупные потребители, то возникает несколько базовых вопросов с точки зрения развития энергосистемы. Первый – скорость появления такой нагрузки. Представить себе, что за два-три месяца появится завод, потребляющий сотни мегаватт мощности, невозможно. Срок строительства подобного промышленного объекта составляет несколько лет. Это время, соизмеримое со строительством сетей и электростанций. А время, требуемое для появления криптофермы, – максимум месяцы. Очевидно, что даже если бы майнер был готов заплатить за развитие энергетической инфраструктуры, то ни линии, ни генерация не могут быть построены в такие короткие сроки.

Второй вопрос: должна ли энергетическая инфраструктура обеспечивать возможность присоединения потребителя в выбранном им регионе? Если иметь в виду традиционного потребителя – горно-обогатительный комбинат или детский сад, – ответ очевиден: да, ему необходимо обеспечивать возможность потреблять электроэнергию в конкретной географической точке. Майнер технологически никак не привязан к региону – его решение появиться на конкретной территории определяется прежде всего ценой на электроэнергию, и при её изменении он достаточно просто может переместиться в другой регион.

И третий: можем ли мы рассматривать криптофермы как долгосрочных потребителей? Ответ – вряд ли. Во-первых, майнеры могут исчезнуть так же быстро, как и появиться, если конъюнктура рынка – соотношение цены криптовалюты и необходимой для её добычи электроэнергии – будет неблагоприятна. Во вторых, изменения внутри самой отрасли. Яркий тому пример – криптовалюта Ethereum. Её перевод с одного протокола на другой привёл к снижению электропотребления на порядки. Перейдёт на такой протокол биткоин – потребление в Иркутске сократится на сотни мегаватт просто в один день, и сама тема «майнеры» с точки зрения влияния на электропотребление просто перестанет существовать. Пример Иркутской области, наверное, наиболее показательный. Преобладание гидрогенерации в структуре установленной мощности обуславливает низкий текущий уровень цен на электроэнергию как для физических, так и для юридических лиц. Но если для новых потребителей в регионе необходимо построить несколько сотен километров линий 500 кВ или новую электростанцию, то с учётом инвестиций в генерацию и электросетевой комплекс честная цена на добавленное энергопотребление будет существенно выше текущего уровня.

Если мы говорим про майнеров, то небольшое изменение в нормативном регулировании этой деятельности или небольшая корректировка цен на электроэнергию вполне могут привести к тому, что майнеры дружно «снимутся» из Иркутской области и поедут, например, поближе к Сургутским ГРЭС, где энергодефицит отсутствует, нет проблем с резервом генерирующих мощностей и пропускной способностью электрической сети. При этом электропотребление криптоферм физически существует, поэтому вопрос не в том, надо ли учитывать существование такого типа потребления, а в том, как научиться его правильно учитывать, в том числе с учётом возможности его миграции.

– Как обстоит ситуация с перетоками между ЕЭС России и Казахстаном, который раньше кратно превышал разрешённый объём технических перетоков? И насколько велик был вклад ЕЭС России в

поддержку энергосистемы Казахстана после серии аварий в первой половине июля?

– Ранее плановая величина сальдо перетоков электроэнергии между энергосистемами России и Казахстана заявлялась коллегами равной или близкой нулю. Но в отдельные часы наши соседи в отклонение от планового графика просто увеличивали переток из ЕЭС России для покрытия своего потребления, а затем в другие часы компенсировали этот объём. Режим работы энергосистемы оптимален, когда для заранее определённого потребления рассчитывается оптимальная загрузка каждой из электростанций. Очевидно, что, если случайным образом соседняя энергосистема в какой-то момент то потребляет более 1000 МВт, то выдаёт 1000 МВт, оптимальность работы российских электростанций из-за перезагрузки снижается. В начале отклонения компенсируются ГЭС, затем для сохранения интегральных ограничений по выработке ГЭС перезагружаются ТЭС.

Что произошло сейчас? Казахские коллеги изменили модель рынка электроэнергии, запустили балансирующий рынок и стали планировать графики сальдо перетоков, более соответствующие профилю реальных графиков, и планомерно покупать электроэнергию, когда это требуется. Этот процесс начался со второй половины июля. Мы наблюдаем за тем, как это скажется на перетоках с ЕЭС России, и рассчитываем на позитивные перемены. Пока статистика не показательна: в отдельные дни отклонения существенно меньше, чем ранее, но иногда они достаточно велики. Например, в первые дни начала коммерческих поставок при плановой поставке 1500 МВт внепланово казахские коллеги принимали ещё дополнительно 1283 МВт, то есть суммарно поставка электроэнергии в страну достигала 2872 МВт при фактическом потреблении ЕЭС Казахстана порядка 11 ГВт.

– Есть планы построить в будущем дополнительные ЛЭП между Сибирью и Уралом?

– Планы по усилению электрических связей объединённых энергосистем Урала и Сибири есть. В утверждённых СиПР на 2023–2028 годы, а также в формируемых сегодня СиПР на 2024–2029 годы предусмотрены мероприятия по строительству двух линий электропередачи 500 кВ «Курган – Таврическая» и «Алтай – Таврическая» с реконструкцией подстанций «Таврическая» и «Алтай». Завершение реализации этого проекта планируется в 2028 году.

– В этом году должен завершиться пилот по управлению спросом. Как в следующем году будет работать вся эта система?

– В чём отличие целевой модели управления спросом от действующего пилотного проекта? В рамках пилотного проекта услуга по управлению спросом включена в перечень услуг по обеспечению системной надёжности, а «Системный оператор» выступает в качестве посредника между агрегаторами и субъектами оптового рынка электроэнергии и мощности, обеспечивая включение ресурсов управления спросом розничных потребителей в механизмы ОРЭМ.

Целевая модель предусматривает непосредственную интеграцию нового рыночного инструмента в оптовый рынок. С точки зрения договорной конструкции услуги по управлению спросом будут оказываться агрегаторами непосредственно участникам рынка, без платежей со стороны «Системного оператора». Ресурс управляемого спроса будет учитываться в том числе в процедурах выбора состава включаемого генерирующего оборудования (ВСВГО) и в долгосрочном конкурентном отборе, а в будущем и на балансирующем рынке. Это, наверное, главные, принципиальные изменения. В момент перехода в части взаимодействия между агрегаторами и конечными потребителями, участвующими в управлении спросом,

не должно произойти каких-то заметных изменений, при этом с запуском целевой модели агрегатор получит статус полноценного участника рынка аналогично всем остальным его участникам.

– Ценозависимое потребление и агрегирование будут функционировать на равных на одном оптовом рынке?

– Мы предлагаем простую логику: уже принятые потребителями обязательства по ценозависимому снижению потребления должны быть исполнены, а дальше все станут работать в рамках одной процедуры. В этом смысле оптовый потребитель и агрегатор будут выступать на равных: условия участия одинаковые, критерии срабатывания и подтверждения разгрузки одинаковые, договорная конструкция одинаковая.

– Повторного переноса сроков и продления пилота не ожидаете?

– Изменения в закон «Об электроэнергетике», которые определяют работу агрегаторов спроса на электроэнергию, в первом чтении Государственная Дума одобрила ещё в декабре прошлого года. Уточнённая редакция законопроекта подготовлена ко второму чтению и внесена на рассмотрение. Надеемся, что на осенней сессии он будет рассмотрен во втором и третьем чтениях. Проект постановления правительства, раскрывающего нормы законопроекта, прошёл общественное обсуждение. Так что нормативно-правовая база формируется в плановом режиме, и пока у нас нет оснований сомневаться в том, что целевая модель управления спросом будет запущена уже в начале 2024 года.

– Сейчас в стране реализуется программа ДПМ ВИЭ 2.0, все чаще говорят о том, что ВИЭ смогут появляться в нашей энергосистеме без программ поддержки. Как резервируются ВИЭ в тех странах, где их доля уже велика?

– На сегодняшний день ничем другим, кроме традиционной генерации, невозможно компенсировать выпадающую в бессолнечные и безветренные периоды выработку объектов ВИЭ. Управление спросом, системы накопления электроэнергии, в т. ч. ГАЭС – все эти технические решения хорошо работают на краткосрочных интервалах, как механизмы от внутрисуточного до внутрисуточного регулирования. Но пока не существует экономически доступных систем накопления энергии для поддержания резерва на сравнительно «долгих дистанциях»: в течение недели или хотя бы двух – трёх дней. Поэтому на данном этапе технологического развития только традиционная генерация может выступать основным поставщиком ресурса длительного резерва. При этом речь идёт не только о тепловых электростанциях. Гидроэлектростанции с водохранилищами сезонного и многолетнего регулирования легко позволяют перераспределять их выработку между сутками и неделями, что позволяет компенсировать неравномерность выработки ВИЭ.

Для энергосистем с высокой долей ВИЭ критически важным становится наличие мощных электрических связей с соседними энергосистемами. В этом случае разнонаправленные за счёт территориальной распределённости колебания выработки ВИЭ взаимно компенсируются. Представим себе всю территорию Европы: одна туча, очевидно, не может накрыть весь этот регион сразу, безветрие на всей огромной территории тоже, скорее всего, не наступит. Сейчас в Европе идет достаточно массовое строительство сетей. И распространение ВИЭ как раз и является основным драйвером этого процесса. Как говорят, лучший накопитель – это сети, которые дают возможность принимать электроэнергию в избыточных регионах и передавать её на территории, где выработка ВИЭ в данный момент снижена.

– В России пока что не было случаев, когда из-за появления ВИЭ-генерации требовалось значительное строительство электросетей?

– Конечно же, нет, специально для обеспечения выдачи мощности объектов ВИЭ-генерации магистральные сети никогда не строились. Ровно такая идеология была заложена в основу программ поддержки развития возобновляемой энергетики ДПМ ВИЭ-1 и ДПМ ВИЭ-2. Согласно концепции, принимая решение о месте строительства электростанции, собственник должен не только учитывать климатические условия, но и возможности электросетевого комплекса региона по обеспечению выдачи вырабатываемой электроэнергии.

В ДПМ-1 был установлен нормативный коэффициент использования установленной мощности (КИУМ): если собственник его не выполняет, он не получает плату за мощность. Точно так же, как вокруг Москвы крайне рискованно для инвестора было бы строительство солнечных электростанций и ветропарков из-за низкого уровня инсоляции и ветровых нагрузок, бессмысленно было бы построить их в энергорайоне, где их мощность не может быть выдана в энергосистему.

В ДПМ-2 реализован ещё более жёсткий подход: инвесторы на старте соревнуются по долгосрочным показателям эффективности. В этой ситуации каждый киловатт становится важным.

Сегодня ни одному инвестору в голову не придёт построить ВИЭ-генерацию там, где эта мощность будет постоянно заперта. А если говорить об ограничениях выдачи мощности ВИЭ, вводимых на юге, то несмотря на значимые объёмы в отдельные часы, количество таких часов пока не велико. И потери от ограничения выработки ВИЭ несоизмеримо меньше, чем затраты на расшивку сечений – строительство новых магистральных линий.

Материал подготовлен в рамках совместного проекта портала «Переток» и журнала «Энергия без границ»

28 сентября 2023 в 12:27

Досье автора

Андрей Катаев

Компания: Системный оператор ЕЭС

Должность: Директор по энергетическим рынкам и внешним связям